

---

---

# ЭЛЕКТРО- ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК

## 3

КНИГА ПЕРВАЯ

---

---

ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

---

---

# ЭЛЕКТРО- ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК

В ТРЕХ ТОМАХ

ПОД ОБЩЕЙ РЕДАКЦИЕЙ

профессоров Московского энергетического института В. Г. Герасимова,  
П. Г. Грудинского, В. А. Лабущова, И. Н. Орлова (главный редактор),  
М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина и инж. И. В. Антика

7-е ИЗДАНИЕ, ИСПРАВЛЕННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

ТОМ 3

В двух книгах

Книга 1

ПРОИЗВОДСТВО И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1988

ББК 31.2  
Э 45  
УДК 621.3(035.5)

**Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3.**  
Э 45 В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение  
электрической энергии (Под общ. ред. профессоров  
МЭИ: И. Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд.,  
испр. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 880 с.:  
ил.

ISBN 5-283-00569-0

Приведены сведения по электрическим станциям и подстанциям, распределительным устройствам, электроэнергетическим системам и их защите, линиям электропередачи, электроснабжению городов, сельского хозяйства, промышленности и транспорта. Шестое издание справочника вышло в 1982 г. Седьмое изд. т. 1 вышел в 1985 г., т. 2 вышел в 1986 г., т. 3, кн. 2 выйдет в 1988 г.  
Для инженеров-электриков.

Э  $\frac{2302010000-287}{051(01)-88}$  134-87

ББК 31.2

ISBN 5-283-00569-0 (Т. 3. Кн. 1)

ISBN 5-283-00568-2

© Энергоатомиздат, 1988

## СОДЕРЖАНИЕ

<p><i>Раздел 34.</i> Электроэнергетические системы . . . . . 6</p> <p><i>Раздел 35.</i> Переходные процессы и особые режимы в электроэнергетических системах . . . . . 51</p> <p><i>Раздел 36.</i> Электрические станции и подстанции (электрическая часть) 104</p> <p><i>Раздел 37.</i> Распределительные устройства . . . . . 172</p> <p><i>Раздел 38.</i> Перенапряжения в электроэнергетических системах и защита от них . . . . . 252</p> <p><i>Раздел 39.</i> Электрические сети высокого напряжения . . . . . 276</p> <p><i>Раздел 40.</i> Электропередачи переменного и постоянного тока сверхвысокого напряжения . . . . . 357</p> <p><i>Раздел 41.</i> Конструкции воздушных и кабельных линий . . . . . 361</p> <p><i>Раздел 42.</i> Автоматика электроэнергетических систем . . . . . 411</p>	<p><i>Раздел 43.</i> Автоматизация диспетчерского и технологического управления электроэнергетическими системами 498</p> <p><i>Раздел 44.</i> Защита в электроэнергетических системах . . . . . 532</p> <p><i>Раздел 45.</i> Управление, контроль и сигнализация на электрических станциях и подстанциях . . . . . 659</p> <p><i>Раздел 46.</i> Электроснабжение городов и населенных пунктов . . . . . 722</p> <p><i>Раздел 47.</i> Электроснабжение сельского хозяйства . . . . . 757</p> <p><i>Раздел 48.</i> Электроснабжение промышленных предприятий и транспорта 777</p> <p><i>Раздел 49.</i> Техничко-экономические показатели в электроэнергетике. Вопросы оптимизации и проектирования . . . . . 831</p>
---	--

### ОТ РЕДАКЦИОННОЙ КОЛЛЕГИИ

#### МАТЕРИАЛ ПЕРВОЙ КНИГИ ТРЕТЬЕГО ТОМА ПОДГОТОВИЛИ:

- |  |   |
|--|---|
| <p>Разд. 34 — доктор техн. наук, проф. В. А. Веников (§ 34.1), канд. техн. наук В. В. Ершевич (§ 34.1, 34.2, 34.4), канд. техн. наук Г. А. Илларионов, инж. <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Э. Г. Петренко</span> (§ 34.6), канд. техн. наук Г. Н. Лялик (§ 34.3, 34.5), канд. техн. наук Е. А. Волкова (§ 34.4), канд. техн. наук, доц. И. С. Рокотян, канд. техн. наук, доц. Д. А. Федоров (§ 34.7).</p> <p>Разд. 35 — канд. техн. наук, доц. Н. Д. Анисимова, доктор техн. наук, проф. В. А. Веников, канд. техн. наук, проф. В. В. Ежков (§ 35.1, 35.7—35.10), канд. техн. наук, доц. И. П. Крючков (§ 35.2, 35.3, 35.5, 35.6), канд. техн. наук, доц. Ю. А. Морозова (§ 35.4).</p> <p>Разд. 36 — доктор техн. наук, проф. Б. Н. Неклепаев.</p> | <p>Разд. 37 — доктор техн. наук, проф. Б. Н. Неклепаев (§ 37.1—37.3), канд. техн. наук, доц. Е. А. Конюхова (§ 37.4).</p> <p>Разд. 38 — канд. техн. наук, доц. В. В. Базуткин, доктор техн. наук, проф. В. П. Ларионов.</p> <p>Разд. 39 — канд. техн. наук В. В. Ершевич (§ 39.1), канд. техн. наук Г. А. Илларионов (§ 39.5), канд. техн. наук, доц. И. С. Рокотян, канд. техн. наук, доц. Д. А. Федоров (§ 39.2—39.4, 39.6, 39.7), канд. техн. наук Д. Л. Файбисович (§ 39.5), доктор техн. наук, проф. Ю. А. Фокин (§ 39.8).</p> <p>Разд. 40 — канд. техн. наук, доц. Н. Д. Анисимова (§ 40.1—40.9), канд. техн. наук, доц. Ю. П. Рыжов (§ 40.10—40.13).</p> <p>Разд. 41 — доктор техн. наук, проф. А. А. Глазунов (§ 41.1—41.18), канд. техн. наук, доц. Э. Н. Зуев (§ 41.19, 41.20).</p> |
|--|---|



- Разд. 42 — ст. препод. О. П. Алексеев (§ 42.2, 42.4—42.6), доктор техн. наук, проф. В. П. Морозкин (42.2, 42.3), канд. техн. наук, доц. **Е. Л. Сиротинский** (§ 42.1, 42.2, 42.5—42.7), канд. техн. наук, доц. В. Л. Козис (§ 42.3), научный сотрудник Н. И. Панфилов (§ 42.1, 42.7).
- Разд. 43 — канд. техн. наук, доц. В. В. Кривенков (§ 43.1), канд. техн. наук В. Г. Орнов, канд. техн. наук В. А. Семенов (§ 43.2, 43.3), канд. техн. наук, доц. Я. Л. Арцишевский (§ 43.4).
- Разд. 44 — канд. техн. наук, доц. В. Г. Дорогунцев (§ 44.1—44.3), канд. техн. наук А. Н. Васильев (§ 44.4), канд. техн. наук, доц. В. Н. Новелла (§ 44.5—44.7), канд. техн. наук А. И. Левиуш (§ 44.2, 44.3), инж. В. Н. Вавин (§ 44.8—44.10).
- Разд. 45 — инж. М. И. Гумин, инж. В. Ф. Устинов, канд. техн. наук, доц. В. В. Жуков.
- Разд. 46 — инж. Т. А. Власова, доктор техн. наук, проф. А. А. Глазунов.
- Разд. 47 — канд. техн. наук, доц. И. Г. Гордиевский, канд. техн. наук, доц. Л. А. Долецкая.
- Разд. 48 — доктор техн. наук, проф. В. В. Шевченко, канд. техн. наук, доц. Т. В. Анчарова, канд. техн. наук, доц. Е. А. Конюхова, канд. техн. наук, доц. Э. А. Киреева.
- Разд. 49 — канд. техн. наук, доц. Ю. Н. Астахов (§ 49.1, 49.6), канд. техн. наук Г. А. Илларионов, канд. техн. наук Д. Л. Файбисович (§ 49.1—49.3, 49.6), канд. техн. наук В. В. Ершевич, канд. техн. наук, доц. В. П. Васин (§ 49.4, 49.5).

Материал соответствующих разделов первой книги третьего тома просмотрен заведующими кафедрами МЭИ: доктором техн. наук, проф. В. А. Вениковым, доктором техн. наук, проф. В. П. Ларионовым, доктором техн. наук, проф. В. П. Морозкиным, доктором техн. наук, проф. Б. Н. Неклепаевым, доктором техн. наук, проф. В. В. Шевченко, доктором техн. наук, проф. А. Я. Шихиным.

Редактирование материалов тома осуществлено проф. **П. Г. Грудинским**, проф. А. М. Федосеевым и проф. А. Я. Шихиным.

## СОДЕРЖАНИЕ ПЕРВОГО ТОМА

### Общие вопросы. Электротехнические материалы

- Раздел 1.* Развитие электроэнергетики, электрификации и электротехнической промышленности
- Раздел 2.* Единицы физических величин. Важнейшие физические постоянные
- Раздел 3.* Основные сведения по электрофизике
- Раздел 4.* Теоретические основы электротехники
- Раздел 5.* Планирование, организация и автоматизация электротехнического эксперимента
- Раздел 6.* Основы метрологии. Измерение электрических и магнитных величин
- Раздел 7.* Моделирование в электротехнике и электроэнергетике

- Раздел 8.* Применение вычислительной техники в электротехнике и электроэнергетике
- Раздел 9.* Общие вопросы исполнения и надежности электротехнического оборудования
- Раздел 10.* Основные правила оформления конструкторской документации
- Раздел 11.* Экономическая эффективность новой техники
- Раздел 12.* Безопасность электроустановок и электрооборудования
- Раздел 13.* Электроизоляционные материалы
- Раздел 14.* Полупроводниковые материалы
- Раздел 15.* Проводниковые материалы
- Раздел 16.* Магнитные материалы
- Раздел 17.* Контроль качества электротехнических материалов и изделий

## СОДЕРЖАНИЕ ВТОРОГО ТОМА

### Электротехнические изделия и устройства

- Раздел 18.* Электрические кабели, провода и шины  
*Раздел 19.* Электроизоляционные конструкции и изоляторы  
*Раздел 20.* Полупроводниковые приборы и интегральные микросхемы  
*Раздел 21.* Резисторы, конденсаторы и реакторы  
*Раздел 22.* Трансформаторы и автотрансформаторы  
*Раздел 23.* Общие вопросы электрических машин  
*Раздел 24.* Проектирование электрических машин

- Раздел 25.* Справочные данные серий электрических машин  
*Раздел 26.* Электрические машины автоматических устройств  
*Раздел 27.* Коммутационная и защитная аппаратура высокого напряжения  
*Раздел 28.* Трансформаторы тока и напряжения  
*Раздел 29.* Аппараты управления и распределения устройств низкого напряжения  
*Раздел 30.* Реле защиты, автоматики и управления  
*Раздел 31.* Электромагниты, системы с постоянными магнитами  
*Раздел 32.* Вентильные преобразователи электрической энергии  
*Раздел 33.* Химические источники тока и их применение

## СОДЕРЖАНИЕ ТРЕТЬЕГО ТОМА. КНИГА ВТОРАЯ

### Использование электрической энергии

- Раздел 50.* Электропривод  
*Раздел 51.* Автоматическое управление электроприводами  
*Раздел 52.* Электропривод общепромышленных механизмов  
*Раздел 53.* Электротермическое оборудование  
*Раздел 54.* Оборудование для электротехнологии  
*Раздел 55.* Оборудование для электросварки  
*Раздел 56.* Электрическое освещение

- Раздел 57.* Электрооборудование взрывоопасных производств  
*Раздел 58.* Электрический транспорт  
*Раздел 59.* Электрооборудование автомобилей и тракторов  
*Раздел 60.* Источники вторичного электропитания  
*Раздел 61.* Бытовые электроприборы  
*Раздел 62.* Электрические ручные и переносные машины (электроинструмент)  
*Раздел 63.* Индустриальные радиопомехи  
*Раздел 64.* Промышленные шумы

# ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

## СОДЕРЖАНИЕ

34.1. Общие вопросы развития электроэнергетических систем . . . . .	6	Задачи расчетов и критерии сравнительной экономической эффективности капитальных вложений (36) Методика и порядок расчета (37) Расчет замыкающих затрат на электроэнергию (40).	
34.2. Элементы ЭС и условия их работы . . . . .	12	34.7 Оптимизационные модели для выбора режима, поиска структуры генерирующих мощностей электроэнергетических систем, развития и размещения электрических станций . . . . .	41
34.3. Графики электрических нагрузок ЭС	20	Оптимизация режимов (41) Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей (44). Оптимизация развития электростанций (49)	
34.4. Режимы работы ЭС . . . . .	24		
34.5. Резервы генерирующей мощности в ЭС	30		
34.6. Расчеты сравнительной экономической эффективности вариантов проектирования ЭС . . . . .	36	Список литературы . . . . .	50

### 34.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

#### Общая характеристика энергосистем

Электроэнергетическая система (ЭС) представляет собой совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей и узлов потребления, объединенных процессом производства, передачи и распределения электроэнергии и теплоты и связанных общим оперативным и хозяйственным управлением.

В СССР имеется около 100 районных ЭС, каждая из которых обеспечивает централизованное электроснабжение потребителей на территории, охватываемой подчиненными ей электрическими сетями, а также централизованное теплоснабжение от подведомственных ей тепловых электростанций и котельных. Энергосистема обслуживает обычно территорию одной области, края, автономной или даже союзной республики, а иногда двух-трех областей.

С административно-хозяйственной точки зрения районная энергосистема (РЭС) представляет собой производственное объединение нескольких разнородных энергетических предприятий, электростанций, предприятий по

эксплуатации электрических сетей, ремонтных баз, заводов энергетического профиля, проектно-конструкторских организаций, подстанций (ПС) и др. В энергосистеме совместно с электростанциями, подчиненными Министерству энергетики и электрификации СССР (электростанции общего пользования), работают и электростанции других министерств и ведомств (блок-станции).

Группу параллельно работающих ЭС, оперативно-диспетчерское управление режимами которых осуществляется из одного центра — объединенного диспетчерского управления (ОДУ), — называют Объединенной энергосистемой (ОЭС). Параллельно работающие ОЭС образуют Единую энергосистему (ЕЭС) СССР, режимами которой управляет Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР. ЦДУ и ОДУ не имеют административно-хозяйственных функций по отношению к РЭС и не занимаются эксплуатацией энергетического оборудования и организацией строительства новых объектов.

Распределение РЭС по объединенным энергосистемам и их удельный вес в общей мощности электростанций страны показаны в табл. 34.1. Кроме перечисленных в таблице ЭС, в СССР имеется специфическое производственное объединение «Дальние передачи»,

Таблица 34.1 Общие сведения по энергосистемам СССР

ОЭС	Энергосистемы	Количество ЭС	Установленная мощность электростанций, %
Северо-Запада	Брестская, Витебская, Гомельская, Гродненская, Калининградская, Карельская, Кольская, Латвийская, Ленинградская, Литовская, Минская, Могилевская, Эстонская	13	10,4
Центра	Архангельская <sup>1</sup> , Белгородская, Брянская, Волгоградская, Воронежская, Горьковская, Ивановская, Калининская, Коми <sup>1</sup> , Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Орловская, Рязанская, Смоленская, Тамбовская, Тульская, Ярославская	19	14,0
Средней Волги	Гурьевская <sup>2</sup> , Куйбышевская, Мордовская, Пензенская, Саратовская, Татарская, Ульяновская, Чувашская	8	5,8
Урала	Башкирская, Западно-Казахстанская <sup>2</sup> , Кировская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Тюменская, Удмуртская, Челябинская	9	11,6
Юга	Винницкая, Днепровская, Донбасская, Киевская, Крымская, Львовская, Молдавская, Одесская, Харьковская	9	17,6
Северного Кавказа	Грозненская, Дагестанская, Краснодарская, Ростовская, Северокавказская, Ставропольская	6	3,9
Закавказья	Азербайджанская, Армянская, Грузинская	3	3,9
Северного Казахстана	Алтайская, Карагандинская, Кустанайская, Павлодарская, Целиноградская, Экибастузская	6	3,3
Сибири	Барнаульская, Бурятская, Иркутская, Красноярская, Кузбасская, Новосибирская, Омская, Томская, Читинская <sup>3</sup>	9	13,1
Итого ЕЭС СССР		82	84,0
ОЭС Средней Азии	Алма-Атинская <sup>2</sup> , Киргизская, Таджикская, Узбекская, Южно-Казахстанская <sup>2</sup> , Туркменская	6	5,0
ОЭС Дальнего Востока	Амурская, Приморская, Хабаровская	3	1,0
Итого в ОЭС		91	90,0
Остальные ЭС и прочие энергорайоны и электростанции	Камчатская, Магаданская, Сахалинская, Якутская	4	10,0
Всего по СССР	—	95	100,0

<sup>1</sup> Расположена в зоне ОЭС Северо-Запада<sup>2</sup> Расположена на территории Казахстана<sup>3</sup> Расположена в зоне ОЭС Дальнего Востока.

занимающееся эксплуатацией электропередач напряжением 500, 750 и 1150 кВ на территории РСФСР и некоторых других республик.

Наиболее крупные ЭС имеют мощность электростанций более 10 млн. кВт (при средней по стране около 3 млн. кВт), но есть ЭС, практически не имеющие собственных генерирующих источников. Граница между ЭС и потребителем — условная и проводится на договорной основе в специальных пунктах раздела электрических сетей, поэтому в хозяйственном плане в состав ЭС могут входить электрические сети самых низких номинальных напряжений (0,4 кВ), тогда как понятие «потребитель электроэнергии» может включать в себя

сети очень высоких напряжений (220 и даже 500 кВ). Таким образом, организационно потребители электроэнергии не входят в состав ЭС, но в связи с важнейшей особенностью электроэнергетического производства — неразрывностью технологического процесса производства и потребления электроэнергии — и связанным с этим сильным влиянием электроприемников на режимы работы системы в целом и на качество отпускаемой электроэнергии должны рассматриваться совместно с другими элементами ЭС. Взаимоотношения потребителя с ЭС включают в себя вопросы различного характера: юридическо-правовые, технико-экономические, оперативно-диспетчерские.

Таблица 34.2 Потребляемая мощность и энергия

Потребитель	Максимальная нагрузка, МВт	Годовое потребление, млрд кВт ч
Алюминиевый завод	2000	15,0
Металлургический комбинат	1000	6,5
Ферросплавный завод	600	4,0
Химкомбинат	350	3,0
Горнообогатительный комбинат	270	2,3
Тракторный завод	125	0,6
Завод тяжелого машиностроения	70	0,3
Цементный завод	60	0,4
Угольная шахта	20	0,1
Шелковый комбинат	10	0,05

Основная их часть регламентируется [34.17]. Сами потребители могут характеризоваться структурой их ведомственной принадлежности, размерами потребления, составом приемников электроэнергии и их техническими данными, режимами потребления и возможностью их регулирования, требованиями к надежности электроснабжения и др.

Часть ЭС, состоящую из генераторов, распределительных устройств электростанций, электрической сети (линий электропередачи и ПС) и приемников электроэнергии, называют электрической системой.

Для научно-технического анализа ЭС удобно выделить следующие две крупные группы элементов: электростанции и электрические сети.

Характеристики этих элементов даны ниже (см. § 34.2).

Главным потребителем электроэнергии является промышленность. За последние 10 лет в структуре электробаланса страны более чем удвоилась доля электроэнергии, потребляемой в сельском хозяйстве и на коммунально-бытовые нужды сельского населения.

В табл. 34.2 в качестве примера даны потребляемая мощность и энергия для ряда крупных промышленных потребителей.

Структура и характеристика потребителей определяют условия построения схемы их электроснабжения, а в ряде случаев могут предъявляться специфические требования и существенно влиять на режимы работы системы в целом. Так, для особо ответственных потребителей может появиться необходимость сооружения небольших электростанций для обеспечения надежности электроснабжения; высокий удельный вес крупных синхронных двигателей на нефтепромыслах требует специального исполнения систем релейной защиты

и автоматики; наличие электронагревательных систем позволяет их использовать в качестве потребителей-регуляторов и т. п. [34.4].

### Роль и значение ЭЭС СССР

ЭЭС СССР является высшей формой организации энергетического хозяйства страны и представляет собой развивающийся по государственному плану в масштабе страны комплекс электростанций и сетей, объединенных общим технологическим режимом с единым оперативным управлением.

Единая электроэнергетическая система — важнейшая часть топливно-энергетического комплекса страны — имеет следующие характерные особенности:

- жесткое взаимодействие в едином производственном процессе большого количества энергетических объектов, размещенных на громадной территории, при непрерывном процессе производства, распределения и потребления электроэнергии;

- строгое соответствие генерации и потребления в каждый момент времени;

- резкая неравномерность производственного процесса, обусловленная суточными, сезонными и территориальными изменениями потребляемой электрической и тепловой энергии.

Для обеспечения устойчивой работы и живучести ЭЭС СССР в указанных условиях требуется в первую очередь:

- наличие необходимых резервов мощности и энергоресурсов;

- наличие в структуре генерирующих мощностей необходимой доли маневренных источников для работы в переменной части графика нагрузки;

- достаточная пропускная способность основной электрической сети, в особенности линий 500–750 кВ, а затем и электропередач 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока;

- развитие средств диспетчерского и автоматического управления режимами ЭЭС СССР.

В составе ЭЭС СССР в настоящее время работают 90 из 100 энергосистем страны. Оперативно-диспетчерское управление совместной работой этих ЭС осуществляется в рамках девяти ОЭС. Объединенные диспетчерские управления подчинены Центральному диспетчерскому управлению (ЦДУ ЭЭС СССР) в Москве. Энергосистемы Средней Азии (и Юга Казахстана) работают совместно, образуя ОЭС Средней Азии, пока не работающую параллельно с ЭЭС СССР. Не входит в ее состав и ОЭС Дальнего Востока [34.1].



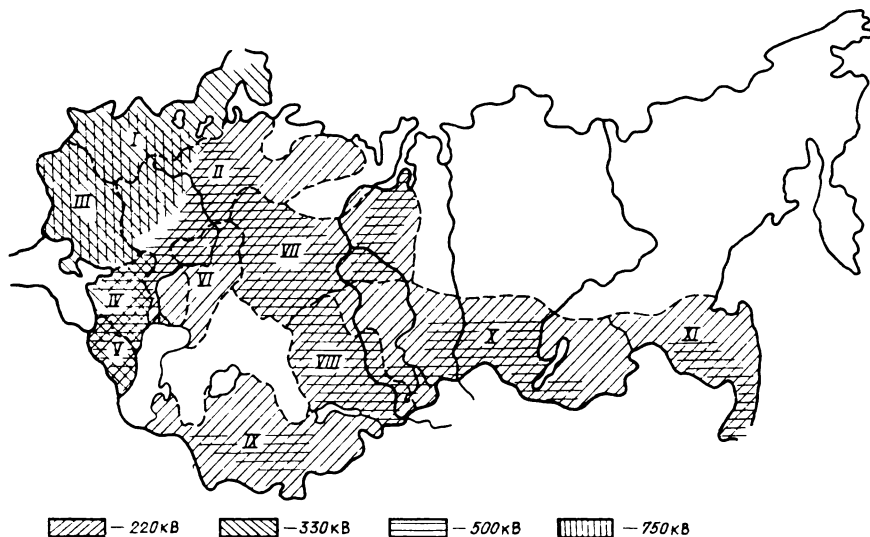


Рис 34.1 Зоны распространения номинальных напряжений (показана материковая часть СССР)

I – Северо-Запада, II – Центра, III – Юга, IV – Северного Кавказа, V – Закавказья, VI – Средней Волги, VII – Урала, VIII – Казахстана, IX – Средней Азии, X – Сибири, XI – Дальнего Востока

Сети ЕЭС СССР охватывают территорию площадью около 10 млн. км<sup>2</sup> и населением около 230 млн. чел. (рис. 34.1). ЕЭС СССР связана электрическими сетями с ОЭС стран – членов СЭВ: ГДР, ПНР, ЧССР, ВНР, СРР, НРБ, а также с ЭС других зарубежных стран: Финляндии, Норвегии, Турции, Монгольской Народной Республики.

Основную часть мощности ЕЭС СССР составляют тепловые электростанции, на долю которых приходится более 70% общей установленной мощности электростанций. Мощность гидроэлектростанций составляет около 20% суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС СССР, при этом в европейских районах доля ГЭС составляет примерно 10%, а в Сибири 50% соответственно от установленной мощности электростанций указанных регионов. Быстро растет удельный вес АЭС, составляющий более 10%.

В ЕЭС СССР достигнута высокая степень концентрации мощностей на электростанциях. Уже в настоящее время мощность 83 электростанций достигла или превысила 1 млн. кВт, из них 36 имеют мощность, равную 2 млн. кВт и выше. На тепловых электростанциях эксплуатируются энергоблоки единичной мощностью 500 и 800 МВт. Общее количество энергоблоков ТЭС мощностью от 150 до 800 МВт достигло 450; их суммарная мощность составляет более 50% общей мощности ТЭС. На АЭС работают реакторы электрической мощностью 1 и 1,5 млн. кВт каждый.

Основная системообразующая сеть ЕЭС СССР сформирована на напряжении 750 кВ в ОЭС Юга, Северо-Запада и Центра (западная часть) и на напряжении 500 кВ – в остальных районах; в эксплуатации находятся межгосударственные электропередачи 750 кВ. Суммарная протяженность электрических сетей напряжением 500 кВ и выше превысила 35 тыс. км.

Предстоящий период развития ЕЭС СССР характеризуется:

расширением ее границ вплоть до охвата практически всей обжитой территории страны; интенсивным строительством крупных АЭС в европейских районах страны и мощных комплексов ТЭС в восточных районах (Сургутский, Экибастузский, Канско-Ачинский);

освоением электропередач новой ступени напряжения – 1150 кВ, а в дальнейшем – 1500 кВ постоянного тока.

Создание ЕЭС СССР обеспечивает ряд важных преимуществ. При объединении ЭС снижается требуемая мощность электростанций за счет использования разновременности наступления максимальных нагрузок в отдельных энергосистемах. Суточный график электрической нагрузки заметно выравнивается. Взаимопомощь ЭС в аварийных ситуациях позволяет уменьшить общие размеры оперативных резервов мощности. Облегчаются условия проведения ремонтов, создаются предпосылки для взаимной компенсации непредвиденных отклонений потребляемой мощности

от номинальных значений в отдельных районах. В ЕЭС СССР снижение мощности электростанций по сравнению с необходимой при изолированной работе отдельных ЭС составляет уже более 12 млн. кВт.

Создается возможность за счет оптимальной загрузки совместно работающих электростанций и увеличения выработки электроэнергии на наиболее совершенном оборудовании повысить экономичность работы объединения в целом. В 1971–1980 гг. удельный расход топлива на отпущенную от ТЭС электроэнергию в ЕЭС СССР снизился с 364 до 328 г/(кВт·ч), что дало экономию условного топлива около 70 млн. т. Более 60% этого снижения обеспечивалось систематическим улучшением структуры выработки электроэнергии за счет оптимизации режимов – повышения использования высокоэкономичных агрегатов и снижения выработки на устаревшем малоэкономичном оборудовании.

Наличие электрических связей между ЭС значительно повышает надежность электроснабжения народного хозяйства. Работа большого количества территориально разобщенных электростанций на общую электрическую сеть создает условия многостороннего электроснабжения районов страны. Создаются возможности осуществления особо надежных схем электроснабжения наиболее ответственных потребителей. На случай любых чрезвычайных обстоятельств имеется возможность переброски значительных количеств электроэнергии из удаленных районов.

Реализация преимуществ объединения энергосистем в ЕЭС связана со значительным обменом электроэнергией между ЭС, который составляет более 25% всей выработки электростанциями ЕЭС СССР.

Совместная работа электростанций в ЕЭС СССР уже в настоящее время обеспечила возможность установки на электростанциях агрегатов наибольшей мощности, которую может изготовить энергомашиностроительная промышленность, и укрупнения электростанций. Увеличение единичной мощности агрегатов позволяет снизить их металлоемкость, лучше использовать производственные мощности энергомашиностроительных заводов, уменьшает объемы и трудоемкость строительно-монтажных работ, повышает производительность труда в эксплуатации. Увеличение мощности электростанций дает дополнительную экономию за счет использования общей строительной базы, одних и тех же коммуникаций, общего поселка строителей, что ускоряет строительство электростанций.

Работа ГЭС в ЕЭС СССР позволяет полностью использовать водные ресурсы и ре-

гулировать сток рек в интересах всех отраслей народного хозяйства [34.2].

В ЕЭС СССР наиболее рационально используются топливно-энергетические ресурсы страны и обеспечивается оперативное маневрирование ими с оптимальным распределением выработки электроэнергии между электростанциями различных районов и соответствующим перераспределением транспортных потоков топлива. Полностью используются гидроэнергетические ресурсы в период многоводья и компенсируется недовыработка каскадов ГЭС в маловодные годы. В последние годы четко определилось оперативное взаимодействие ЕЭС СССР с системой газоснабжения, железнодорожным транспортом в части перевозки топлива, работой нефтепроводов и нефтеперерабатывающих заводов. Обеспечивается возможность полного использования АЭС с максимальным сокращением выработки на органическом топливе.

В ближайшие 4–5 лет будет практически завершено территориальное формирование ЕЭС СССР. После присоединения изолированно работающих энергообъединений Дальнего Востока и Средней Азии, а также энергосистем и электростанций северных районов европейской части страны ЕЭС охватит практически всю обжитую территорию страны и сосредоточит 97–98% производства электроэнергии в стране. Территория, охватываемая сетями ЕЭС в перспективных границах, составит 12–15 млн. км<sup>2</sup>, а мощность работающих на этой территории электростанций в ближайшие 6–7 лет превысит 400 млн. кВт.

Дальнейшее развитие ЕЭС СССР пойдет по пути увеличения плотности нагрузок на уже ограниченной территории, тогда как на предыдущих этапах оно в значительной мере определялось присоединением новых районов.

### Влияние ЭС на окружающую среду

Все проявления вредного влияния, которое оказывается на окружающую среду различными электротехническими объектами, входящими в состав ЕЭС СССР\*, можно разделить на следующие большие группы.

**Влияние электрического поля.** Электрическое поле, создаваемое электропередачами сверхвысоких напряжений, может оказывать вредное воздействие на человеческий организм, а также на другие живые организмы (скот, рыба) и растительность. Нормами и правилами по охране труда при работах на линиях

\* В разделе рассматриваются только электротехнические устройства энергосистемы

и ПС 400, 500 и 750 кВ в СССР установлена допустимая продолжительность пребывания персонала в электрическом поле. Так, при напряженности поля 20 кВ/м допускается пребывание в нем продолжительностью 10 мин в течение суток, при напряженности 10 кВ/м — продолжительностью 3 ч (расчетная напряженность поля определяется на уровне головы человека — 1,8 м над уровнем земли). Напряженность поля 5 кВ/м и ниже считается безопасной для персонала, и длительность пребывания в нем в течение рабочего дня не ограничивается. На действующих линиях 500 кВ напряженность поля под проводами достигает 10–12 кВ/м, на линиях 750 кВ — 15 кВ/м.

Для ограничения вредного влияния поля по рекомендациям Министерства здравоохранения СССР вдоль линий сверхвысокого напряжения устанавливается санитарно-защитная зона, внутри которой напряженность поля не должна превышать 1 кВ/м. Границы зоны параллельны оси линии и расположены для линий 500 кВ на расстоянии 30 м, для 750 кВ — 40 м, а для 1150 кВ — 55 м, от крайних фаз.

Напряженность поля имеет наибольшее значение под линией и по мере удаления от нее быстро уменьшается. Соответственно зона наибольшего влияния поля из-за провисания проводов находится в середине пролета, а наименьшего — у опор, где высота подвеса проводов наибольшая и где сказывается экранирующее действие самих опор. Поэтому дороги, пути прогона скота, пешеходные дорожки рекомендуется размещать вблизи опор.

В охранной зоне не разрешается размещение постоянных и временных жилых и производственных сооружений.

При необходимости для снижения напряженности поля применяются заземленные тросовые экраны под линиями и участками шин на подстанциях, экранирующие козырьки и навесы в местах длительного пребывания персонала, индивидуальные средства. Для защиты населения применяются меры организационного характера: предупредительные плакаты, разъяснительная работа.

В ряде случаев конструкция фазы и габаритный размер до земли для линий 750–1150 кВ определяются допустимой напряженностью поля.

Электрическое поле наводит на изолированных от земли объектах (автомобили, сельскохозяйственные машины на шинном ходу) заряды, которые при прикосновении к этим объектам человека, стоящего на земле, приводят к протеканию через тело человека импульсного тока. Стекающий ток при при-

косновении человека определяется напряжением линии, емкостью объекта (его объемными параметрами) и сопротивлением человека. Этот ток под линией 750 кВ может достигать нескольких ампер, вызывая неприятные ощущения и даже быть опасным.

Значение стекающего тока в СССР не нормируется, но по некоторым данным безопасным является для мужчин ток 9 мА, для женщин — 6,5 мА, для детей — 4,5 мА. При напряженности поля 15 кВ/м комбайн СК-4 с прицепом дает стекающий ток 6–6,5 мА, крупные автобусы — 5–6 мА.

Для обеспечения безопасности в зоне прохождения линий 750–1150 кВ все сельскохозяйственные машины и механизмы оборудуются двумя заземляющими цепями с утяжеляющими грузами на концах для постоянного контакта с землей и сбрасываемыми заглубляемыми заземлителями у водителей, запрещена остановка автотранспорта вблизи линии и др.

**Увеличение шума.** Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, ЛЭП и ПС. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все чаще приходится сталкиваться с вопросами борьбы с шумом от подстанций, близких к жилым массивам. Источниками шума на ПС являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, воздушные выключатели. Снижение шума достигается специальным размещением ПС, применением шумозащитных перегородок.

**Изъятие из пользования земли и воды.** Сооружение энергетических объектов требует отчуждения значительных площадей. При этом нередко из пользования изымаются земли, представляющие интерес для других отраслей народного хозяйства. Вопросы отчуждения площадей под строительство электростанций и сетей в густонаселенной европейской части СССР являются сложной государственной задачей. Для новых крупных конденсационных электростанций удельная площадь отчуждаемых земель составляет 0,1–0,3 га/МВт и даже более. Для строительства всех сетей напряжением 35 кВ и выше под подстанции и опоры линий электропередачи отводится в среднем по СССР 0,1–0,2 га на каждый 1 МВт прироста нагрузки. Значительные площади занимают водохранилища ГЭС, определяющие более чем на 90% размеры изымаемой из пользования земли под все энергетические объекты. Однако, несмотря на небольшую долю, занимаемую электросетевыми объектами, в ряде случаев в густонаселенных районах принимаются особые технические решения для

снижения отводов земли: мною оцепные опоры, компактные ПС (например, с элегазовым обору́дованием) и др.

## 34.2. ЭЛЕМЕНТЫ ЭС И УСЛОВИЯ ИХ РАБОТЫ

### Электрические станции

Около 70% электроэнергии в СССР вырабатывается тепловыми электростанциями на органическом топливе (ТЭС), остальная — гидравлическими (ГЭС) или атомными (АЭС) электростанциями. При этом удельный вес выработки электроэнергии на АЭС быстро растет. В европейской части СССР весь прирост производства электроэнергии обеспечивается за счет АЭС.

По типу первичного двигателя ТЭС подразделяются на паротурбинные, газотурбинные и дизельные. В последнее время сооружено несколько агрегатов по комбинированной схеме: с паротурбинными и газотурбинными установками (ГТУ), называемых парогазовыми энергоустановками.

Газотурбинные ТЭС пока имеют ограниченное применение, хотя и обладают с позиции энергосистемы весьма ценным свойством: повышенной маневренностью по сравнению с обычными паротурбинными ТЭС. В энергосистемах страны работает около 10 газотурбинных агрегатов мощностью по 100 МВт, проектируются ГТУ с агрегатами 150 МВт. Наряду с повышением маневренности ввод ГТУ решает задачу повышения надежности местного района. Дизельные электростанции в ЭС в настоящее время для выработки электроэнергии не используются. Они находят применение в качестве автономных источников для резервирования электроснабжения особо ответственных потребителей, в частности отдельных потребителей собственных нужд АЭС, а также для производства электроэнергии в зонах, где отсутствует централизованное электроснабжение от ЭС.

Паротурбинные ТЭС являются основными электростанциями большинства ЭС. Они подразделяются на конденсационные (КЭС), предназначенные только для производства электроэнергии, с турбинами чисто конденсационного типа (для крупных КЭС исторически широко используется термин ГРЭС — Государственная районная электростанция) и геоплофикационные (ТЭЦ), предназначенные для комбинированного производства электроэнергии и тепла в виде горячей воды или пара низких параметров, получаемого из отборов турбин (КПД ТЭЦ может достигать 50–70% по сравнению с 35–40% для лучших КЭС, в связи с чем

они получили широкое распространение — около 40% мощности ТЭС).

На современных КЭС работают энергоблоки котел—турбина—генератор—трансформатор мощностью 150, 200, 300, 500 и 800 МВт. Работает опытно-промышленный энергоблок мощностью 1200 МВт (на Костромской ГРЭС). На устаревших КЭС еще сохранились в работе малоэкономичные турбоагрегаты с поперечными связями по пару между котлами единичной мощностью 100, 50, 25 МВт и менее, подлежащие постепенному демонтажу или реконструкции.

В связи с нецелесообразностью дальнейшей передачи тепла (50 км и более) ТЭЦ обычно размещаются в непосредственной близости от городов и промышленных предприятий. В европейской части СССР в связи с развитием атомной энергетики строительство ТЭЦ на органическом топливе ограничивается.

ГЭС предназначены для выработки электроэнергии и сооружаются часто в составе гидротехнических комплексов, одновременно решающих задачи улучшения судоходства, ирригации, водоснабжения, защиты от паводков и др. Агрегаты для каждой ГЭС конструируются индивидуально применительно к характеристикам выбранного сгвора. Наиболее мощные гидроагрегаты работают на Красноярской (500 МВт) и Саяно-Шушенской (640 МВт) ГЭС. Указанные ГЭС являются и наиболее крупными в СССР; установленная мощность Красноярской ГЭС — 6 млн. кВт, Саяно-Шушенской ГЭС — 6,4 млн. кВт. Крупные и крупнейшие ГЭС СССР работают и сооружаются в Сибири и Средней Азии, в европейской части страны наиболее мощными являются Волжские ГЭС имени XXII съезда КПСС (Волгоградская) — 2,5 млн. кВт и имени Ленина (Куйбышевская) — 2,3 млн. кВт. Строительство новых крупных ГЭС намечено только в Сибири, Средней Азии и на Дальнем Востоке. В европейской части будет строиться ограниченное число средних и малых ГЭС, в основном — на Северном Кавказе и в Закавказье. Для повышения маневренности ЭС начата реализация программы строительства серии крупных гидроаккумулирующих электростанций, участвующих в выравнивании суточного графика нагрузки ТЭС и АЭС двойной мощностью (покрытие пика нагрузки при разряде и заполнение ночного провала за счет заряда) [34.2]. Первая из этой серии — Загорская ГАЭС мощностью 1,2 млн. кВт с агрегатами по 200 МВт — будет введена в ближайшие годы на полную мощность, строится Кайшадорская ГАЭС (в Литве) мощностью 1,6 млн. кВт и ряд других.

На серийных советских АЭС применяются

энергетические реакторы на тепловых (или медленных) нейтронах. Наиболее крупные из действующих АЭС имеют проектную мощность 6 млн. кВт. В блоке с реакторами 440 МВт работает по два турбоагрегата по 220 МВт, с реакторами по 1000 МВт – два по 500 МВт. Введены первые турбоагрегаты мощностью по 1000 МВт. На Игналинской АЭС работают первые реакторы 1,5 млн. кВт с турбинами по 750 МВт.

Теоретически в связи с малыми объемами расходуемого топлива АЭС целесообразно размещать вблизи центров потребления электроэнергии. Однако практически, с учетом конкретных условий выбора площадок для строительства и в первую очередь условий технического водоснабжения, АЭС оказываются удаленными от крупных энергоузлов с передачей электроэнергии на сотни километров.

Намечается сооружение атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ) с единичной мощностью реакторов 1 млн. кВт и двумя турбинами по 500 МВт на каждый реактор.

На Белоярской АЭС работает первый крупный опытно-промышленный реактор на быстрых нейтронах мощностью 600 МВт

Проектируется первая АЭС с серийными реакторами на быстрых нейтронах единичной мощностью 1600 МВт.

Использование для производства электроэнергии других, кроме гидроэнергетических, возобновляемых источников энергии (солнце, ветер, морские приливы, геотермальные воды и др.), пока ограничено только опытными или опытно-промышленными электроустановками малой мощности, однако ведутся проектные работы по более крупным электростанциям.

Так, выполнен проект Мутновской геотЭС на Камчатке мощностью 200 МВт, проектируется солнечно-топливная электростанция в Средней Азии мощностью 300 МВт и приливная электростанция мощностью 40 МВт на севере европейской части СССР.

В последние годы резко возрос интерес к установкам крупномасштабного аккумулирования электроэнергии [34.2].

Аккумулирующие установки (АКУ)<sup>1</sup> при использовании их для покрытия переменной части графика нагрузки дают двойной эффект:

<sup>1</sup> Речь идет о новых, специально сооружаемых установках. Уже действующими аккумуляторами энергии можно считать водохранилища ГЭС и склады топлива в ЭС, подземные хранилища газа в системах газоснабжения, емкости сетевой воды в системах теплоснабжения и т.д.

при разряде разгружают остальные электростанции от пиковых нагрузок и повышают их загрузку в часы провалов нагрузки. Однако возможности АКУ в сложных по структуре и режимам современных ЭС не исчерпываются участием в регулировании суточного графика нагрузки, они значительно шире. Многообразие этих возможностей можно свести к трем принципиально отличающимся направлениям использования АКУ.

Во-первых, уже упомянутое получение дополнительной мощности за счет энергии, запасенной в периоды снижения нагрузки.

Во-вторых, запасенная в АКУ электроэнергия может создавать импульсы мощности длительностью от долей секунды до нескольких минут для поддержания баланса мощности дефицитного узла на время переходного процесса или автоматических переключений в питающей сети либо на время, необходимое для ограничения потребителей.

Третье направление использования АКУ – преобразование одного вида энергии, за счет которого производится заряд, в другой – получаемый или вытесняемый при разряде. Такое использование в ряде случаев может быть технически необходимым и не иметь альтернатив. Так, например, крупномасштабное применение приливных, солнечных, ветровых и других нетрадиционных электростанций, на которых режим производства электроэнергии резко не соответствует режиму ее потребления, может потребовать применения аккумулирования в качестве обязательного условия.

Практически единственный подготовленный к часовому использованию в ЕЭС СССР вид установок крупномасштабного аккумулирования энергии – это ГАЭС. В мире мощность уже работающих АКУ этого типа исчисляется десятками млн. киловатт, более чем по 10 млн. кВт в США и Японии, по несколько млн. киловатт в ФРГ, Англии, Австрии, Италии. Анализ намеченных Энергетической программой путей дальнейшего развития энергетической базы нашей страны показывает, что с учетом исчерпания некоторых месторождений топлива и сокращения выделяемых для электроэнергетики объемов мазута основными топливно-энергетическими ресурсами для развития электростанций до конца текущего века являются:

атомное горючее,

уголь кузнецкого, экибастузского и канско-ачинского бассейнов,

газ Западно-Сибирского нефтегазового региона,

гидроресурсы сибирских рек.

Будут также использоваться топливные и гидроресурсы местного значения.



АЭС (как конденсационные, так и теплофикационного типа) намечено строить в европейской части СССР и на Урале, однако зона их распространения имеет тенденцию к расширению. Высококачественный кузнецкий уголь будет выделяться только для новых теплофикационных мощностей, в том числе и расположенных в зоне размещения АЭС. Низкокачественные, не подлежащие перевозке на дальние расстояния, угли экибастузского и канско-ачинского бассейнов будут использоваться в прилегающих районах и прежде всего на электростанциях Экибастузского и Итатского топливно-энергетических комплексов. Комплекс электростанций создается и на газе Западной Сибири. Значительные количества природного газа будут выделяться для развития ТЭЦ (в первую очередь – городских) и в качестве буферного топлива – в периоды сезонных избытков – для ГРЭС.

Во всех районах страны для электростанций на всех видах ресурсов ожидается дальнейшая концентрация мощностей с увеличением единичных мощностей энергоблоков и суммарной мощности электростанций, размещаемых на одной или близких площадках. Это положение не распространяется только на агрегаты ГРЭС, где предусмотрено ввести большое количество блоков 800 МВт, но дальнейшего повышения единичной мощности не ожидается, и ТЭЦ, на которых не ожидается повышения мощности агрегата сверх 250 МВт. Однако единичные мощности электростанций этих типов будут расти, проектные мощности уже строящихся ГРЭС составляют: Сургутской ГРЭС № 2 – 6,4 млн. кВт, Березовской ГРЭС (первой ГРЭС КАТЭКа) – 6,4 млн. кВт (против сегодняшних 3,8 млн. кВт на Рефтинской и Костромской и 4,0 млн. кВт на Экибастузской ГРЭС № 1). Суммарная мощность электростанций каждого из трех упомянутых выше топливно-энергетических комплексов может составить до 15–20 млн. кВт и более.

Дальнейшее освоение гидроресурсов Енисея также ведет к применению более мощных агрегатов (700–1000 МВт) и к сооружению ГЭС мощностью до 10 млн. кВт и более, например Туруханская по сравнению с агрегатом 640 МВт Саяно-Шушенской ГЭС мощностью 6,4 млн. кВт. Наиболее крупными агрегатами сегодня являются реакторы АЭС: уже работает более 20 реакторов единичной мощностью 1 млн. кВт, введены первые реакторы 1,5 млн. кВт на Игналинской АЭС. В ближайшие 15 лет реально появление реакторов большей мощности, а мощность АЭС на одной площадке будет увеличиваться.

Проведенные исследования, отечественный и зарубежный опыт проектирования и эксплуата-

ции энергосистем показывают, что уровни электропотребления будут продолжать расти, несмотря на широкое внедрение мероприятий по экономии электроэнергии. Более того, в связи с ограниченностью ресурсов высококачественного топлива, нельзя исключать возможности расширения области рационального применения электроэнергии за счет вытеснения ею других энергоносителей и соответствующего увеличения темпов роста электропотребления.

Анализ фактического роста электропотребления, хода развития и освоения энергетических мощностей в региональном разрезе показывает, что основные районы страны должны быть самобалансирующимися. Однако могут иметь место значительные межрайонные потоки мощности, которые определяются уровнем концентрации производства электроэнергии и возможными несоответствиями между ростом нагрузок и темпами строительства электростанций в отдельных районах. Наиболее крупный и важный для страны в целом поток такого характера – это поток между восточными и западными районами, направленный сегодня с запада на восток в связи с более медленным, чем предполагалось, созданием и освоением комплексов электростанций на западно-сибирском газе, экибастузском и канско-ачинском углях. В перспективе ближайших 10–12 лет этот поток, по-видимому, сохранит направление, однако весьма вероятно, что он будет иметь реверсивный характер с изменением направления по сезонам и в течение суток.

### Балансы мощности и энергии

В силу одновременности процессов производства и потребления электроэнергии в ЭС для каждого момента времени должно иметь место соответствие между расходной частью баланса мощности, к которой относится мощность нагрузок с учетом потерь в сетях и собственных нужд электростанций, и его приходной частью, к которой относится располагаемая мощность электростанций (с учетом обменных перетоков между энергосистемами).

В условиях эксплуатации баланс мощности составляется на каждый час суток (диспетчерский график нагрузки), на каждый месяц следующего квартала (к квартальному плану ремонтов) и т. д.

При проектировании ЭС баланс мощности составляется для определения суммарного необходимого ввода мощности на электростанциях и обмена потоками мощности с другими ЭС.

### Форма баланса мощности энергосистемы

#### Потребность

- 1 Совмещенный максимум нагрузки ЭС . . . . .
- 2 Мощность, передаваемая в другие системы . . . . .
- 3 Необходимый резерв . . . . .
- 4 Суммарная потребность в мощности электростанций (1 + 2 + 3) . . . . .

#### Покрытие

5. Установленная мощность электростанций . . . . .
6. Неиспользуемая мощность (ограничения в использовании) . . . . .
7. Располагаемая мощность, в том числе ГЭС, КЭС, ТЭЦ, АЭС (5 – 6) . . . . .
8. Мощность, получаемая из других систем . . . . .
9. Суммарное покрытие (7 + 8) . . . . .
10. Избыток (+) или дефицит (–) мощности (9 – 4)

Составление балансов производится прежде всего для периода зимнего годового максимума нагрузки ЭС. При наличии в энергосистеме крупных сезонных потребителей либо электростанций с существенным сезонным изменением располагаемой мощности (ГЭС, ТЭЦ) производится проверка баланса для весенне-летнего периода.

Для энергосистем с большим удельным весом базисных нерегулируемых электростанций (АЭС) баланс мощности необходимо составлять и для минимума нагрузки выходных дней.

Расходная часть баланса мощности ЭС (потребность) складывается из:

годового максимума нагрузки самой ЭС (включая постоянно присоединенную нагрузку смежных районов соседних ЭС и за вычетом нагрузки, постоянно присоединенной к смежным районам других ЭС);

планируемого балансового потока мощности в другие ЭС (включая экспорт);  
расчетного резерва мощности.

Приходная часть баланса мощности формируется на основании технико-экономических расчетов по выбору структуры генерирующих мощностей, т. е. расчетов по обоснованию состава, местоположения, основных параметров (типа, единичной мощности, количества агрегатов), вида используемого топлива и очередности строительства электростанций на рассматриваемую перспективу. Определение оптимального развития генерирующих мощностей производится в два этапа.

На первом этапе для ЕЭС в целом и каждой ОЭС в увязке с оптимизацией топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны определяется наиболее выгоднейшая структура генерирующих мощностей, т. е. рациональные размеры суммарных мощностей групп электро-

станций, отличающихся видом энергоресурса и типом основного оборудования. В связи с неоднозначностью исходной информации результаты определения структуры генерирующих мощностей находятся в виде зоны оптимальных решений. Указанный этап работы выполняется централизованно для страны в целом.

В результате оптимизации ТЭК по ЕЭС в целом и каждой ОЭС определяются оптимальные диапазоны суммарных мощностей АЭС, КЭС и ТЭЦ на разных видах органического топлива, общая мощность ГЭС и специализированных маневренных установок, а также оптимальные размеры перетоков мощности и энергии между ОЭС.

На втором этапе для каждой ОЭС в пределах определившегося диапазона суммарной мощности электростанций каждого типа обосновываются наиболее выгоднейший состав, размещение, основные параметры и последовательность развития отдельных объектов. При формировании вариантов развития электростанций в ОЭС используются результаты проектных проработок специализированных организаций по выявлению возможных пунктов сооружения КЭС и АЭС на территории соответствующих ОЭС, по схемам энергетического использования водных ресурсов, по схемам развития теплофикации, по характеристикам возможного к использованию нового оборудования.

Выбор состава, размещения, основных параметров и последовательности развития электростанций в ОЭС (в пределах зоны оптимальной структуры генерирующих мощностей) может производиться либо путем сопоставления вариантов развития электростанций ОЭС в целом по годам рассматриваемого периода, либо путем обоснования эффективности и параметров отдельных объектов посредством сопоставления их с заменяемыми установками.

Задача определения развития генерирующих мощностей ЭС на всех этапах решается в увязке с анализом перспективных режимов работы электростанций в суточном, недельном и годовом циклах (см. § 34.4).

Баланс мощности считается удовлетворительным, если отклонение приходной части баланса от расходной не превышает половины мощности наиболее крупного из вводимых агрегатов.

Необходимая установленная мощность электростанций ЭС на перспективу определяется с учетом технико-экономически обоснованного монтажа физически и морально изношенного оборудования.

Располагаемая мощность электростанций

ЭС, учитываемая в балансе мощности на период годового максимума нагрузок, принимается равной сумме их установленных мощностей за вычетом имеющихся ограничений и «разрывов» между установленной и располагаемой мощностью оборудования.

При проектировании развития ЭС в составе ограничений учитываются:

снижение мощности из-за неполного освоения к моменту прохождения максимума расчетного года головных образцов нового оборудования, а также серийных агрегатов, вводимых в IV квартале расчетного года;

снижение мощности из-за временного несоответствия между отдельными элементами технологической схемы электростанций (для них в эксплуатации используется термин «разрывы мощности»), ограничений по выдаче мощности, отсутствия тепловых нагрузок (для турбин с противодавлением), снижения напора ГЭС против расчетного или ограничения режима ГЭС вследствие удовлетворения требований неэнергетических потребителей и т. п.

Сумма ограничений при составлении перспективных балансов мощности принимается на основании анализа существующих в эксплуатации ограничений с учетом мероприятий, намечаемых по их устранению. В крупных объединениях при отсутствии более точной информации ограничения принимаются в среднем равными 6–8% установленной мощности электростанций.

Баланс электроэнергии ЭС составляется:

для проверки возможности выработки требуемого количества электроэнергии в течение года электростанциями, учтенными в балансе мощности;

для определения потребности ЭС в топливе;

для определения потоков энергии между ЭС.

Расходная часть баланса энергии складывается из электропотребления данной ЭС (с учетом собственных нужд электростанций и потерь в сетях), расхода энергии на заряд ГАЭС и других аккумулирующих электростанций (с учетом их использования в режимах разряда и КПД) и планируемой передачи электроэнергии в другие ЭС.

Приходная часть баланса энергии включает в себя выработку электроэнергии всеми электростанциями ЭС и планируемое получение энергии из других ЭС. Выработка ГЭС учитывается в балансе по среднесезонной.

Для ЭС с большим удельным весом ГЭС (30% и более) производится проверка баланса также и для условий гарантированной в условиях маловодного года 95%-ной обеспеченности выработки электроэнергии ГЭС.

Распределение годовой выработки электроэнергии между ТЭС производится, исходя из их экономичности, обеспеченности ресурсами, стоимости различных видов топлива и маневренных характеристик оборудования. Обычно для этого находится распределение суточной выработки между электростанциями (§ 34.4) для характерных суток различных сезонов – зимы, лета и периода паводка – и оценивается длительность сезонов.

Для приближенных расчетов выработка электроэнергии отдельными типами электростанций может оцениваться по годовым часам использования их установленной мощности (см. § 34.4).

Баланс считается удовлетворительным, если число часов использования среднегодовой располагаемой мощности тепловых электростанций в среднем не превышает 6500. При получающихся малых числах часов использования необходимо предусматривать мероприятия по разгрузке электростанций или по передаче избытков в другие ЭС.

#### Режимы заземления нейтралей генераторов и трансформаторов

Сети одного и того же номинального напряжения при разных способах заземления нейтралей имеют ряд различий в технических и экономических показателях. Все электрические сети в зависимости от тока КЗ подразделяют на сети с малым и сети с большим током замыкания на землю.

При напряжениях выше 1000 В к сетям с малым током замыкания на землю относят сети с изолированной нейтралью генераторов и трансформаторов и компенсацией емкостных токов замыкания на землю. В сетях с большим током замыкания на землю все или значительная часть нейтралей трансформаторов заземляются.

Хотя стандартом способ заземления нейтралей не регламентирован, при проектировании ЭС, сетей и установок почти однозначно определяется практикой эксплуатации действующих установок, параметрами электрооборудования и руководящими указаниями по защите от перенапряжений.

Электрические сети 3–35 кВ относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю и работают с изолированной нейтралью или компенсацией емкостной составляющей тока замыкания на землю. Компенсация рекомендуется в тех сетях 6, 10 и 35 кВ, где токи замыкания на землю превосходят 30, 20 и 10 А соответственно. Для компенсации применяются специальные аппа-

раты — заземляющие дугогасящие реакторы. Электрические сети 110—1150 кВ работают с большими токами замыкания на землю. При этом в целях снижения токов замыкания на землю до значений, определяемых параметрами аппаратуры, влиянием на провода линий связи и т. п., допускается у части трансформаторов нейтрали не заземлять, однако заземление нейтралей остальных трансформаторов должно ограничивать возможное повышение напряжения на разземленных нейтралях трансформаторов до значений, допускаемых классом изоляции.

При изоляции обмоток трансформаторов вблизи нейтрали класса 35 кВ, как это выполняется в настоящее время у трансформаторов, изготовляемых в СССР, такой режим практически возможен только в сетях 110 кВ. Нейтралей всех трансформаторов 220 кВ и выше заземляются.

Выбор режима работы нейтралей в СССР сложился исторически и объясняется следующими факторами. В сетях с малыми токами замыкания на землю обеспечиваются возможности: сохранения в работе линии, имеющей замыкание на землю, на срок, в течение которого могут быть приняты меры по включению резерва; снижения стоимости заземляющих устройств, что весьма существенно вследствие большого числа установок 6—35 кВ; уменьшения на 33 % количества трансформаторов тока и сокращения количества реле защиты. В то же время в этих сетях повышение стоимости линий и аппаратуры из-за необходимости выбирать их изоляцию на повышенное в  $\sqrt{3}$  раз напряжение по отношению к земле (возникающее в режимах работы двумя здоровыми фазами) относительно невелико.

В сетях напряжением 110—1150 кВ стоимость изоляции линий и аппаратуры по отношению к земле при заземлении нейтралей снижается весьма значительно, увеличение же стоимости заземлений не столь существенно, так как число установок этого напряжения относительно невелико по сравнению с числом установок 6—35 кВ. По этой же причине не столь существенно и увеличение числа трансформаторов тока и реле.

Быстрое отключение линий в таких сетях способствует повышению безопасности персонала при соприкосновении с заземленными частями, нормально находящимися без напряжения, но попадающими под напряжение при замыканиях на землю. Кроме того, в сетях с заземленной нейтралью становится особенно эффективным автоматическое повторное включение линий.

Выбор режима работы нейтралей в сетях

до 1000 В связан с электробезопасностью и производится в зависимости от назначения и характера установки.

### Качество электрической энергии

В СССР действует ГОСТ 13109-67\* «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединяемых к электрическим сетям общего назначения».

Для количественной оценки качества электроэнергии используются различные параметры режима питающей сети (табл. 34.3), характеризующие частоту и напряжение потребляемого электрического тока.

В реальных условиях работы электрической сети параметры ее режима изменяются в достаточно широких пределах вследствие непрерывного изменения нагрузки потребителей, плановых и аварийных включений и отключений отдельных приемников электроэнергии, элементов сети и генераторов электростанций.

Отклонения параметров режима питающей сети от номинальных значений снижают экономичность работы приемников за счет уменьшения производительности технологических установок (снижение частоты вращения электродвигателей, замедление химических, термических и других процессов), сокращения сроков службы электроприемников (при работе с повышенным на 10 % напряжением обычные лампы перегорают втрое быстрее) и могут наносить прямой материальный ущерб вследствие нарушения технологических процессов и брака продукции (обрывы нитей на прядильных машинах и т. п.).

Для наиболее распространенных сетей трехфазного тока показателями качества отпускаемой электроэнергии являются:

отклонения (сравнительно медленные изменения) и колебания (достаточно быстрые изменения) частоты;

отклонения и размах изменения напряжения;

Таблица 34.3. Параметры режима сетей, используемые как показатели качества электроэнергии

Род тока	Параметры режима			
	Частота	Напряжение	Форма кривой напряжения	Симметрия фазных напряжений
Трехфазный	+	+	+	+
Однофазный	+	+	+	—
Постоянный	—	+	+	—

несинусоидальность кривой напряжения; несимметрия фазных напряжений и смещение нейтрали;

неуравновешенность напряжения.

Для сетей однофазного тока используются те же показатели, за исключением несимметрии и неуравновешенности напряжения.

Качество электроэнергии в сетях постоянного тока характеризуется:

отклонениями и размахом изменения напряжения;

коэффициентом пульсации напряжения.

Показатель частоты является единым для всей электрической связанной сети (от выводов генератора на Братской ГЭС до розетки в московской квартире). Остальные показатели локальны и существенно зависят от места измерения.

Если изменение показателя качества электроэнергии во времени носит случайный характер, то приводимые в ГОСТ значения относятся к тем, которые определяются с интегральной вероятностью 95 % (т. е. не меньше, чем в 95 % случаев значение контролируемого параметра не должно выходить за заданные пределы).

Под отклонением частоты понимается разность между ее фактическим и номинальным значениями, усредненная за 10 мин. В нормальном режиме отклонения частоты должны находиться в пределах  $\pm 0,1$  Гц; допускается временная работа энергосистем с отклонениями усредненной за 10 мин частоты в пределах  $\pm 0,2$  Гц.

Размах колебаний частоты характеризуется разностью между наибольшим и наименьшим значениями основной частоты за определенный промежуток времени. Размах колебаний частоты не должен превышать 0,2 Гц/с сверх указанных выше допустимых отклонений частоты (приведенные нормы не распространяются на период послеаварийного восстановления частоты в системе).

Под *отклонением напряжения*  $V$  понимается относительная разность (в процентах) между фактическим и номинальным значениями напряжения  $U_{\text{ном}}$ , возникающая при сравнительно медленном изменении режима — при скорости изменения напряжения меньше 1 % в секунду:

$$V = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100.$$

Отклонения напряжения от  $U_{\text{ном}}$  допускаются:

$-2,5 \div +5\%$  — на выводах приборов рабочего освещения в производственных и общественных зданиях, а также прожекторных установок;

$-5 \div +10\%$  — на выводах электрических двигателей и аппаратов для их пуска и управления;

в пределах  $\pm 5\%$  — на выводах остальных электроприемников.

Отклонения напряжения могут быть уменьшены:

увеличением степени компенсации реактивной составляющей нагрузки потребителей; установкой средств компенсации на подстанциях энергосистем — синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов, реакторов; повышением оснащенности сети устройствами регулирования напряжения.

Колебания напряжения характеризуются *размахом изменения напряжения* — относительной разностью между наибольшим  $U_{\text{max}}$  и наименьшим  $U_{\text{min}}$  действующими значениями напряжения в процессе изменения напряжения со скоростью не меньше 1 % в секунду, частотой и интервалом между следующими друг за другом изменениями напряжения.

Размах изменений напряжения, %

$$\Delta V = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} 100.$$

Колебания напряжения вызываются режимами технологических установок — пусками электродвигателей, работой сварочных агрегатов, дуговых печей, выпрямительных установок и др. — и практически неустраняемы. Уменьшить колебания напряжения можно за счет снижения сопротивления питающей сети путем ее усиления, применения продольной компенсации, приближения приемников с резкопеременной нагрузкой к мощным источникам питания, а также за счет применения специальных средств безынерционного регулирования (специальные синхронные компенсаторы, управляемые реакторы, статические компенсаторы реактивной мощности).

*Несинусоидальность формы кривой напряжения* характеризуется составом высших гармоник и их действующими значениями (учитываются гармоники по 13-ю включительно) и допускается в следующих размерах: действующее значение всех высших гармоник на выводах любого электроприемника не должно превышать 5 % действующего значения напряжения основной частоты. На выводах асинхронных двигателей допускается большая несинусоидальность по условию допустимого нагрева.

Высшие гармонические составляющие напряжения неблагоприятно сказываются на работе электроприемников и электрических сетей, средств связи, автоматики, измерительных приборов, вычислительных машин и других устройств с элементами электроники.



Источниками высших гармоник являются выпрямительные установки у потребителей, электропередачи постоянного тока, силовые трансформаторы, дуговые электропечи, сварочные агрегаты.

Снижение влияния высших гармоник напряжения достигается рациональным построением схемы электроснабжения (путем выделения нелинейных нагрузок и их приближения к мощным источникам питания) и применением специальных фильтров (фильтры настраивают на определенные гармоники, создавая для них короткозамкнутые ветви и тем самым ограждая от них остальную сеть).

Кривая напряжения, подводимого к электроприемникам, в установившихся режимах не должна содержать субгармонических составляющих.

*Несимметрия трехфазной системы* напряжений может возникать не только в аварийных ситуациях — при обрыве или отключении одной фазы, но и в нормальных режимах — при наличии мощных единичных однофазных нагрузок (печи, электрический транспорт), при неравномерном распределении по фазам массовых однофазных электроприемников, при несимметрии параметров элементов сети. Чаще всего несимметричная система напряжений на выводах электроприемников возникает за счет того, что несимметричные токи нагрузки вызывают несимметричные падения напряжения в сети.

При несимметричном режиме ухудшаются условия работы как самих электроприемников, так и всех элементов сети: снижаются экономичность и срок службы оборудования, уменьшается пропускная способность сети, увеличиваются потери энергии.

В трехфазной распределительной сети с однофазными осветительными и бытовыми электроприемниками напряжение обратной последовательности не должно превышать значений, при которых действующие значения напряжений не выходят за допустимые пределы. Напряжение обратной последовательности в пределах до 2% номинального длительно допустимо на выводах любого трехфазного симметричного электроприемника. На выводах асинхронных двигателей напряжение обратной последовательности определяется по условию допустимого нагрева и может быть больше 2%.

Помимо несимметрии, вызываемой напряжением обратной последовательности, может возникать несимметрия от наложения на систему прямой последовательности системы нулевой последовательности. В результате смещения нейтрали трехфазной системы возникает несимметрия фазных напряжений при

сохранении симметричной системы междуфазных напряжений.

В трехфазных сетях без нулевого провода составляющая нулевой последовательности отсутствует (сумма линейных напряжений равна нулю). В четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В смещение нейтрали определяется относительно нулевого провода в месте включения электроприемников. Напряжение нулевой последовательности не должно превышать значений, при которых действующие значения напряжения не выходят за допустимые пределы.

Степень несимметрии можно уменьшить за счет более равномерного распределения по фазам однофазных нагрузок, применения специальных средств симметрирования сети (компенсации сопротивления отдельных фаз, включения в разные фазы шунтовых батарей конденсаторов разной мощности), создания специальных схем для питания несимметричных нагрузок.

Формулы для определения действующих значений напряжения в сетях однофазного и трехфазного тока симметричных и несимметричных систем, а также действующих значений составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей гармоник напряжения приведены в приложениях к ГОСТ 13109-67\*.

Для контроля за качеством электроэнергии в условиях эксплуатации используются серийно выпускаемые приборы: показывающие и регистрирующие частотомеры и вольтметры, статистический анализатор качества напряжения, анализатор несинусоидальности, осциллографы (для измерения колебаний напряжения); разработаны анализатор несимметрии, регистратор искажения формы кривой и др.

С 1 января 1982 г. введены в действие «Правила пользования электрической и тепловой энергией», утвержденные приказом Министерства энергетики и электрификации СССР от 6 декабря 1981 г. № 310.

Правила 1982 г. отразили специфику энергоснабжения, в силу которой нарушение потребителем качества получаемой электроэнергии оказывает непосредственное воздействие на ее качество у других потребителей.

В типовом договоре на пользование электрической энергией дан перечень показателей, за нарушение которых несет ответственность потребитель.

За сниженное по вине потребителей качество электроэнергии новые Правила впервые установили ответственность потребителей в виде штрафа в размере 25% стоимости электроэнергии ухудшенного качества. Кроме того, при систематических нарушениях со стороны потребителя энергоснабжающая организация

теперь вправе, предварительно предупредив его, прекратить полностью или частично подачу электроэнергии.

Правила пользования электрической энергией (1982 г.) устанавливают и ответственность энергоснабжающей организации перед потребителем. В них содержится перечень показателей качества электроэнергии, за нарушение которых отвечает энергоснабжающая организация. К ним относятся: коэффициент несинусоидальности, размах изменения напряжения, коэффициент несимметрии, коэффициент неравномерности напряжения.

### 34.3. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЭС

Графики электрических нагрузок отражают колебания спроса на электроэнергию во времени (рис. 34.2 и 34.3).

Суммарная нагрузка ЭС и отдельных потребителей электроэнергии изменяется во времени под влиянием большого числа факторов. Эти колебания могут быть разделены на регулярные и случайные.

В суточном разрезе нагрузка регулярно снижается в ночные часы и повышается в утренние и вечерние. В недельном разрезе регулярные снижения нагрузки имеют место в нерабочие (выходные и праздничные) дни, в годовом разрезе имеет место регулярное снижение нагрузки в летний период.

Указанные колебания определяют устойчивыми циклами природных явлений (ночь, лето и т. д.), технологическими особенностями режима электропотребления, а также длительностью рабочих смен, их организацией, числом и регулярной последовательностью нерабочих дней и т. п.

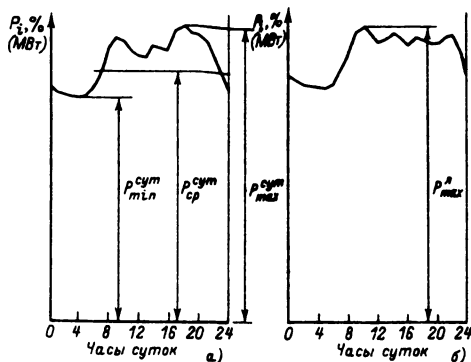


Рис. 34.2. Характерные суточные графики электрической нагрузки энергосистемы  
а — зимние месяцы, б — летние месяцы

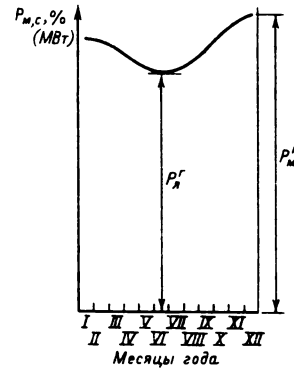


Рис 34.3. Годовой график месячных максимумов

На регулярные колебания накладываются нерегулярные, вызываемые случайными изменениями электрических нагрузок, вследствие одновременности включения и отключения отдельных приемников электроэнергии, изменения метеорологических условий и других случайных факторов. Эти колебания, не изменяя общего характера регулярного режима электропотребления, приводят к дополнительной изменчивости потребительской нагрузки и, в частности, к случайным набросам и сбросам нагрузки по отношению к средней (регулярной) нагрузке.

При решении вопросов перспективного развития энергосистем представляется необходимым учитывать практически все виды неравномерности режима электропотребления.

В связи с этим при прогнозировании режимов электропотребления предусматривается разработка как графиков регулярных изменений нагрузки, так и вероятностных характеристик ее случайных отклонений.

Перспективные графики регулярных колебаний нагрузки отражают изменение во времени ее математического ожидания.

Случайные отклонения нагрузки от ее математического ожидания описываются нормальным законом распределения вероятностей, основной характеристикой которого является среднеквадратичное отклонение  $\sigma$ .

Используемые в настоящее время методы разработки перспективных графиков нагрузки предусматривают получение суточных графиков нагрузки (за зимний и летний рабочие дни) и годовых графиков нагрузки (месячных максимумов и месячного электропотребления). Кроме того, предусматривается получение системы показателей, характеризующих все виды неравномерности электропотребления.

Плотность суточного графика электро-

потребления характеризуется коэффициентом

$$k_{сут} = A_{сут}/24P_{ср}^{сут} = P_{ср}^{сут}/P_{max}^{сут},$$

где  $A_{сут}$  – электроэнергия, потребляемая за сутки, кВт·ч;  $P_{max}^{сут}$  – максимальная суточная нагрузка, кВт;  $P_{ср}^{сут}$  – среднесуточная нагрузка ( $P_{ср}^{сут} = A_{сут}/24$ ), кВт.

Плотность недельного графика суточного электропотребления характеризуется коэффициентом

$$k_{нед} = P_{ср}^{нед}/P_{ср}^{сут},$$

где  $P_{ср}^{нед}$  – средненедельная нагрузка, кВт.

Плотность месячного графика недельного электропотребления характеризуется коэффициентом межнедельной неравномерности

$$k_{м/нед} = P_{ср}^{мес}/P_{ср}^{нед},$$

где  $P_{ср}^{мес}$  – среднемесячная нагрузка, кВт.

Тогда плотность месячного графика суточного электропотребления

$$k_{мес} = k_{нед}k_{м/нед} = \frac{P_{ср}^{нед}}{P_{ср}^{сут}} \frac{P_{ср}^{мес}}{P_{ср}^{нед}} = \frac{P_{ср}^{мес}}{P_{ср}^{сут}}.$$

Плотность годового графика месячного электропотребления определяется коэффициентом

$$k_{год} = P_{ср}^{год}/P_{ср}^{мес},$$

где  $P_{ср}^{год}$  – среднегодовая нагрузка, кВт.

Показателем режима электропотребления за год в целом является продолжительность (или число часов) использования наибольшей нагрузки, ч/год,

$$T_{max} = A_{г}/P_{max},$$

где  $A_{г}$  – электроэнергия, потребляемая за год, кВт·ч;  $P_{max}$  – годовой максимум нагрузки, кВт.

Произведение коэффициентов плотности, исчисленных применительно к периоду прохождения максимума (как правило, декабрь), умноженное на число часов в году, также определяет

$$T_{max} = 8760 k_{сут}^{дек} k_{мес}^{дек} k_{год}.$$

Помимо того, для характеристики режимов электропотребления используются следующие коэффициенты.

Коэффициент суточной неравномерности электропотребления

$$k_{нер} = P_{min}^{сут}/P_{max}^{сут},$$

где  $P_{min}^{сут}$  – минимальная (ночная) суточная нагрузка, кВт.

Коэффициент летнего снижения максимальных нагрузок

$$k_{л} = P_{max}^л/P_{max}^з,$$

где  $P_{max}^л$  – летний максимум суточной нагрузки, кВт.

Коэффициент годового роста нагрузки

$$k_p = P_{max}^{год}/P_{max}^{январь} \geq 1,$$

где  $P_{max}^{январь}$  – максимальная нагрузка на начало года (январь).

Проектные суточные графики строятся по средним часовым значениям (24 ординаты), каждое из которых представляет собой математическое ожидание нагрузки в данный час суток и отражает только регулярные колебания нагрузки (нерегулярные колебания нагрузки и связанный с ними нерегулярный наброс нагрузки учитываются отдельно при определении нагрузочного резерва мощности в системе, § 34.5).

Представление графиков нагрузки в виде их математического ожидания обеспечивает не только ориентацию проектных решений на наиболее характерные, средние условия, но и возможность почасового суммирования графиков для получения совмещенных графиков нагрузки при переходе от отдельных узлов к системам и от систем к объединениям. Обеспечивается при этом и возможность строгой балансировки мощности в системах во все часы суток.

В то же время следует иметь в виду, что расчетные значения нагрузок (в силу их осредненности), как правило, отличаются от конкретно наблюдаемых, которые представляют собой частные реализации возможной величины и включают в себя нерегулярную составляющую. Нерегулярная составляющая тем больше (относительно), чем меньше нагрузка рассматриваемой системы или энергоузла. Поэтому отклонения значений нагрузки от регулярных (особенно по максимуму) для меньших систем и узлов проявляются заметнее:

$$P_{max}^{нерег} = P_{max}^{рег} + \Delta P^{нерег};$$

$$T_{max}^{нерег} = \frac{A_{г}}{P_{max}^{нерег}},$$

где  $P_{max}^{нерег}$  – нерегулярная максимальная нагрузка, включающая в себя как регулярную составляющую нагрузки (ее математическое ожидание) (МО), так и случайную  $\Delta P^{нерег}$ ;  $A_{г}$  – электроэнергия, потребляемая за год, кВт·ч;  $T_{max}^{нерег}$  – продолжительность использования нерегулярного максимума нагрузки, ч/год;  $\Delta P^{нерег}$  – случайный наброс нагрузки сверх ее МО, кВт.

Расчетное значение  $\Delta P^{нерег}$  зависит от среднеквадратичного отклонения нагрузки  $\sigma$ , характерного для данной системы, и от принятой расчетной вероятности этого события.

При проектировании могут быть использованы различные методы и способы получе-

ния необходимой информации о графиках нагрузки энергосистем.

Для близкой перспективы при незначительном изменении структуры электропотребления может быть использован метод аналогии, по которому за основу принимаются отчетные графики нагрузки с уточнениями, вытекающими из анализа тенденций предыдущего периода и условий сведения баланса мощности системы.

Для более отдаленной перспективы, а также для систем, обеспечивающих энергоснабжение новых или особенно быстро развивающихся районов, определение расчетных максимальных нагрузок и графиков нагрузки осуществляется на основе данных о размере электропотребления основных отраслей народного хозяйства (структура электропотребления). Для каждой отрасли народного хозяйства разработаны типовые графики и коэффициенты, характеризующие режим электропотребления отрасли в суточном, недельном и годовом разрезах.

Используемые в проектной практике методы определения перспективных режимов электропотребления энергосистем и их объединений базируются на суммировании графиков нагрузки отдельных отраслей народного хозяйства. Они обеспечивают достаточно надежный учет влияния планируемых сдвигов в структуре электропотребления на конфигурацию графиков нагрузки и особенностей совмещения графиков нагрузки отдельных отраслей народного хозяйства.

Ввиду сложности и трудоемкости подобных расчетов они обычно производятся с помощью ЭВМ. Для практических расчетов в институте «Энергосетьпроект» разработаны и используются специальные программы для ЭВМ.

Программами предусмотрены возможности: определения графиков нагрузки в зависимости от ожидаемой структуры электропотребления как для современной продолжительности рабочего дня и рабочей недели (8 и 41 ч), так и для сокращенной рабочей недели (35 и 30 ч); учета изменения нагрузки ночных и вечерних смен в промышленности, связанных с необходимостью повышения полноты использования основных фондов; учета принципиально новых видов потребителей, таких как электромобили, аккумуляторное электроотопление и электроводоподогрев, кондиционирование воздуха и т. п.

На предварительных стадиях проектирования используются обобщенные характеристики режима электропотребления, разработанные в институте «Энергосетьпроект». Отклонение результатов в этом случае по сравнению

с детальными расчетами на ЭВМ не превышает  $\pm 5\%$ .

Использование метода обобщенных характеристик базируется на той же исходной информации, которая нужна для более детальных расчетов, т. е. на данных о годовом электропотреблении по отраслям народного хозяйства  $A_{Fi}$  и коэффициенте годового роста нагрузки  $k_p$ .

Для каждой отрасли народного хозяйства разработаны характерные значения продолжительности использования совмещенного отраслевого максимума нагрузки  $\bar{T}_{maxi}$  при условии отсутствия роста нагрузки в течение года ( $k_p = 1$ ), которые представлены ниже.

	$\bar{T}_{maxi}$ , ч/год
Горнорудная и угледобывающая (открытые разработки) . . . . .	6500
Горнорудная (закрытые разработки) . . . . .	7600
Нефтедобыча . . . . .	7400
Нефтепереработка и нефтеперекачка . . . . .	8150
Химия (непрерывные производства) . . . . .	8500
Химия (полунепрерывные производства) . . . . .	7600
Химия прочая . . . . .	6500
Металлургия (непрерывные производства) . . . . .	8500
Производство глинозема и ферросплавов . . . . .	8300
Металлургия прочая . . . . .	8000
Машиностроение (тяжелое) . . . . .	6900
Машиностроение (прочее) . . . . .	5800
Целлюлозно-бумажная и гидролиз . . . . .	7900
Деревообработка . . . . .	5600
Текстильная и легкая . . . . .	5900
Пищевая . . . . .	7000
Цементная . . . . .	7500
Строительные материалы . . . . .	6300
Прочие отрасли промышленности . . . . .	5300
Производственная нагрузка сельского хозяйства . . . . .	5000
Магистральный электрифицированный транспорт . . . . .	8000
Пригородный транспорт . . . . .	5200
Механизированное строительство . . . . .	5300

Зная величину годового электропотребления отраслей народного хозяйства и значения продолжительности использования совмещенного отраслевого максимума нагрузки  $\bar{T}_{maxi}$ , можно определить расчетные максимальные нагрузки отраслей

$$\bar{P}_{maxi} = A_{Fi} / \bar{T}_{maxi}.$$

Средневзвешенное значение продолжительности использования совмещенного максимума нагрузки всех отраслей народного хозяйства, за исключением коммунально-бытового сектора, определяется по формуле

$$\bar{T}_{max\Sigma} = \sum A_{Fi} / \sum \bar{P}_{maxi}.$$

Максимальная нагрузка коммунально-бытового сектора, как правило, не совпадает по времени с моментом прохождения максимальных нагрузок остальных отраслей народ-

ного хозяйства. Для учета этого обстоятельства разработаны номограммы, позволяющие определить значение продолжительности использования совмещенного максимума нагрузки по системе в целом  $\bar{T}_{max\Sigma}$  в зависимости от удельного веса коммунально-бытового электропотребления в суммарном электропотреблении системы  $\alpha_{кб}$  и средневзвешенного значения продолжительности использования совмещенного максимума нагрузки остальных отраслей народного хозяйства  $\bar{T}_{max\Omega}$  (рис. 34.4)

$$\alpha_{кб} = \frac{A_{кб}}{\sum A_{гi} + A_{кб}} \cdot 100.$$

Пример определения  $\bar{T}_{max\Omega}$  приведен на рис. 34.4. При  $\bar{T}_{max\Omega} = 7400$  ч и удельном весе коммунально-бытового электропотребления  $\alpha_{кб} = 12\%$  имеем  $\bar{T}_{max\Omega} = 7000$  ч. По найденному значению  $\bar{T}_{max\Omega}$  могут быть определены: статический совмещенный максимум нагрузки системы (при  $k_p = 1$ ):

$$\bar{P}_{max\Omega} = (\sum A_{гi} + A_{кб}) / \bar{T}_{max\Omega};$$

динамический годовой максимум нагрузки системы (при  $k_p > 1$ ):

$$P_{max\Omega} = \bar{P}_{max\Omega} \frac{2k_p}{k_p + 1};$$

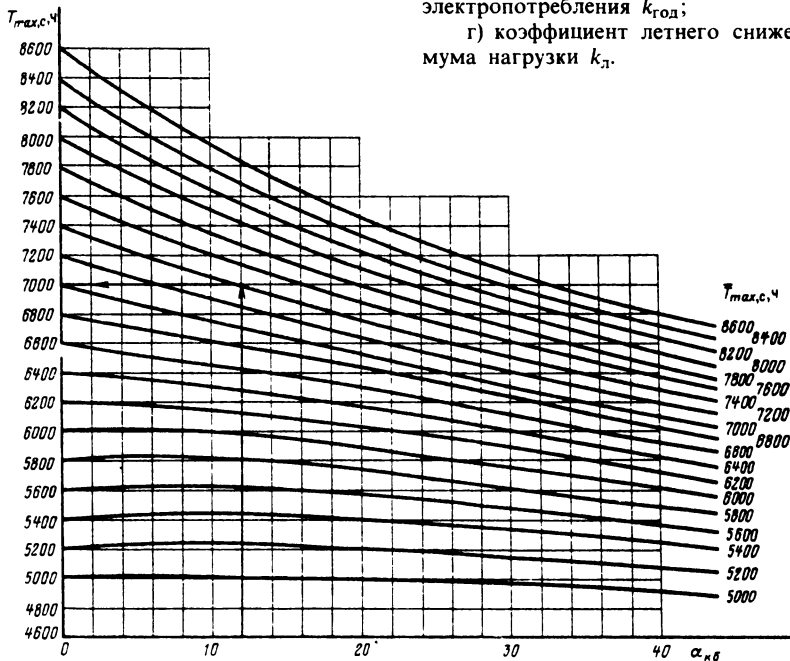


Рис. 34.4. Зависимость продолжительности использования совмещенного максимума нагрузки системы  $\bar{T}_{max,с.ч}$  от удельного веса коммунально-бытового электропотребления  $\alpha_{кб}$  и средневзвешенного значения продолжительности использования совмещенного максимума нагрузки остальных отраслей народного хозяйства  $\bar{T}_{max\Omega}$

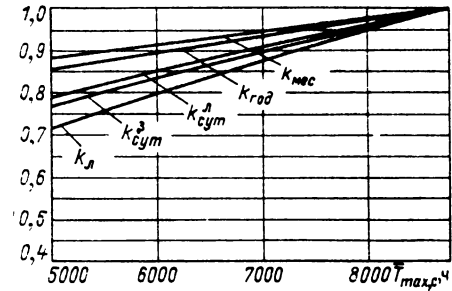


Рис 34.5. Зависимость коэффициентов, характеризующих плотность суточных ( $k_{сут}^з, k_{сут}^л$ ), недельных ( $k_{нед}$ ), месячных ( $k_{мес}$ ), годовых ( $k_{год}$ ) графиков нагрузки, а также коэффициентов летнего снижения максимума нагрузки ( $k_л$ ) от продолжительности использования максимума  $\bar{T}_{max\Omega}$

и значения основных характеристик режима электропотребления по кривым рис. 34.5, где они даны в зависимости от  $\bar{T}_{max\Omega}$ , а именно:

- а) плотность зимнего  $k_{сут}^з$  и летнего  $k_{сут}^л$  суточных графиков нагрузки рабочих дней;
- б) плотность месячного графика суточного электропотребления  $k_{мес}$  для зимнего месяца;
- в) плотность годового графика месячного электропотребления  $k_{год}$ ;
- г) коэффициент летнего снижения максимума нагрузки  $k_л$ .



Соответственно летний максимум нагрузки может быть определен как

$$P_{max}^L = P_{max} k_{дл}.$$

Характерная конфигурация суточного графика нагрузки рабочего дня для зимы и лета может быть получена на основе данных о плотности суточных графиков  $k_{сут}$  по их типовым характеристикам.

Ниже приведены типовые характеристики суточных графиков нагрузки для районов Центра СССР.

Типовые характеристики суточных графиков нагрузки зимнего и летнего рабочих дней в зависимости от их плотности  $k_{сут}^3 = k_1$ ;  $k_{сут}^1 = k_2$  (в относительных единицах)

Часы суток	Зима	Лето
0	1,3 $k_1 - 0,3$	1,6 $k_2 - 0,6$
1	2,0 $k_1 - 1,0$	2,0 $k_2 - 1,0$
2	2,1 $k_1 - 1,1$	2,2 $k_2 - 1,2$
3	2,2 $k_1 - 1,2$	2,3 $k_2 - 1,3$
4	2,2 $k_1 - 1,2$	2,3 $k_2 - 1,3$
5	2,1 $k_1 - 1,1$	2,3 $k_2 - 1,3$
6	1,9 $k_1 - 0,9$	2,2 $k_2 - 1,2$
7	1,4 $k_1 - 0,4$	1,6 $k_2 - 0,6$
8	0,7 $k_1 + 0,3$	1,0 $k_2 + 0,0$
9	0,3 $k_1 + 0,7$	0,2 $k_2 + 0,8$
10	0,4 $k_1 + 0,6$	1,0
11	0,7 $k_1 + 0,3$	0,3 $k_2 + 0,7$
12	0,9 $k_1 + 0,1$	0,6 $k_2 + 0,4$
13	0,8 $k_1 + 0,2$	0,4 $k_2 + 0,6$
14	0,6 $k_1 + 0,4$	0,2 $k_2 + 0,8$
15	0,6 $k_1 + 0,4$	0,4 $k_2 + 0,6$
16	0,7 $k_1 + 0,3$	0,7 $k_2 + 0,3$
17	0,2 $k_1 + 0,8$	0,4 $k_2 + 0,6$
18	1,0	0,5 $k_2 + 0,5$
19	0,1 $k_1 + 0,9$	0,6 $k_2 + 0,4$
20	0,2 $k_1 + 0,8$	0,5 $k_2 + 0,5$
21	0,4 $k_1 + 0,6$	0,4 $k_2 + 0,6$
22	0,6 $k_1 + 0,4$	0,3 $k_2 + 0,7$
23	0,8 $k_1 + 0,2$	0,9 $k_2 + 0,1$

Для построения суточных графиков нагрузки (зимы и лета) по этим данным в зависимости от значений  $k_{сут}^3$  и  $k_{сут}^1$  вычисляются нагрузки каждого часа в относительных единицах. Полученные значения умножаются на рассчитанные ранее величины зимнего и летнего максимумов нагрузки ( $P_{max}$ ,  $P_{max}^L$ ), кВт.

Годовой график месячных максимумов и месячный максимум любого  $j$ -го месяца могут быть получены по уравнению:

$$P_{maxc_j} = \frac{a}{k_p + 1} \left( 2 + \frac{k_p - 1}{6} j \right) + b \cos \frac{\pi}{12} (2j - 1),$$

где  $j$  — текущая ордината годового графика

с отсчетом, ведущимся от начала января; для начала января  $j = 0$ ; для конца января и начала февраля  $j = 1$ ; для конца декабря  $j = 12$ ;  $k_p$  — коэффициент годового роста нагрузки, пересчитанный по отношению к оси косинусоиды годового графика;

$$k_p = \frac{\bar{P}_{maxc} \frac{2k_p}{k_p + 1} - b}{\bar{P}_{maxc} \frac{2}{k_p + 1} - b};$$

$$a = P_{maxc} \frac{1 + k_{г1}}{2};$$

$$b = \bar{P}_{maxc} \frac{1 - k_{г1}}{2}.$$

#### 34.4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭС

Режимом ЭС называется ее состояние, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии и называемых параметрами режима. Параметры режима должны обеспечивать выполнение ЭС государственного плана выработки энергии по количественным и качественным показателям.

При проектировании ЭС их режимы рассчитываются для:

выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;

выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;

оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;

выбора схемы развития электрических сетей.

Для анализа условий и показателей работы электростанций обычно рассчитываются суточные режимы работы ЭС за ряд характерных суток. При этом определяются участие ГЭС и ГАЭС в покрытии суточного графика нагрузки в соответствии с их водно-энергетическими показателями, экономичное распределение нагрузки между группами агрегатов ТЭС, необходимые пределы регулирования мощности ТЭС и перетоки мощности по межсистемным электропередачам.

Для выбора структуры генерирующих мощностей на отдаленную перспективу (15–20 лет) и определения типа необходимых к

сооружению электростанций, как правило, достаточно рассмотрения суточного режима рабочего дня декабря с последующим приближенным переходом от суточных к годовым показателям по числу часов использования различных типов электростанций.

В ряде случаев при большой недельной неравномерности режимов электропотребления и большим удельном весе АЭС в структуре генерирующих мощностей становится необходимым рассмотрение также режимов работы электростанций в воскресный день декабря.

Для выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций рассматриваются четыре суточных режима (суббота, воскресенье, понедельник и рабочий день), представляющих неделю, наиболее «тяжелую» для работы оборудования. Как правило, это неделя декабря. Рассмотрение четырех названных режимов позволяет проверить техническую необходимость и экономическую целесообразность останова части агрегатов, определить количество останавливаемых агрегатов в отдельных районах (или на отдельных электростанциях) и рассчитать необходимую скорость их нагружения при последующих пусках.

Для оценки годовой выработки энергии различными типами электростанций (кроме ГЭС) при составлении балансов энергии и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива, а также для выбора расчетных режимов сетей при выборе их схемы, как правило, рассматриваются три характерных суточных режима (зима, лето и паводок – рабочие дни) с последующим переходом от них к годовым показателям.

Распределение нагрузки ЭС между электростанциями производится по критериям минимума расхода топлива, минимума затрат на топливо или минимума расхода наиболее дефицитных видов топлива.

В крупных энергообъединениях нахождение экономического распределения суточного графика нагрузки между электростанциями является трудоемкой задачей, в связи с чем при проектировании для этой цели рекомендуется проведение расчетов на ЭВМ по программе оптимизации суточных режимов электростанций «Режим-М», разработанной ЭНИИ им. Кржижановского совместно с Северо-Западным отделением Энергосетьпроекта и предназначенной для использования при перспективном проектировании ЭС.

При расчете суточных экономически целесообразных режимов работы энергосистем необходим большой объем исходной информации. Для проведения этих расчетов должны быть заданы:

1) соответствующие суточные графики электрической нагрузки;

2) технические минимумы нагрузки конденсационных агрегатов различных параметров, использующих различные виды топлива (включая АЭС);

3) режим загрузки ТЭЦ по тепловому графику;

4) энергетические характеристики (характеристики относительных приростов) отдельных агрегатов или их групп для ГРЭС, а также для ТЭЦ при работе в конденсационном режиме;

5) расходы топлива на пуск агрегатов после остановов разной продолжительности;

6) располагаемая и среднесуточная мощность (или среднесуточная выработка) ГЭС для лет разной обеспеченности.

Для выбора структуры генерирующих мощностей рассчитывается маловодный год 90 %-ной обеспеченности. Для выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций и оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций, как правило, расчеты проводятся для среднего по водности года (50 %-ной обеспеченности);

7) эквивалентная схема замещения электрических сетей, которые должны быть учтены в расчете;

8) мощность электростанций, участвующих в покрытии максимума нагрузки (рабочая мощность).

Рабочая мощность электростанций определяется исключением из установленной мощности неиспользуемой мощности, а также мощности, выведенной в плановый и аварийный ремонты.

Распределение ремонтов по типам оборудования (и по электростанциям) принимается различным при решении разных задач. Например, при определении рабочей мощности для расчета суточных экономически целесообразных режимов работы ЭС общая мощность, выведенная в ремонт, между отдельными типами агрегатов ТЭС (включая АЭС) распределяется в среднем пропорционально длительности аварийных и ремонтных простоев каждого типа агрегата.

Фактическое распределение аварийных и ремонтных простоев оборудования может существенно отличаться от среднего расчетного. Поэтому для решения ряда задач проверяются и другие, более «тяжелые» варианты распределения резерва. Например, для выявления требований к маневренным характеристикам оборудования электростанций, для выбора схемы электрических сетей проверяются варианты, когда все оборудование наиболее эко-

номичных электростанций находится в работе.

В результате расчетов по определению суточных экономически целесообразных режимов работы ЭС получается следующая информация о режимах систем:

суточный режим и расход топлива всех выделенных групп конденсационных агрегатов;  
суточный режим и расход топлива на ТЭЦ различных параметров, в том числе и при работе в конденсационном режиме;

количество, тип и размещение (в каком из рассматриваемых узлов) агрегатов, останов которых экономически целесообразен или технически необходим, а также длительность останова и последующая скорость нагружения;

суточный режим использования ГЭС;

суточный режим использования специаль-

ных пиковых и полупиковых электростанций (ГАЭС, ГТУ, полупиковые агрегаты);

суточный режим межсистемных (межузловых) связей во всех рассматриваемых направлениях.

Пример покрытия суточного графика нагрузки и загрузки межсистемной связи приведен на рис. 34.6.

Полученные результаты позволяют получить необходимую информацию для решения перечисленных выше энергетических задач, а также выявить характерные часы, для которых необходимо проводить расчеты режимов электрических сетей.

При расчете ограниченного числа суточных режимов для перехода к годовым показателям проводится предварительный анализ, позволяющий обосновать количество рассматриваемых сезонов и их календарную длительность. Календарная длительность каждого сезона определяется в основном двумя показателями:

1) длительностью отопительного периода, в течение которого загрузка ТЭЦ по тепловому графику на перспективу считается постоянной;

2) продолжительностью зимы, лета и паводка на ГЭС, которая выявляется на основа-

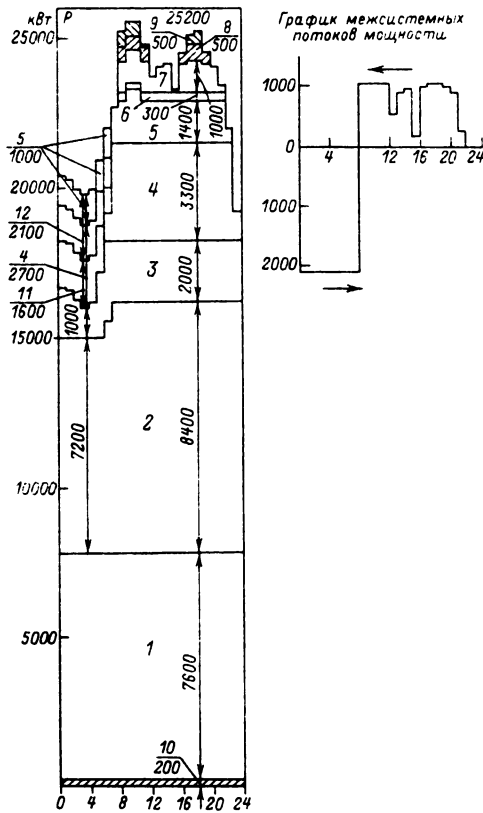


Рис 34.6 Пример покрытия суточного графика нагрузки объединенной энергосистемы:

1 – АЭС, 2 – ТЭЦ 3 – КЭС с блоками К-1200-240, К-800-240, 4 – КЭС с блоками К-300-240, 5 – КЭС с блоками К-200-130, 6 – по туликовая ГАЭС, 7 – получение мощности из других ОЭС, 8 – ГЭС (участие в пике), 9 – ГАЭС (участие в пике), 10 – ГЭС (базисная мощность), 11 – заряд ГАЭС, 12 – выдача мощности в другие ОЭС

Наименование ОЭС	Месяцы года											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ОЭС Центра	ГЭС	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
	ТЭЦ	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
ОЭС Средней Волги	ГЭС	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
	ТЭЦ	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
ОЭС Урала	ГЭС	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
	ТЭЦ	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
ОЭС Юга	ГЭС	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
	ТЭЦ	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
ОЭС Северо-Запада	ГЭС	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
	ТЭЦ	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
ОЭС Закавказья	ГЭС	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///
	ТЭЦ	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///	///

Условные обозначения:

/// Зима      /// Паводок на ГЭС и частичная недогрузка ТЭЦ по тепловому графику  
 /// Лето

Рис 34.7. Характерные режимы ГЭС и ТЭЦ некоторых ОЭС

Таблица 34.4. Календарная длительность сезона в ОЭС (дни)

ОЭС	Сезон						Продолжительность характерных сезонов		
	Зима	Паводок	Лето	Зима — паводок	Паводок — лето	Лето — паводок	Зима	Лето	Паводок
Центра	151	30	122	—	31	31	151	153	61
Средней Волги	151	30	122	—	31	31	151	153	61
Урала	151	31	62	30	91	—	151	153	61
Юга	120	—	122	31	61	31	151	153	61
Северо-Запада	151	30	122	—	31	31	151	153	61
Закавказья	90	—	122	61	62	30	151	152	62

нии анализа режимов речного стока, с учетом регулирующих возможностей водохранилищ отдельных ГЭС.

При выборе числа характерных сезонов для каждой энергосистемы выявляется основной из двух названных факторов, и именно он учитывается при определении количества рассматриваемых сезонов.

В качестве примера на рис. 34.7 приведено 12 месячных режимов ГЭС и ТЭЦ по ряду крупных объединенных энергосистем. Для указанных систем может быть выделено шесть сезонов. Однако длительность промежуточных сезонов, т. е. совпадения паводка на ГЭС с отопительным периодом и паводка с летним сезоном ТЭЦ, является кратковременной. Эти сезоны не могут считаться характерными, по которым следует, например, повышать требования к оборудованию или изменять схему сети, т. е. правомерно рассматривать три характерных сезона с заданной календарной длительностью.

Анализируя удельный вес мощностей ГЭС и ТЭЦ в общей мощности энергосистемы, а также плотность суточных графиков нагрузки отдельных энергосистем, можно «промежуточные» месяцы отнести к одному из трех характерных сезонов. Например, для ОЭС Северного Кавказа и Закавказья, учитывая достаточно высокий удельный вес ГЭС в структуре генерирующих мощностей, календарную длительность сезона определяют режимом ГЭС. Для ОЭС Северо-Запада, Центра и Урала безусловна ведущая роль ТЭЦ, и длительность сезона определяется именно их нагрузкой. В результате анализа, аналогичного изложенному, по любой ОЭС может быть намечено количество характерных сезонов и их приближенная календарная длительность. В табл. 34.4 приведена в качестве примера приближенная календарная длительность сезонов для ряда ОЭС.

Годовое число часов использования располагаемой мощности отдельных типов обо-

рудования электростанций (кроме ГЭС)<sup>1</sup> определяется:

суточным режимом использования, отражающим их сравнительную экономичность (если необходимо — с учетом стоимости топлива);

месячной и недельной неравномерностью режимов электропотребления;

составом оборудования, участвующего в покрытии максимума нагрузки<sup>2</sup> каждых рассматриваемых суток, отражающим все виды резерва мощности на отдельных типах электростанций и их размещение.

Поэтому переход от суточных к годовым режимам использования отдельных типов электростанций (кроме ГЭС) может быть с достаточной для практических выводов точностью осуществлен, если наряду с суточными режимами использования учитывать календарную длительность сезонов, месячную и недельную неравномерность режимов электропотребления и отношение рабочей мощности (мощности, участвующей в покрытии максимума) к располагаемой мощности агрегатов каждого типа на конец года.

В результате для каждого типа агрегатов сезонное число часов использования  $h_j$  может быть определено по формуле

$$h_j = h_{\text{сут}} \left( \frac{N_{\text{уч}}}{N_{\text{расп}}} \right) \eta \beta_m \beta_n,$$

где  $h_{\text{сут}}$  — суточное число часов использова-

<sup>1</sup> ГЭС, как правило, в балансе энергии учитываются по среднесезонной выработке, с проверкой необходимого увеличения выработки ГЭС при наступлении маловодного года.

<sup>2</sup> Состав оборудования, участвующего в покрытии минимальных нагрузок, определяется при покрытии суточных графиков нагрузки (при оптимизации суточных режимов работы энергосистем) и отражается в суточном числе часов использования оборудования.

ния мощности, участвующей в покрытии максимума нагрузки рассматриваемых характерных суток сезона;  $N_{jуч}$  — мощность, участвующая в покрытии максимума для каждой  $j$ -й группы агрегатов;  $N_{jрасп}$  — располагаемая на конец года мощность каждой группы агрегатов;  $n$  — календарное число дней в сезоне;  $\beta_m, \beta_n$  — месячная и недельная неравномерность электропотребления

$$\beta_m \beta_n = \frac{\mathcal{E}_{сут, ср.}}{\mathcal{E}_{сут, max}}$$

где  $\mathcal{E}_{сут, ср.}$  — суточное электропотребление ЭС, среднее за сезон;  $\mathcal{E}_{сут, max}$  — максимальное суточное электропотребление за сезон.

Годовое число часов использования определяется как сумма сезонных. По отдельным объединенным энергосистемам  $\beta_m \beta_n$  колеблется в следующих пределах: зимний сезон 0,921–0,974, сезон паводка 0,900–0,922, летний сезон 0,921–0,957, среднее за год 0,914–0,952.

Различные типы электростанций имеют существенно отличающиеся друг от друга режимы работы. ГЭС европейской зоны ЕЭС рассчитаны, как правило, на пиковый режим работы в условиях маловодного года с кратковременным — до 2–6 ч в сутки использованием полной мощности в часы максимумов нагрузки и глубокой разгрузкой — до нуля — в остальные часы. Годовое число часов использования установленной мощности ГЭС, как правило, не превышает 3000; при этом следует учитывать, что большая доля годовой выработки электроэнергии на ГЭС приходится на период паводка. В связи с тем, что большинство ГЭС сооружено при гидроузлах комплексного назначения, решающих наряду с выработкой электроэнергии вопросы судоходства, орошения, водоснабжения, рыбоводства, защиты от паводков, режимы работы ГЭС в значительной мере зависят от требований других водопользователей, а нередко и полностью определяются ими. Эта зависимость не позволяет полностью использовать широкие возможности регулирования мощности ГЭС в интересах создания наиболее благоприятных режимов работы для других электростанций ЕЭС.

Режим работы теплофикационных агрегатов в наиболее напряженный зимний период практически полностью определяется условиями теплоснабжения. Изменение потребности в тепловой энергии, а следовательно, и мощности ТЭЦ в течение суток в среднем по системам ограничивается 5–15% в зависимости от типа потребителей тепла и уровня загрузки ТЭЦ по тепловому графику.

Использование теплофикационных агрегатов по тепловому графику в годовом разрезе

характеризуется годовым числом часов использования: для отопительных ТЭЦ 3500–5000, для промышленных 6000–7000.

Для АЭС характерна работа в базисном режиме с высоким годовым числом часов использования — до 6500–7000; некоторое снижение его для вновь введенных агрегатов объясняется их недостаточной освоенностью в первые годы эксплуатации.

Энергоблоки ТЭС рассчитаны на базисный режим работы. Однако в настоящее время и в перспективе с развитием атомной энергетики они все шире привлекаются к регулированию суточного графика нагрузки, причем для блоков 150–200 МВт характерен рост числа ежесуточных остановов на ночь с последующим пуском к утреннему максимуму. Предельно допустимая разгрузка блоков в ночные часы колеблется в широких пределах в зависимости от вида сжигаемого топлива и составляет 20–40% при работе на угле и 40–60% при работе на газе и мазуте. Наибольшие фактически достигнутые разгрузки и наибольшие числа ежесуточных остановов характерны для ОЭС Северо-Запада, Центра и Юга, отличающихся относительно большей неравномерностью суточного графика нагрузки и высоким удельным весом базисных электростанций.

Использование блоков в годовом разрезе для недефицитных видов топлива может достигать 5000–5500 ч в год; для видов топлива, по которым баланс складывается напряженно, оно может снижаться до 2500–3500 ч.

Для группы неблочных малоэкономичных КЭС характерно низкое использование мощности (1000–2000 ч) с предельной разгрузкой в ночные часы (до технического минимума, составляющего 30–50% для станции в целом) и при возможности консервации на летний период.

Режим работы электростанций ЕЭС определяется стремлением достигнуть максимальной экономичности системы в целом при наиболее рациональном использовании имеющихся топливно-энергетических ресурсов в условиях складывающейся топливной конъюнктуры.

На режимы работы блоков ТЭС решающее влияние оказывают условия покрытия переменной части графика нагрузки, которые постоянно усложняются под действием двух факторов:

роста неравномерности потребления электроэнергии, проявляющейся в увеличении абсолютной величины переменной части суточного графика нагрузки, относительном уменьшении ночной нагрузки, углублении провала нагрузки в выходные дни, увеличении скорости нарастания нагрузки в утренние часы;

повышения доли мощности электростанций, рассчитанных на работу в базисном режиме.

Достигнутый к настоящему времени регулировочный диапазон различных видов оборудования ТЭС обеспечивается в основном следующим образом.

Энергоблоки 300 МВт регулируют выдаваемую мощность преимущественно за счет разгрузки, что обусловлено сложностью технологии пуска агрегатов этого типа.

На ТЭС европейской зоны ЕЭС СССР технический минимум нагрузки энергоблоков 300 МВт составляет в реальных эксплуатационных условиях не ниже:

1) 75 % на блоках с котлами, работающими на антрацитовом штыбе и тощем угле при жидком шлакоудалении; при подсветке факела мазутом (газом) в количестве до 5–10 % суммарного расхода топлива минимум нагрузки может быть снижен до 60–65 %;

2) 60 % на блоках с котлами, работающими на каменных и бурых углях с сухим шлакоудалением;

3) 50 % на газомазутных блоках.

Эти данные примерно соответствуют нормативам для расчетов на перспективу.

Для блоков 500 и 800 МВт имеющийся опыт невелик. Разработаны требования к маневренности, в соответствии с которыми должна допускаться их ежесуточная разгрузка на 30 и 50 % при использовании твердого и газомазутного топлива.

Разгрузка блоков неизбежно приводит к снижению их экономичности. Уже при нагрузках 50 % их экономичность ухудшается на 5–6 % при газомазутном топливе и на 7–8 % при пылеугольном. Дальнейшая разгрузка блоков и станции в целом связана с резким возрастанием пережога топлива, достигающим 9–12 % при нагрузках 40 % и 15–17 % при нагрузках 30 %.

Энергоблоки 200 и 150 МВт регулируют выдаваемую мощность как за счет разгрузки, так и за счет останова в резерв на нерабочие дни и на периоды суточных провалов нагрузки.

Отдельные пылеугольные электростанции с блоками 200 МВт освоили режим разгрузки до 25–30 % (т. е. на 70–75 %) путем перевода котлоагрегатов на растопочное топливо.

Однако, учитывая экономическую нецелесообразность длительной работы энергоблоков на частичных нагрузках, особенно ниже 70 %, для регулирования нагрузки используют останова в резерв энергоблоков 150 и 200 МВт.

Усложнение условий покрытия переменной части графиков электрической нагрузки, свя-

занное с увеличением доли мощности электростанций, рассчитанных на работу в базисном режиме, и с исчерпанием экономичных гидроресурсов в ряде европейских районов страны, приводит к технической необходимости и экономической целесообразности сооружения специальных типов маневренных электростанций: газотурбинных (ГТУ), гидроаккумулирующих (ГАЭС) и специальных маневренных энергоблоков.

Технико-экономическая эффективность и масштабы сооружения каждого из этих типов определяются при выборе структуры генерирующих мощностей энергосистем. Суточные и годовые режимы работы названных типов оборудования характеризуются в среднем следующими показателями:

ГТУ единичной мощностью 100 и 150 МВт экономично использовать в остропиковом режиме в течение 1–4 ч в сутки и до 500–1000 ч в году; продолжительность использования увеличивается при повышении их тепловой экономичности за счет утилизации тепла уходящих газов;

ГАЭС целесообразно использовать в турбинном режиме при прохождении максимума нагрузки в течение 4–6 и до 8 ч в сутки, в насосном режиме – в течение 5–8 ч ночного снижения нагрузки энергосистем, в годовом разрезе ГАЭС должны использоваться 1000–1500 ч, в основном зимой и в период паводка, когда ГЭС используются в базисном режиме; полупиковые энергоблоки, единичная мощность которых должна составлять 200 или 500 МВт, а начальные параметры пара 13 МПа и 510–530 °С целесообразно использовать 8–16 ч в сутки с ежесуточным останом и 2500–3500 ч в год.

Наряду с повышением маневренности энергоблоков КЭС, созданием и внедрением специального маневренного оборудования в перспективе должна быть существенно повышена маневренность ТЭЦ. В настоящее время доказано, что все расширяемые, вновь сооружаемые и модернизируемые теплофикационные энергоблоки с турбинами типа Т единичной мощностью 110 МВт и выше должны обеспечивать возможность разгрузки на 60–70 % для энергоблоков с газомазутными котлами и на 30–40 % – с пылеугольными котлами. Использование названного регулировочного диапазона технически необходимо и экономически целесообразно в первую очередь в европейских районах страны.

Увеличение доли АЭС в структуре генерирующих мощностей и усложнение структуры самой атомной энергетики, выражающееся в сооружении не только конденсационных АЭС, но и атомных ТЭЦ, а также в нараста-

нии мощности наиболее экономичных реакторов на быстрых нейтронах наряду с используемыми в настоящее время реакторами на тепловых нейтронах, требует привлечения АЭС к регулированию электрической нагрузки. Это относится, естественно, к менее экономичным конденсационным АЭС с реакторами на тепловых нейтронах.

Одним из разрабатываемых способов привлечения АЭС к регулированию графика нагрузки является установка на них баков-аккумуляторов тепла (тепловых аккумуляторов), которая позволяет увеличить электрическую мощность турбогенераторов в часы максимальной нагрузки и снизить ее в период ночного снижения нагрузки ЭС, сохранив постоянную нагрузку реактора. Диапазон регулирования составит при этом от 115% номинальной мощности в часы максимальной нагрузки до 85% в ночное время.

Следует обратить внимание на сложную взаимосвязь режимов работы электростанций с обменными потоками мощности и энергии. Энергосистема со значительным удельным весом пиковых ГЭС может в часы максимума нагрузки располагать избытками мощности, а в остальные часы суток в связи с остановом ГЭС быть дефицитной. Для такой ЭС баланс мощности на годовой максимум нагрузки оказывается избыточным, а годовой баланс энергии – дефицитным. С другой стороны, ЭС с неравномерным графиком потребления и большим удельным весом высокоэкономичных базисных электростанций, будучи сбалансированной при максимуме нагрузки, может иметь значительный избыток в годовом балансе электроэнергии за счет технических трудностей и экономической нецелесообразности разгрузки своих электростанций в ночные часы, в выходные дни, в летнее время. Приведенные качественные характеристики годовых режимов работы электростанций могут быть проиллюстрированы следующими количественными соотношениями. В энергосистеме с  $T_{max} = 5000$  ч работа пиковой ГЭС  $T_{уст} = 2000$  ч создает дефицит электроэнергии примерно в 3 млрд. кВт·ч на 1 млн. кВт мощности. Работа в той же системе базисной КЭС или АЭС с  $T_{уст} = 6500$  ч будет приводить к избыткам электроэнергии в 1,5 млрд. кВт·ч в год на 1 млн. кВт мощности.

#### 34.5. РЕЗЕРВЫ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ В ЭС

Для обеспечения оптимальной надежности электроснабжения потребителей при определении необходимого размера располагаемой мощности электростанций системы требуется

учитывать плановые и неплановые простои оборудования электростанций и электропередач, а также возможность превышения нагрузки над расчетным регулярным максимумом. В связи с этим в энергосистемах должен предусматриваться резерв располагаемой мощности электростанций.

Поскольку многие факторы, влияющие на баланс мощности энергосистемы, представляют собой случайные события, для определения условий обеспечения оптимальной надежности электроснабжения используются методы теории вероятностей. На их основе определяются ряды распределения вероятностей возникновения различных дефицитов мощности в системе, математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и ущерба потребителей в зависимости от состава оборудования электростанций и характеристик его надежности, а также от характеристик режима электропотребления.

Экономическая оптимизация надежности электроснабжения осуществляется путем минимизации целевой функции:

$$Z_{\Sigma} = Z_p + Z_c + M(Y) = \min,$$

где  $Z_{\Sigma}$ ,  $Z_p$ ,  $Z_c$  – приведенные затраты – суммарные, на резерв мощности, на развитие системообразующей сети, руб.;  $M(Y)$  – математическое ожидание ущерба потребителей при возникновении дефицитов мощности в системе, руб.

Включение в целевую минимизируемую функцию не только затрат на резерв, но и на развитие системообразующих связей обусловлено тем, что повышение надежности электроснабжения может быть обеспечено как за счет увеличения резерва мощности, так и за счет увеличения пропускной способности линий электропередачи, обеспечивающих реализацию потоков аварийной взаимопомощи энергосистем.

Подобными расчетами можно установить, в частности, количественный критерий для расчета резерва мощности в виде интегральной вероятности отсутствия любых дефицитов мощности в системе:

$$J = 1 - z'_p/Ty,$$

где  $z'_p$  – удельные затраты на резервирование (с учетом составляющей по системообразующей сети), руб./кВт;  $y$  – удельный ущерб потребителей от вынужденного недоотпуска электроэнергии, руб/(кВт·ч);  $T = 8760$  – число часов в году.

Фактические соотношения  $z'_p$  и  $y$  определяют обычно принимаемое значение  $J = 0,996$ .

В применяемых на практике методах расчетный резерв мощности в период прохождения годового регулярного максимума нагрузки определяется тремя его составляющими: ремонтной, аварийной и нагрузочной (см. пример расчета).

Кроме расчетного резерва, обеспечивающего нормальную эксплуатацию энергосистемы при темпах развития, соответствующих планируемому, в системах должен предусматриваться народнохозяйственный резерв  $P_{нх}$ , предназначенный для обеспечения возможности перевыполнения плановых заданий потребляющими электроэнергию отраслями народного хозяйства. При отсутствии конкретных данных народнохозяйственный резерв принимается равным 1–2% регулярного максимума нагрузки.

**Ремонтный резерв** необходим для компенсации снижения рабочей мощности системы при выводе основного оборудования электростанций в плановый (текущий, капитальный и средний) ремонт.

Текущие ремонты основного оборудования электростанций проводятся равномерно в течение всего года, и резерв для этих целей  $P_{т,р}$  принимается равным математическому ожиданию снижения мощности системы из-за простоя оборудования в текущем ремонте:

$$P_{т,р} = \sum_{i=1}^n N_i \frac{a_i}{100},$$

где  $N_i$  – мощность  $i$ -й группы оборудования электростанций, кВт;  $a_i$  – среднегодовое относительное снижение мощности  $i$ -й группы оборудования в связи с проведением текущих ремонтов, %.

При отсутствии более точных данных значения показателя  $a_i$  могут приниматься следующими:

$a_i$ , %

КЭС и ТЭС с поперечными связями (без резервных котлов), ГТЭС . . . . .	2,0
ТЭС с агрегатами 100–175 МВт . . . . .	3,5–4,5
КЭС с блоками:	
100–300 МВт . . . . .	4,0–5,0
500–1200 МВт . . . . .	5,5–6,5
АЭС . . . . .	4,0–6,0

Для ГЭС, ГАЭС, а также КЭС с резервными котлами резерв для проведения текущих ремонтов не предусматривается, поскольку текущие ремонты на них могут быть осуществлены во время остановов оборудования, обусловленных режимом работы станции.

Капитальный и средний ремонты основного оборудования электростанций осуществляются в основном во время сезонных (летних) снижений нагрузки системы. Резерв мощности для проведения капитальных и средних ремонтов не требуется в тех случаях, когда летнее снижение нагрузки (летний провал годового графика месячных максимумов нагрузки) позволяет провести все капитальные и средние ремонты в этот период. Если площадь провала графика месячных максимумов нагрузки оказывается недостаточной для проведения капитальных и средних ремонтов, то в системе требуется дополнительный резерв, который определяется с учетом его круглогодичного использования по выражению

$$P_{к,р} = \frac{S_{рем} - S_{пр}K_{пр}}{12} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i t_{к,рi} - S_{пр}K_{пр}}{12},$$

где  $S_{рем}$ ,  $S_{пр}$  – площади годового графика месячных максимумов: необходимая и располагаемая для проведения капитальных и средних ремонтов, кВт·мес/год;  $t_{к,рi}$  – среднегодовая длительность простоя  $i$ -й группы оборудования системы в капитальных и средних ремонтах, мес;  $K_{пр}$  – коэффициент использования площади провала графика (принимается равным 0,9–0,95).

Ориентировочная среднегодовая длительность простоя агрегатов  $t_{к,рi}$  (мес) в капитальном и среднем ремонтах составляет

Гидроагрегаты . . . . .	0,5
ТЭС с поперечными связями . . . . .	0,33
Энергоблоки мощностью, МВт.	
до 200 . . . . .	0,53
300 . . . . .	0,66
500–800 . . . . .	0,73
1200 . . . . .	0,86
АЭС . . . . .	1,5
ГТЭС . . . . .	0,5

Площадь провала годового графика месячных максимумов нагрузки для объединенных энергосистем определяется как сумма разностей между условной располагаемой мощностью системы и ее максимальной нагрузкой за каждый месяц года. Расчетная (условная) располагаемая мощность электростанций в период прохождения годового максимума нагрузки (обычно декабрь) принимается равной максимуму нагрузки. В остальные месяцы условную располагаемую мощность электростанций определяют с учетом равномерного ввода новой мощности в течение года.



В перспективе в энергосистемах требуется дополнительный резерв для проведения работ по модернизации устаревающего оборудования, который зависит от состояния оборудования в отдельных системах и конкрет-

ных сроков его проведения и обновляется специальными расчетами. При укрупненных оценках резерв на модернизацию может приниматься 2–2,5% регулярного максимума нагрузки.

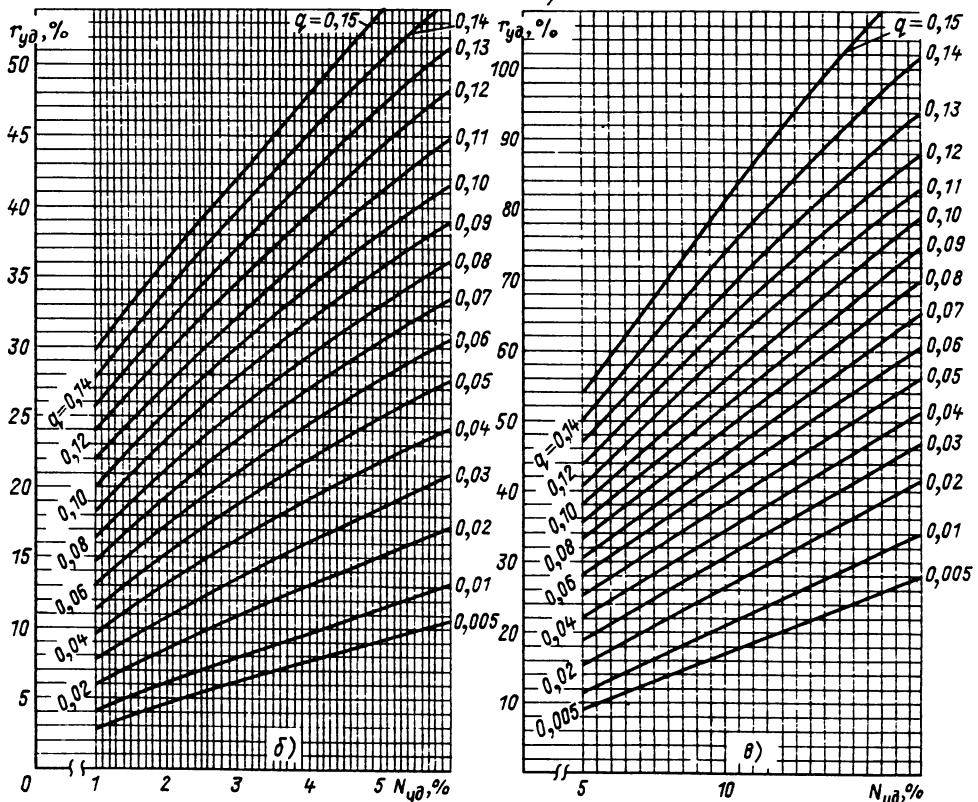
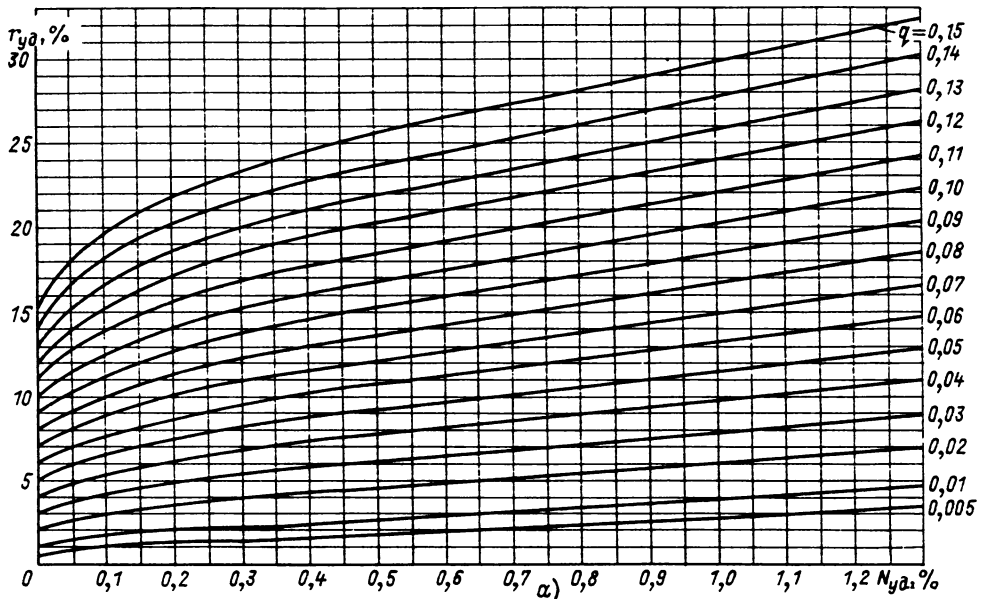


Рис 34.8. Зависимости удельного резерва  $r_{уд}$  от относительной крупности агрегатов  $N_{уд}$  и показателя их аварийности  $q$

**Аварийный резерв мощности** необходим для восполнения потери располагаемой мощности системы при вынужденных (аварийных и других неплановых) простоях и снижениях мощности основного оборудования электростанций.

Определение необходимого размера аварийного резерва мощности наиболее сложно ввиду большого числа влияющих факторов, имеющих вероятностный характер. В связи с этим выполнение строгих расчетов требует использования соответствующих экономико-математических моделей и программ для ЭВМ. Для укрупненных оценок могут использоваться зависимости удельного резерва мощности от относительной крупности агрегатов, входящих в ЭС, и показателей их аварийности (рис. 34.8). Эти зависимости получены в институте «Энергосетьпроект» на базе обобщения экспериментальных расчетов, выполненных на ЭВМ по детальной программе, позволяющей определять аварийный резерв мощности в зависимости от состава генерирующих мощностей, показателей его аварийности, характера графика электрической нагрузки, экономических показателей резерва мощности и ущерба потребителей от вынужденных перерывов электроснабжения.

Под удельным резервом  $r$  подразумевается та часть (доля) аварийного резерва мощности системы, которая необходима для резервирования отдельного агрегата или их совокупности. Суммарный аварийный резерв мощности системы  $P_{a,p}$  определяется как сумма отдельных составляющих

$$P_{a,p} = \sum_{i=1}^K r_i n_i N_{едi},$$

где  $n_i$  – число агрегатов в  $i$ -й группе однотипного оборудования электростанций, шт.;  $K$  – число групп однотипного оборудования электростанций, характеризующихся равенством единичной мощности  $N_{едi}$  и аварийности  $q_i$ .

Полученный таким образом аварийный резерв соответствует условию, когда затраты на создание пропускной способности межсистемных электропередач по сравнению с затратами на создание резерва мощности малы. Он является минимальным значением оптимального аварийного резерва энергообъединения, которое ввиду отсутствия сетевых ограничений по использованию резервной мощности принято называть концентрированным.

В ОЭС расчетный аварийный резерв энергообъединения снижается по сравнению с суммой его расчетных значений для каждой отдельной энергосистемы за счет возможностей

осуществления аварийной взаимопомощи систем. Эффект совмещения аварийного резерва является одним из главных преимуществ создания крупных энергообъединений. В пределе аварийный резерв мощности  $P_{a,p}$  может быть снижен до уровня резерва концентрированного объединения.

На практике, однако, встречаются случаи, когда затраты на развитие электрической сети либо соизмеримы, либо превышают затраты на резерв мощности (при объединении удаленных друг от друга систем). В этом случае полная реализация эффекта совмещения аварийных резервов мощности оказывается экономически неоправданной.

Расчет оптимального сокращения аварийного резерва мощности в объединении энергосистем за счет возможностей взаимопомощи по межсистемным связям осуществляется с помощью экономико-математических моделей, обеспечивающих комплексную оптимизацию суммарного резерва мощности, его распределение между энергосистемами и необходимую для этого пропускную способность системообразующих связей.

При использовании описанного выше упрощенного метода для ОЭС, входящих в ЕЭС СССР, допустимо применение укрупненных коэффициентов экономии аварийного резерва мощности  $K_z$ .

Значения  $K_{zi}$  могут приниматься следующими:

ОЭС Северо-Запада . . . . .	0,75
ОЭС Центра . . . . .	0,5
ОЭС Средней Волги . . . . .	0,5
ОЭС Урала . . . . .	0,6
ОЭС Юга . . . . .	0,75
ОЭС Сев. Кавказа . . . . .	0,55
ОЭС Закавказья . . . . .	0,6
ОЭС Казахстана . . . . .	0,5
ОЭС Сибири . . . . .	0,75
ОЭС Средней Азии . . . . .	0,6

Представленные выше значения  $K_z$  обобщают выполненные в институте «Энергосетьпроект» расчеты резерва для ЕЭС СССР с помощью соответствующих экономико-математических моделей и отражают особенности взаимного расположения ОЭС в ОЭС СССР, соотношения затрат на резервирование и на усиление системообразующих связей, условия реализации аварийной взаимопомощи (одностороннее – для концевых ОЭС, многостороннее – для ОЭС, занимающих промежуточное положение).

Тогда оптимальный аварийный резерв мощности отдельной ОЭС, входящей в состав ЕЭС СССР, определится по выражению:

$$P_{a,pi}^{об} = P_{a,pi}^{рас} K_{zi},$$

где  $P_{a,pi}^{об}$  – аварийный резерв  $i$ -й ОЭС, входящей в состав ЕЭС СССР, с учетом оптимальной экономии резервной мощности за счет аварийной взаимопомощи;  $P_{a,pi}^{из}$  – аварийный резерв  $i$ -й ОЭС, определенный в условном предположении, что она работает изолированно от других систем и не имеет внутренних сетевых ограничений по передаче потоков мощности аварийной взаимопомощи. Значение  $P_{a,pi}^{из}$  определяется описанным выше методом с использованием универсальных характеристик удельного резерва;  $K_{zi}$  – коэффициент оптимальной экономии аварийного резерва мощности  $i$ -й ОЭС при работе в ЕЭС СССР.

При расчетах аварийного резерва структура генерирующих мощностей, обеспечивающих покрытие регулярного максимума нагрузки, является заданной исходной информацией. Значения показателя аварийности агрегатов  $q$  представляют собой среднестатистическое отношение времени вынужденного простоя оборудования ко времени его работоспособного состояния (за вычетом плановых простоев) и могут приниматься в размере, %:

ГЭС . . . . .	0,5
ТЭС с поперечными связями . . . . .	2,0
КЭС с блоками, МВт	
до 200 . . . . .	4,5–6,5
300 . . . . .	5,5–9,0
500 . . . . .	7,0–12,0
800 . . . . .	7,5–12,5
АЭС с блоками 1000 МВт . . . . .	7,5–12,5

Большая из указанных цифр относится к первым серийным агрегатам данного типа, меньшая – к агрегатам, выпущенным через 5 лет и более.

**Нагрузочный резерв** необходим для покрытия случайных, нерегулярных отклонений нагрузки от ее математического ожидания (регулярный максимум) и поддержания частоты в энергосистеме.

Анализ нерегулярных колебаний нагрузки по отношению к ее математическому ожиданию показал, что они подчиняются нормальному закону распределения вероятностей. основной характеристикой которого является среднеквадратичное отклонение  $\sigma$ .

Относительная величина среднеквадратичного отклонения нагрузки  $\sigma_*$  уменьшается по мере перехода к более крупным ЭС в связи с возрастающими возможностями взаимокompенсации случайных событий.

При определении расчетной вероятности отклонения нагрузки, которое должно резервироваться, учитывается вероятность несовпадения случайных набросов нагрузки со случайными (аварийными) снижениями мощности в ЭС. Условиям оптимального сочетания ава-

рийного и нагрузочного резервов отвечает учет нерегулярных набросов нагрузки в размере  $2\sigma$  (вероятность непревышения 0,977).

Нагрузочный резерв мощности может определяться выражением

$$P_{н,р} = \Delta P^{нерег} = 0,01 P_{maxc} + 1,26 \sqrt{P_{maxc}},$$

где  $P_{maxc}$  – регулярный максимум нагрузки, МВт.

При работе в составе ЕЭС СССР нерегулярные отклонения нагрузки совмещаются, благодаря чему  $\sum P_{н,pi}^{из} > P_{н,р}^{об}$ .

Здесь  $P_{н,pi}^{из}$  – нагрузочный резерв  $i$ -й ОЭС в изолированных условиях;  $P_{н,р}^{об}$  – нагрузочный резерв объединения в целом.

Для отдельных ОЭС, входящих в ЕЭС СССР, размер нагрузочного резерва соответственно снижается:

$$P_{н,pi}^{об} = P_{н,pi}^{из} \frac{P_{н,р}^{об}}{\sum P_{н,pi}^{из}}.$$

Полученный нагрузочный резерв может арифметически суммироваться с аварийным резервом, определенным по отношению к регулярному максимуму нагрузки.

При выполнении более строгих расчетов с помощью специальных программ для ЭВМ нагрузочный резерв может отдельно не выделяться, а определяться совместно с аварийным. В этом случае графики нагрузки должны закладываться в расчет в вероятностном виде, отражающем как регулярные, так и нерегулярные колебания нагрузки.

Совокупный резерв, включающий нагрузочную и аварийную составляющие, иногда называют оперативным резервом –  $P_{оп,р} = P_{a,р} + P_{н,р}$ .

Оперативный резерв определяет необходимое превышение располагаемой мощности ЭС над регулярным максимумом нагрузки для компенсации случайных набросов нагрузки и вынужденных снижений располагаемой мощности ЭС.

**Пример определения расчетного резерва мощности.** Регулярный максимум нагрузки системы 29 100 МВт, коэффициент годового роста нагрузки  $K_p = 1,1$ , состав оборудования, обеспечивающего покрытие максимума нагрузки, приведен в табл. 34.5, в которой представлен пример определения аварийного резерва мощности.

Нагрузочный резерв

$$P_{н,р} = 0,01 P_{maxc} + 1,26 \sqrt{P_{maxc}} = 0,01 \cdot 29\,100 + 1,26 \sqrt{29\,100} = 506 \text{ мВт.}$$

Ремонтный резерв: для текущего ремонта

$$P_{т,р} = \sum N_i \frac{a_i}{100} = 800 \frac{6}{100} + 300 \cdot 30 \frac{5,0}{100} +$$

Таблица 34.5 Пример определения аварийного резерва мощности

Исходные данные					Расчет		
Тип станции	Единичная мощность агрегатов $N_i$ , МВт	Число агрегатов $n_i$ , шт	Суммарная мощность $N_i n_i$ , МВт	Аварийность $q_i$	Удельная единичная мощность агрегатов $N_{ед,уд i}$ , %	Удельный резерв <sup>2</sup> $r_i$ , %	Необходимый резерв $R_{а,р}^{пз} = \sum N_i n_i r_i \times 10^{-2}$ , МВт
КЭС, блоки	800	1	800	0,080	2,75	24,5	196
	300	30	9000	0,055	1,03	11,4	1026
	200	40	8000	0,045	0,69	8,6	688
ТЭС с поперечными связями	100	38	3800	0,020	0,34	4,0	152
	50	40	2000	0,020	0,17	3,4	68
ГЭС ГАЭС	250	6	1500	0,005	0,86	2,5	37,5
	200	16	3200	0,005	0,69	2,1	67,1
	100	8	800	0,005	0,34	1,3	10,4
Всего	—	—	29 100	—	—	—	2245

$$^1 N_{ед,уд i} = N_i / 100 / P_{max}$$

<sup>2</sup> Находится по кривым рис. 34.8 в зависимости от  $N_{ед,уд i}$  и  $q_i$

<sup>3</sup> С учетом работы в ЭЭС СССР ( $K_3 = 0,75$ ) аварийный резерв рассматриваемого объединения составит  $R_{а,р}^{пз} = R_{а,р}^{пз} K_3 = 2245 \cdot 0,75 = 1684$  МВт.

Таблица 34.6 Определение площади провала графика

Параметр	Месяцы												$S_{пр}$ , МВт/мес
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Условная располагаемая мощность, МВт	26 455	26 695	26 936	27 176	27 417	27 657	27 898	28 138	28 379	28 619	28 860	29 100	—
Месячный максимум $P_{max i}$ , МВт	26 455	26 000	25 400	24 700	23 700	23 000	23 000	23 500	24 800	26 000	28 000	29 100	—
«Ремонтная» площадь $S_{пр i}$ , МВт × мес	0	695	1536	2476	3717	4657	4898	4638	3939	2619	86	0	29 261

$$+ 200 \cdot 40 \frac{5,0}{100} + 100 \cdot 38 \frac{2}{100} + 50 \cdot 40 \frac{2}{100} = 1014 \text{ МВт};$$

для капитального ремонта

$$P_{к,р} = \frac{S_{рем} - S_{пр} K_{пр}}{12}$$

$$S_{рем} = \sum N_i n_i t_i = 800 \cdot 0,73 + 300 \cdot 30 \cdot 0,66 + 200 \cdot 40 \cdot 0,53 + 100 \cdot 38 \cdot 0,33 + 50 \cdot 40 \cdot 0,33 + 250 \cdot 6 \cdot 0,5 + 200 \cdot 16 \cdot 0,5 + 100 \cdot 8 \cdot 0,5 = 15428 \text{ МВт} \cdot \text{мес};$$

$S_{пр}$  определяется по расчету табл. 34.6.

Годовой прирост условной располагаемой мощности в примере распределен равномерно

в течение года при условии, что для января и декабря условная располагаемая мощность равна соответствующим максимумам нагрузки, а для промежуточных месяцев получена по линейной экстраполяции:

$$S_{пр} K_{пр} = 29261 \cdot 0,9 = 26335 \gg S_{рем} = 15428,$$

т. е. резерв для проведения капитальных ремонтов в данном случае не требуется.

Резерв мощности на модернизацию принят в размере 2% максимума

$$P_{р,м} = P_{max} k_{max} = 29100 \cdot 2 \cdot 10^{-2} = 582 \text{ МВт}.$$

Народнохозяйственный резерв принят равным 1% регулярного максимума

$$P_{н,х} = 29100 \cdot 1 \cdot 10^{-2} = 291 \text{ МВт}.$$

В целом расчетный резерв мощности для рассматриваемого примера определится в раз-  
мере:

$$P_{р.р} = P_{н.р} + P_{т.р} + P_{к.р} + P_{а.р}^{об} + P_{р.м} + P_{н.х} = \\ = 506 + 1014 + 0 + 1684 + 582 + 291 = 4077 \text{ МВт,} \\ \text{или } 14\% \text{ максимума нагрузки (в том числе} \\ \text{оперативный резерв } 7,5\%).$$

### 34.6. РАСЧЕТЫ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭС

#### Задачи расчетов и критерии сравнительной экономической эффективности капитальных вложений

Строительство энергетических объектов производится по государственным планам в объеме, соответствующем средствам, выделенным на развитие энергетики. Эффективное использование этих средств позволяет обеспечить высокие темпы электрификации страны. Поэтому при обосновании основных проектных технических решений большое внимание уделяется экономическим расчетам сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Такие расчеты, как правило, обязательны при решении вопросов оптимизации генерирующих мощностей в ЭС. К ним относятся такие, как эффективность сооружения АЭС, ГЭС и ГАЭС по сравнению с КЭС, сооружение ТЭЦ по сравнению с раздельным строительством КЭС для выработки электроэнергии и котельных для теплоснабжения, сравнение вариантов типа, мощности и местоположения КЭС, включая сравнение передачи электроэнергии и перевозки топлива.

При проектировании электрических сетей на основании технико-экономических расчетов решаются, например, следующие задачи: обоснование номинального напряжения сети; выбор конфигурации сети; выбор средств компенсации реактивной мощности и их размещение; выбор средств ограничения токов КЗ.

Для обеспечения единого подхода к проведению технико-экономических расчетов разработана «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений», утвержденная Госпланом СССР, Госстроем СССР и АН СССР (1980 г.).

Общие положения этой методики конкретизированы в отраслевых инструкциях по технико-экономическим расчетам, учитывающих специфику отрасли.

Экономическая оценка рассматриваемого варианта заключается в определении капитальных вложений и ежегодных издержек. Сравнение вариантов только по капитальным вложениям или по ежегодным издержкам не позволяет сделать вывод о наиболее эффективном варианте. Так, в варианте с большими капитальными вложениями издержки могут быть значительно снижены за счет экономии топлива, лучшего использования оборудования, снижения потерь электроэнергии, уменьшения численности обслуживающего персонала и др. Снижение себестоимости может быть достигнуто ценой неоправданно больших капитальных вложений.

Сопоставление вариантов производится на основе сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, где критерием являются минимальные приведенные затраты.

Сущность этого метода состоит в том, что для каждого варианта определяются приведенные затраты  $Z$  руб./год, представляющие собой сумму ежегодных издержек и капитальных вложений, приведенных к одному году путем введения нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений:

$$Z = I + E_n K,$$

где  $I$  — ежегодные издержки производства (себестоимость продукции), руб./год;  $K$  — капитальные вложения, руб.;  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности.

Нормативный коэффициент подлежит периодическому пересмотру; в настоящее время принимается равным 0,12.

Указанная формула используется в тех случаях, когда капитальные вложения осуществляются одновременно, а ежегодные издержки неизменны в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации объекта.

Однако в практике часто возникает необходимость рассматривать проектные варианты в последовательном развитии с учетом строительства новых объектов, реконструкции действующих, изменения выработки электроэнергии и т. д.

В этом случае капитальные вложения могут осуществляться последовательно в течение нескольких лет, а ежегодные издержки изменяться по годам рассматриваемого периода.

Приведенные затраты с учетом фактора времени определяются по формуле

$$\bar{Z} = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \delta I_t) (1 + E_{н.н})^{T-p-t},$$

где  $\bar{Z}$  — приведенные затраты с учетом фак-

тора времени, руб/год;  $K_t$  — капитальные вложения в год  $t$ , руб.;  $\delta I_t$  — приращение издержек в текущем году по сравнению с предыдущим;  $\delta I_t = I_t - I_{t-1}$ ;  $E_{н.п}$  — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат;  $T$  — расчетный период, в течение которого осуществляются капитальные вложения и изменяются ежегодные издержки (год) (последним годом расчетного периода является год начала нормальной эксплуатации объекта, в течение которого капитальные вложения уже не производятся, а ежегодные издержки далее остаются неизменными);  $T_{пр}$  — год приведения.

Затраты по сравниваемым вариантам должны приводиться к одному и тому же году расчетного периода.

В качестве года приведения обычно принимают первый год расчетного периода. В этом случае формула принимает вид

$$\bar{z} = \sum_{t=1}^{T_{пр}} \frac{E_{н.п} K_t + \delta I_t}{(1 + E_{н.п})^{t-1}},$$

где  $1/(1 + E_{н.п})^t$  — коэффициент приведения, значения которого даны в табл. 34.7.

Из числа рассматриваемых вариантов, каждый из которых обеспечивает получение одинакового количества и качества продукции, наиболее экономичным следует считать вариант, для которого приведенные затраты оказались наименьшими, т. е. тот вариант  $i$ , для которого  $Z_i = \min$ .

При сопоставлении затрат следует учитывать наличие некоторой зоны, обусловленной точностью исходных данных, в пределах которой варианты могут считаться равноэкономичными. Равноэкономичными считаются варианты, отличающиеся по приведенным затратам до 5%.

В пределах зоны равной экономичности выбор вариантов производится исходя из дополнительной оценки тех качеств вариантов, которые не могут быть исчислены в стои-

мостном выражении. К ним относятся перспективность варианта, удобство эксплуатации, наличие серийно выпускаемого оборудования и т. д.

### Методика и порядок расчета

**Условия сопоставимости вариантов и порядок расчета.** Варианты, подлежащие технико-экономическому сравнению, должны быть технически сопоставимы и взаимозаменяемы, т. е. они должны обеспечивать требуемую отдачу электроэнергии и качество электроснабжения соответственно в нормальных и послеаварийных режимах работы энергосистемы при удовлетворении всех нормативных и технических требований.

Вторым обязательным условием выполнения технико-экономических расчетов является экономическая сопоставимость, т. е., обеспечивая одинаковый производственный эффект, варианты должны учитывать все народнохозяйственные затраты, связанные с его достижением. При этом должна быть соблюдена равнозначность всех используемых в расчетах материалов, т. е. определение капитальных вложений и ежегодных издержек производства в сравниваемых вариантах следует выполнять исходя из сопоставимых цен и равной достоверности исходных материалов. Так, капитальные вложения исчисляются в зависимости от стадии проектирования по нормативным удельным капиталовложениям, сметно-финансовым расчетам или по показателям соответствующих объектов-аналогов.

В тех случаях, когда проектируемый объект имеет комплексное значение (ТЭЦ, комплексный гидроузел, энергохимикотехнологический цикл производства энергии и др.), капитальные вложения и ежегодные издержки производства определяются для проектируемого объекта и альтернативных вариантов, изолированно решающих в соответствующих отраслях народного хозяйства те же задачи, которые решаются при наличии проектируемого объекта.

Развитие объектов (системы) должно рассматриваться за одинаковый для всех вариантов период времени.

После приведения к сопоставимому виду расчеты по каждому варианту производятся в следующем порядке: определяются суммарные капитальные вложения и ежегодные издержки по годам и этапам развития объекта (системы); в вариантах, решающих задачу передачи электроэнергии, определяются затраты на возмещение потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях; определяются приведенные затраты.

Таблица 34.7. Значения коэффициентов приведения для  $E_{н.п} = 0,08$

$t$ , год	$(1 + E_{н.п})^t$	$\frac{1}{(1 + E_{н.п})^t}$	$t$ , год	$(1 + E_{н.п})^t$	$\frac{1}{(1 + E_{н.п})^t}$
1	1,080	0,9259	11	2,332	0,4289
2	1,166	0,8573	12	2,518	0,3971
3	1,260	0,7938	13	2,720	0,3677
4	1,360	0,7350	14	2,937	0,3405
5	1,469	0,6806	15	3,172	0,3152
6	1,587	0,6302	16	3,426	0,2919
7	1,714	0,5835	17	3,700	0,2703
8	1,851	0,5403	18	3,996	0,2502
9	1,999	0,5002	19	4,316	0,2317
10	2,159	0,4632	20	4,661	0,2145

Таблица 34.8 Норма амортизационных отчислений и затрат на эксплуатацию

Группа и вид основных фондов	Нормы отчислений от капитальных вложений, %				Всего
	Общая норма амортизационных отчислений	Из амортизационных отчислений		Затраты на эксплуатацию	
		на полное восстановление	на капитальный ремонт		
Воздушные линии электропередачи:					
на металлических и железобетонных опорах					
до 20 кВ	3,6	3,0	0,6	2,0	5,6
от 35 кВ и выше	2,4	2,0	0,4	0,4	2,8
на деревянных опорах из пропитанной древесины и непропитанной лиственницы:					
до 20 кВ	5,7	4,0	1,7	2,0	7,7
от 35 до 220 кВ	4,9	3,3	1,6	0,5	5,4
на деревянных опорах из непропитанной древесины до 20 кВ	8,0	6,0	2,0	2,0	10,0
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства					
до 150 кВ	6,4	3,5	2,9	3,0	9,4
от 220 кВ и выше	6,4	3,5	2,9	2,0	8,4
Гидравлические турбоагрегаты всех типов с комплектующим и вспомогательным оборудованием	2,9	2,0	0,9	—	—
Паровые турбоагрегаты комплектно с вспомогательным оборудованием	6,5	3,5	3,0	—	—
Кабельные линии со свинцовой оболочкой до 10 кВ, проложенные					
в земле и помещениях	2,3	2,0	0,3	2,0	4,3
под водой	4,6	4,0	0,6	2,0	6,6
Кабельные линии с алюминиевой оболочкой до 10 кВ, проложенные:					
в земле	4,3	4,0	0,3	2,0	6,3
в помещениях	2,3	2,0	0,3	2,0	4,3
Кабельные линии до 10 кВ с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле или помещениях	5,3	5,0	0,3	2,0	7,3
Кабельные линии 20–35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные					
в земле и помещениях	3,4	3,0	0,4	2,0	5,4
под водой	5,8	5,0	0,8	2,0	7,8
Кабельные линии 110–220 кВ, проложенные					
в земле и помещениях	2,5	2,0	0,5	2,0	4,5
под водой	3,0	2,0	1,0	2,0	5,0
Электродвигатели					
мощностью до 100 кВт	12,6	9,5	3,1	—	—
мощностью более 100 кВт	8	5,3	2,8	—	—
Выпрямители селеновые и кремниевые	8,6	5,0	3,6	—	—
Аккумуляторы					
стационарные кислотные	9,1	5,9	3,2	—	—
стационарные щелочные	12,5	12,5	—	—	—
переносные кислотные	33,3	33,3	—	—	—

**Определение капитальных вложений.** Капитальные вложения определяются по сравнимым объектам основного производственного назначения с учетом сопряженных отраслей и объектов, обеспечивающих их работу. Примером сопряженных отраслей и объектов являются топливная база, ремонтные базы и т. д., а при оценке затрат на компенсацию потерь электроэнергии — электростанция.

При сооружении объекта в течение нескольких лет, предшествующих началу его эксплуатации, требуется учет «замораживания» средств, что осуществляется приведением капитальных вложений в сооружаемый объект

к году окончания его строительства по формуле

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{T_{стр}} \Delta K_t (1 + E_{н.п})^{T_{стр}-t},$$

где  $T_{стр}$  — срок строительства;  $\Delta K_t$  — часть капитальных вложений в объект, осваиваемая в год  $t$ , руб. Эти значения обычно определяются в соответствии с нормами Госстроя СССР.

Капитальные вложения в повторяющиеся в каждом варианте объекты, имеющие оди-

наковые параметры, в затратах не учитываются.

Оценка капитальных вложений производится по укрупненным показателям, приведенным в разд. 41.

Стоимость реконструкции, руб., определяется по формуле

$$K_{\text{рек}} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}} - K_{\text{воз}},$$

где  $K_{\text{нов}}$  — стоимость нового оборудования с учетом затрат на его установку;  $K_{\text{дем}}$  — затраты на демонтаж оборудования;  $K_{\text{воз}}$  — возвратная стоимость, учитывающая реализацию старого оборудования, не отработавшего нормативный срок службы.

При этом предполагается, что демонтируемое оборудование будет эксплуатироваться до окончания его срока службы на другом объекте:

$$K_{\text{воз}} = K_0 \left( 1 - \frac{a_p t}{100} \right),$$

где  $K_0$  — первоначальная стоимость демонтируемого оборудования, руб.;  $a_p$  — норма реновации (или полного восстановления (табл. 34.8), %;  $t$  — число лет эксплуатации оборудования до его демонтажа на рассматриваемом объекте, год.

**Определение ежегодных издержек.** Ежегодные издержки состоят из амортизационных отчислений  $I_a$  и затрат на эксплуатацию объекта  $I_3$ , которые складываются из затрат на топливо, текущий ремонт, зарплаты производственного персонала и общестанционных или общесетевых расходов. Приведенные затраты на возмещение потерь электроэнергии  $Z_{\text{пот}}$  в электрических сетях также включаются в состав ежегодных издержек.

Таким образом, ежегодные издержки, руб./год, определяются формулой

$$I = I_a + I_3 + Z_{\text{пот}}.$$

Амортизационные отчисления предназначены для проведения капитальных ремонтов в течение срока эксплуатации энергетического оборудования и для восстановления (реновации) его первоначальной стоимости.

Нормы амортизационных отчислений, зависящие от периодичности и стоимости капитальных ремонтов и срока службы оборудования, установлены Госпланом СССР (см. табл. 34.8).

Амортизационные отчисления определяются суммой отчислений от капитальных вложений по группам однотипного оборудования. Если капитальные вложения осуществляются в период эксплуатации объекта, то амортизационные отчисления в каждом году эксплуатации определяются по суммарным фондам, введенным в эксплуата-

цию на начало этого года. Для большинства расчетов допускается принимать вместо стоимости фондов суммарные капитальные вложения, осуществляемые в течение всех лет, предшествующих рассматриваемому году, или

$$I_{ai} = \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{100} \sum_{j=1}^{j=1} K_{ij},$$

где  $a_i$  — норма амортизационных отчислений по группе  $i$ , %/год;  $K_{ij}$  — суммарные капитальные вложения в сооружение объектов (элементов) группы  $i$  за период  $t - 1$  лет, руб.

В технико-экономических расчетах затраты на эксплуатацию электрических сетей  $I_3$  допускается определять в процентах капитальных вложений (табл. 34.8).

**Определение затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях.** Потери мощности, как правило, увеличивают максимум нагрузки и всегда вызывают дополнительную выработку электроэнергии. Это связано с затратами в энергосистеме на ввод дополнительных генерирующих мощностей и расширение топливной базы в размере, необходимом для обеспечения выработки дополнительной электроэнергии.

Для определения  $Z_{\text{пот}}$  используются замыкающие затраты на электроэнергию  $Z$ , которые являются дифференциальным показателем, характеризующим удельный прирост затрат в энергосистеме на 1 кВт·ч дополнительного потребления электроэнергии.

Так как показатели замыкающих затрат на электроэнергию зависят от числа часов использования нагрузки в максимум энергосистемы, суммарные потери электроэнергии в сети подразделяются в расчетах на переменные и постоянные, обусловленные соответственно потерями мощности, зависящими и не зависящими от нагрузки.

В составе переменных потерь учитываются потери в активном сопротивлении проводов линий и обмоток трансформаторов; в составе постоянных — потери холостого хода в трансформаторах, потери на корону в линиях электропередачи 220 кВ и выше, диэлектрические потери в кабелях и конденсаторах, потери в шунтирующих реакторах.

Суммарные потери электроэнергии, кВт·ч/год, определяются по формуле

$$\sum_1^n \Delta A_i = \tau \sum_1^n \Delta P'_i + T_p \sum_1^n \Delta P''_i = \sum_1^n \Delta A'_i + \sum_1^n \Delta A''_i,$$

где  $\tau$  — время максимальных потерь, ч;  $T_p$  — время работы оборудования в году, ч;  $\sum_1^n \Delta P'_i$  и  $\sum_1^n \Delta P''_i$  — суммарные потери мощнос-



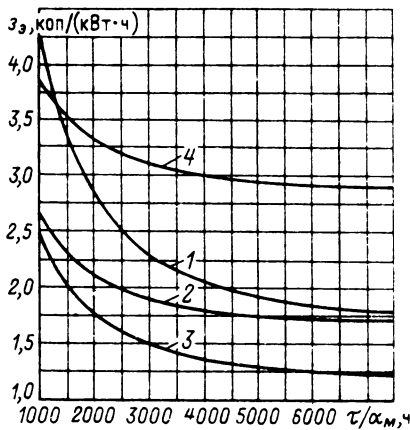


Рис. 34.9 Удельные показатели стоимости потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, отнесенные на 1 кВт·ч потерь, коп/(кВт·ч):

1 — районы ЕЭС (ОЭС Центра, Юга, Северо-Запада, Средней Волиги, Урала, Северного Кавказа, Закавказья), 2 — районы ОЭС Северного Казахстана и Средней Азии, 3 — районы ОЭС Сибири, 4 — районы ОЭС Дальнего Востока

Оценка стоимости потерь внепиковой электроэнергии

Район	1	2	3
Стоимость, коп/(кВт ч)	0,45	1,26	0,89

ти в элементах сети, соответственно зависящие и не зависящие от нагрузки, кВт.

Суммарные приведенные затраты, руб/год, на возмещение потерь реактивной мощности и электроэнергии определяются по формуле

$$Z_{\text{пот}} = Z'_3 \sum_1^n \Delta A'_i + Z''_3 \sum_1^n \Delta A''_i,$$

где  $Z'_3$  и  $Z''_3$  — соответственно замыкающие затраты, руб/(кВт·ч), на переменные и постоянные потери энергии, определяемые по зависимостям  $Z_{\text{пот}} = f(T/a_{\text{max}})$ , приведенным на рис. 34.9.

*Оценка стоимости потерь реактивной мощности.* Проектные варианты, подлежащие технико-экономическому сопоставлению, как правило, различаются уровнем потерь (потребления) реактивной мощности. Учет различия в потерях реактивной мощности в технико-экономических расчетах необходим, если энергосистемы или энергоузлы дефицитны по реактивной мощности.

Дополнительные потери реактивной мощности при сравнении вариантов оцениваются приведенными затратами на их возмещение. В качестве источников реактивной мощности рекомендуется принимать батареи конденсаторов.

Потери реактивной мощности принимаются по последнему году расчетного периода.

Усредненные удельные приведенные затраты на компенсацию потерь реактивной мощности составляют 2,1 руб/(квар·год).

#### Расчет замыкающих затрат на электроэнергию

Замыкающие затраты  $Z_3$ , коп/(кВт·ч), являются удельными приведенными затратами, определяемыми по формуле

$$Z_3 = \frac{a_{\text{max}}}{\tau} (Z_{\text{баз}} \beta_{\text{баз}} T_{\text{баз}} + Z_{\text{пик}} \beta_{\text{пик}} T_{\text{пик}}),$$

где  $a_{\text{max}}$  — коэффициент попадания максимальной потерь мощности в максимум энергосистемы ( $a_{\text{max}} = k_{\text{max}}^2$ , где  $k_{\text{max}}$  — коэффициент попадания максимума нагрузки в максимум энергосистемы);  $\tau$  — время максимальных потерь, ч;  $Z_{\text{баз}}$  и  $Z_{\text{пик}}$  — приведенные затраты, отнесенные на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии на базисной и пиковой электростанциях, определяемые для их оптимального числа часов использования  $T_{\text{баз}}$  и  $T_{\text{пик}}$ ,  $\beta_{\text{баз}}$  и  $\beta_{\text{пик}}$  — удельные веса мощностей соответственно базисных и пиковых электростанций, участвующих в покрытии потерь мощности в максимум нагрузки энергосистемы, определяемые из соотношений, вытекающих соответственно из балансов электроэнергии и мощности в энергосистеме:

$$(\beta_{\text{баз}} T_{\text{баз}} k_p + \beta_{\text{пик}} T_{\text{пик}} k'_p) \frac{a_{\text{max}}}{\tau} = 1;$$

$$\beta_{\text{баз}} + \beta_{\text{пик}} = 1,$$

где  $k_p$  и  $k'_p$  — коэффициенты, учитывающие резервы мощности на базисных и пиковых электростанциях.

Из решения этих уравнений следует:

$$\beta_{\text{баз}} = \frac{\tau/a_{\text{max}} - T_{\text{пик}}}{T_{\text{баз}} k_p - T_{\text{пик}}};$$

$$\beta_{\text{пик}} = \frac{T_{\text{баз}} k_p - \tau/a_{\text{max}}}{T_{\text{баз}} k_p - T_{\text{пик}}}.$$

В качестве базисных принимаются современные мощные конденсационные электростанции на органическом топливе. Затраты  $Z_{\text{баз}}$  или  $Z_{\text{пик}}$ , коп/(кВт·ч), определяются по формуле

$$z = \left( \frac{k_{\text{сн}} E_{\text{м}} k_{\text{эс}} + k_{\text{сн}} I_{\text{эс}}}{T_{\text{уст}}} + b_{\text{т}} z_{\text{т}} \right) \times \\ \times k_{\text{пот}} + \frac{E_{\text{н}} k_{\text{с}} + I_{\text{с}}}{T_{\text{уст}}},$$

где соответственно для базисной или пиковой электростанции  $k_{\text{эс}}$  и  $k_{\text{с}}$  — удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности

в электростанцию и электрические сети для выдачи ее мощности на шины распределительного напряжения ПС энергосистемы;  $I_{\text{эс}}$  и  $I_{\text{с}}$  – затраты на амортизацию, ремонт и обслуживание электростанции и электросети;  $b_{\text{т}}$  – удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч, отпущенный с шин электростанций;  $Z_{\text{т}}$  – замыкающие затраты на топливо в энергосистеме;  $k_{\text{с.н}}$  и  $k_{\text{пот}}$  – коэффициенты, учитывающие расход на собственные нужды (с. н.) и потери в сетях.

В качестве пиковых для энергосистем европейской части страны учитываются газотурбинные электростанции с числом часов использования  $T_{\text{пик}} = 1000$  ч. Для энергообъединений восточных районов страны принимается размещение пиковой мощности на гидроэлектростанциях и при расчете замыкающих затрат учитывается участие их только в покрытии дополнительной мощности ( $T_{\text{пик}} = 0$ ), дополнительная электроэнергия вырабатывается на конденсационных электростанциях. Затраты на увеличение мощности гидроэлектростанций определяются по стоимости установки дополнительного киловатта мощности.

Расчетные значения стоимости потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, отнесенные на 1 кВт·ч потерь, приведены на рис. 34.9.

Эти значения являются исходными для определения  $Z_{\text{пот}}$  в технико-экономических расчетах.

В тех случаях, когда сезонные потребители не участвуют в формировании суммарного максимума графика нагрузок, затраты на компенсацию потерь оцениваются по стоимости потерь внепиковой электроэнергии.

### 34.7. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ВЫБОРА РЕЖИМА, ПОИСКА СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ, РАЗВИТИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

#### Оптимизация режимов

Электроэнергетическая система является сложным объектом с точки зрения управления. Она содержит огромное число отдельных элементов, их режим характеризуется многочисленными параметрами, связанными между собой сложными соотношениями. Оптимизация нормальных режимов такой системы заключается в поиске режимов, соответствующих минимуму издержек на производство, передачу и распределение электроэнергии при

условии удовлетворения потребности в электрической энергии и соблюдении нормативных требований по надежности и качеству. Кроме того, должны быть учтены режимные особенности разных типов оборудования, режимы работы потребителей и т. д.

В процессе решения такой задачи обеспечиваются оптимальное распределение мощностей между параллельно работающими ОЭС, РЭС, электростанциями и включенными агрегатами; оптимальный выбор включенных в работу агрегатов; оптимизация используемых энергоресурсов и выработки электроэнергии за длительный период времени, соответствующий циклу регулирования. Кроме того, должна быть обеспечена оптимизация схемы и режима электрической сети по реактивной мощности и уровням напряжения.

В § 34.4 указана программа, используемая для оптимизации режимов ЭС в проектных расчетах. Ниже будет изложен подход к задаче оптимизации режимов в условиях нормальной эксплуатации ЭС и рассмотрены некоторые математические методы и промышленные программы, разработанные для ее решения.

Основную часть эксплуатационных издержек ЭС, зависящих от режима электростанций, составляют денежные затраты на топливо, сжигаемое на ТЭС. Для любого периода  $T$  издержки на топливо:

$$I_{\text{т}}^T = \sum_i c_i B_i^T,$$

где  $B_i^T$  – расход условного топлива  $i$ -й ТЭС за период  $T$ ;  $c_i$  – цена топлива.

Расход условного топлива каждой ТЭС  $B_i^T$

$$B_i^T = \int_0^T B_i dt,$$

где  $B_i$  – мгновенный расход топлива  $i$ -й ТЭС.

От режима электростанций зависит также износ оборудования. На него влияют колебания нагрузки, частота пусков и остановов оборудования, режим пуска. Чем больше износ, тем больше потребуются денежных средств на ремонт. Отклонения частоты и напряжения от принятых норм влияют на работу потребителей, снижают эффективность их работы.

Режимы работы электростанций влияют на издержки, связанные с охраной окружающей среды. Можно говорить о том, что при функционировании ЭС желательно распределять нагрузку между электростанциями таким образом, чтобы обеспечить выполнение одновременно следующих условий:

- 1) минимальные издержки на топливо;
- 2) минимальные расходы денежных средств на ремонт оборудования;

3) минимальный ущерб у потребителей от отклонений частоты и напряжения от нормативных величин;

4) минимальный расход денежных средств на охрану окружающей среды и др.

Каждое из поставленных условий можно выразить в виде некоторого критерия и вести поиск решения задачи с несколькими критериями (так называемые многокритериальные задачи). Решать такие задачи сложно, методы прикладной математики для них недостаточно разработаны. Поэтому обычно один из критериев выбирают в качестве основного, а требования по остальным задают в виде системы ограничений, учитываемых при поиске оптимального решения. В настоящее время при поиске оптимальных режимов работы нормально функционирующих ЭС в качестве основного критерия принимают издержки на топливо на ТЭС, либо суммарный расход топлива. Обычно применяется декомпозиция по времени задачи планирования оптимальных режимов ЕЭС СССР на задачи долгосрочного планирования (обычно на год), краткосрочного планирования (обычно на сутки), а также задачи управления нормальными режимами энергосистем в темпе протекающих процессов [34.5, 34.6].

Декомпозиция задачи оптимизации режимов в пространстве соответствует существующей иерархии управления энергосистемами и имеет четыре уровня.

На первом уровне производится наивыгоднейшее распределение нагрузки между ОЭС, входящими в ЕЭС СССР. В результате решения этой задачи определяются графики нагрузок ОЭС, режимы межсистемных связей. Здесь применяется эквивалентное представление генераторных и нагрузочных узлов и электрической сети.

На втором уровне распределяются нагрузки между ЭС, входящими в ОЭС, и мощными электростанциями. Определяются графики нагрузки этих электростанций и РЭС, графики перетоков мощности по основным сетям ОЭС. И в этих расчетах приходится использовать эквивалентное представление генераторных и нагрузочных узлов и эквивалентирование сети.

На третьем уровне определяются графики нагрузки электростанций, входящих в РЭС, и режимы электрических сетей. Используется эквивалентное представление агрегатов электростанций и электрической сети. Отдельные электростанции и мощные агрегаты в расчетах учитываются своими энергетическими и экономическими характеристиками.

На четвертом уровне распределяются нагрузки между агрегатами электростанций. Здесь эквивалентирование отсутствует.

Технологическая иерархия позволяет подробно рассматривать задачи распределения активных и реактивных мощностей между источниками. Задача комплексного распределения активных и реактивных мощностей очень сложна и в настоящее время не имеет надежных и эффективных алгоритмов и программ для решения.

Рассмотрим ряд упрощенных математических моделей, предложенных для различных допущений в задачах краткосрочной оптимизации суточных режимов.

Для энергосистем, имеющих в своем составе только ТЭС, в нормальных условиях эксплуатации ограничения на энергоресурсы отсутствуют. В таком случае при распределении активных нагрузок период оптимизации может соответствовать любому временному интервалу. Распределение нагрузок в одном интервале времени не влияет на распределение в последующие интервалы. Как правило, за расчетный принимают часовой интервал. Минимизируемой функцией являются либо затраты денежных средств на топливо, либо суммарный расход топлива в энергосистеме. Принимается допущение, что реактивные мощности источников и напряжения узлов известны и неизменны при перераспределении активных мощностей.

Если определяется оптимальное распределение нагрузок между ТЭС при постоянных или нулевых потерях мощности в сети (последнее верно для концентрированных ЭС), то должно удовлетворяться равенство удельных приростов затрат на производство электрической энергии на станциях  $\epsilon_i$  удельному приросту затрат в ЭС  $\epsilon_c$  [34.7, 34.8]:

$$\epsilon_1 = \epsilon_2 = \dots = \epsilon_i = \dots = \epsilon_c,$$

где  $\epsilon_i = \partial I_{Ti} / \partial P_i$  – удельный прирост затрат по активной мощности  $i$ -й станции;  $I_{Ti}$  – затраты на выработку электрической энергии на  $i$ -й станции.

Удельный прирост затрат в ЭС равен удельному приросту затрат на балансирующей станции. Условие равенства удельных приростов затрат дополняется уравнением баланса активной мощности<sup>1</sup>

$$P_1 + P_2 + \dots + P_i + \dots + P_n - \sum P_n = 0.$$

Задача решается итеративным путем. Можно применить алгоритм, приведенный на рис. 34.10, в котором исключаются блоки расчета потерь и их производных.

<sup>1</sup> Постоянные потери  $\Delta P$  включены в  $\sum P_n$

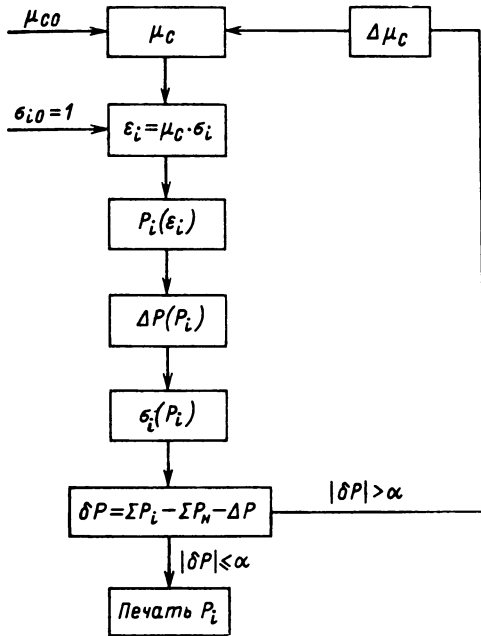


Рис. 34.10. Алгоритм оптимального распределения активной нагрузки между тепловыми станциями при переменных потерях мощности

С учетом переменных потерь активной мощности в сети, определяемых в виде функции от изменяемых активных мощностей электростанций, распределение активной нагрузки  $\sum P_n$  должно удовлетворять условиям

$$\epsilon_1/\sigma_1 = \epsilon_2/\sigma_2 = \dots = \epsilon_i/\sigma_i = \dots = \mu_c;$$

$$P_1 + P_2 + \dots + P_i + \dots + P_n - \sum P_n - \Delta P = 0,$$

где  $\sigma_i = 1 - \partial(\Delta P)/\partial P_i$ ;  $\mu_c, \epsilon_{6,c}$  – удельный прирост системы при учете потерь мощности в сети ( $\epsilon_{6,c}$  – удельный прирост балансирующей станции).

Задача решается итерационным способом, например, по алгоритму рис. 34.10.

При постоянстве реактивных мощностей и напряжений узлов расчетные выражения для потерь и приростов потерь в сетях имеют вид:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n-1} B_{ii} P_i^2 + 2 \sum_{i=1}^{n-2} \sum_{j=2}^{n-1} B_{ij} P_i P_j;$$

$$\frac{\partial(\Delta P)}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^{n-1} B_{ij} P_j,$$

где  $B_{ii} = r_{ii}/U_i^2$ ;  $B_{ij} = r_{ij}/U_i U_j$ ;  $r_{ii}$ ,  $r_{ij}$  – собственные и взаимные активные сопротивления схемы между узлами.

Для ЭС, содержащей кроме тепловых и гидроэлектрические станции, имеющие регулируемый сток воды, условие распределения мощностей при постоянном напоре для каждого момента времени  $t$  записывается так:

$$\epsilon_{it}/\sigma_{it} = \lambda_j \epsilon_{jt}/\sigma_{jt},$$

где  $\epsilon_{jt} = \partial Q_{jt}/\partial P_{jt}$  – удельные приросты расхода воды;  $i$  – индекс ТЭС;  $j$  – индекс ГЭС;  $\lambda_j$  – множитель Лагранжа, значение которого является для данной гидроэлектростанции во все моменты времени  $t$  рассматриваемого периода  $T$  ( $t = 1, 2, \dots, T$ ) одним и тем же. Его значение выбирают таким, чтобы выдержать условие заданного расхода воды данной ГЭС за период  $T$ :

$$\sum_{t=1}^T Q_{jt} = Q_{jT}$$

Для краткосрочной оптимизации режимов по активной и реактивной мощности в настоящее время чаще всего используются программы, разработанные ВНИИЭ и ВЦГТУ Минэнерго. Их используют в ЦДУ ЕЭС СССР, ряде ОЭС, РЭС, а также в проектных организациях. Последняя модификация этих программ рассчитана на ЭВМ третьего поколения [34.9].

В комплексе программ реализовано раздельное распределение активных и реактивных мощностей между источниками. Комплекс включает три серии программ – А, Б и В.

Программы серии А предназначены для использования в ОДУ и РЭУ. В результате расчета определяются эквивалентные характеристики удельных приростов и эквивалентные расходные характеристики ТЭС. При расчете учитывается расход энергии на собственные нужды. Для каждой точки эквивалентных характеристик определяется оптимальное распределение нагрузок между основными агрегатами ТЭС (котлы, турбогенераторы, РОУ). Имеются модификации программы для расчета эквивалентных характеристик КЭС (программа АК) и для ТЭЦ (программа АТ). Программы позволяют рассчитывать эквивалентные характеристики и оптимальный режим ТЭС с любым количеством агрегатов и паропроводов, встречающимися на практике.

Программы серии Б решают задачу расчетов установившихся и оптимальных режимов по реактивной мощности и уровням напряжения. Эти программы используются на всех уровнях иерархической структуры диспетчерского управления, а также на всех временных уровнях.

Программы серии В предназначены для расчета оптимального режима энергосистем и

энергообъединений по активной мощности. В основном эти программы предназначены для суточного планирования режима с учетом потерь в сетях, с выбором режима ГЭС, с учетом режимных ограничений. В качестве исходной информации используются рассчитанные по программе А характеристики удельных приростов электростанций, а также коэффициенты для расчета относительных приростов потерь в сети, найденные по программе Б-3.

Помимо программ, разработанных ВНИИЭ и ВЦГТУ, при краткосрочном планировании режимов используются программы, разработанные в СЭИ АН СССР и других организациях [34.10].

В СЭИ АН СССР разработана методика комплексной оптимизации режима по активной и реактивной мощности. Выбирается оптимальный состав работающего оборудования на ГЭС и ТЭС. Учитываются каскадное расположение ГЭС и неустановившиеся режимы в нижних бьефах. Для поиска оптимального решения используется обобщенный метод приведенного градиента [34.11], который дополняется методами групповой релаксации и целочисленного и дискретного программирования.

Эта методика с рядом упрощений была реализована в программе комплексной оптимизации краткосрочных режимов СДОК ОЭС Сибири. Затраты машинного времени при комплексной оптимизации режима с учетом ввода и вывода информации довольно значительны.

Допускается использование программы при оптимизации режима сети по напряжению и реактивной мощности источников.

В ряде других организаций были разработаны программы, нашедшие применение в отдельных ЭС. В их числе можно упомянуть разработанный в ИНЭУМ комплекс программ, предназначенный для оптимизации режима по активной мощности и используемый в ОЭС Юга, программы УПИ (г. Свердловск), ОЭК АН МССР и др.

В настоящее время продолжается работа над созданием комплексов программ, связанных единой информационной базой, для целей краткосрочной оптимизации режимов.

#### **Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей**

При управлении развитием электроэнергетики имеется неоднозначность исходной информации о будущих условиях ее развития. Для снижения возможных экономических потерь от незнания будущих условий развития ЭЭС желательно уменьшить заблаговремен-

ность принятия и обоснования решений. С этой целью процесс развития разбивается на последовательность принимаемых решений, обоснование каждого из которых осуществляется с минимумом заблаговременности по отношению к срокам их реализации. Это позволяет использовать наиболее точную исходную информацию [34.12–34.14].

Предположим, что планируется развитие ЭС на некоторый период времени. Если за этот период необходимо предусмотреть строительство нескольких электрических станций, то решение о каждой электростанции следует принимать с заблаговременностью, зависящей от продолжительности цикла проектирования и строительства.

Продолжительность от начала разработки технико-экономического обоснования [ТЭО] до ввода первого агрегата составляет для особо крупных ГЭС, КЭС и АЭС 10–12 лет, для прочих КЭС и ТЭС – 7–10 лет, для ЛЭП 330 кВ и выше – 3–5 лет, для сетей 110–220 кВ – 2–4 года. Общее время сооружения ГЭС, крупных КЭС и АЭС составляет 10–12 лет. Решение о разработке ТЭО по крупной КЭС и АЭС принимается с заблаговременностью 10–12 лет. Решение о выборе местоположения крупной электростанции, о выборе вида топлива и начале проектирования – с заблаговременностью 8–10 лет; решение о начале строительства – с заблаговременностью 6–8 лет. Сроки ввода отдельных агрегатов уточняются с заблаговременностью 2–3 года.

Все это говорит о необходимости планировать развитие энергетики на перспективу 15–20 лет.

Из-за большой сложности и высокой размерности решаемой задачи перспективного развития энергообъединений ее приходится разделять по технологическому признаку на ряд задач:

- 1) развитие структуры генерирующих мощностей;
- 2) размещение и развитие электрических станций;
- 3) развитие электрической сети.

Для каждой из этих задач в настоящее время разработаны оптимизационные модели и на их основе созданы программы расчета на ЭВМ, облегчающие проектировщику разработку и выбор оптимальных решений [34.12, 34.16].

По способу задания допустимого множества переменных математические модели делятся на оптимизационные, оценочные и оценочно-оптимизационные.

В оптимизационных моделях допустимое множество переменных задается в пределах

некоторых диапазонов, определяемых неопределенностью исходных данных. В этих пределах в модели синтезируются допустимые варианты, производится их экономическая оценка в соответствии с принятым критерием оптимальности и выбирается наилучший по данному критерию вариант.

В оценочных (расчетных) моделях допустимое множество переменных задается проектировщиком в виде одного или нескольких составленных им вариантов. В модели эти варианты подвергаются техническому анализу и экономической оценке.

В оценочно-оптимизационных моделях значения основных переменных задаются в виде вариантов, а остальные переменные могут быть выбраны в пределах некоторого диапазона их изменения, что позволяет сопоставлять заданные проектировщиком варианты при оптимальных для каждого из них условиях функционирования и развития. Ниже будут рассмотрены только оптимизационные модели, созданные для перспективного развития ЭС.

Рассмотрим прежде всего математические модели, созданные для первой из выделенных по технологическому признаку задач [34.12, 34.15].

Оптимизация структуры генерирующих мощностей производится дважды. Первоначально при оптимизации топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, где электроэнергетика рассматривается как подсистема в общенергетической системе страны, а второй раз – при оптимизации развития отрасли (электроэнергетики). При оптимизации ТЭК переменными величинами являются искомая производительность топливобывающих и топливперерабатывающих предприятий или их групп, мощности разных типов электростанций, пропускная способность магистральных трубопроводов и линий электропередачи, значение межрайонных потоков топлива по транспортной сети общего назначения (железные дороги и пр.), а также производительность различных типов энергоустановок потребителей с использованием разных видов топлива.

Критерием оптимальности служит минимум суммарных народнохозяйственных затрат на разведку, добычу, переработку, преобразование, распределение и использование топлива при условии удовлетворения рациональной потребности народного хозяйства в различных видах топлива и энергетики. При этом учитываются ограничения по запасам различных энергоресурсов и возможности их освоения в заданные календарные сроки. Учитываются также ограничения по капиталовложениям, трудовым ресурсам и

лимитированной продукции других отраслей. Народнохозяйственные затраты определяются как сумма произведений искомой производительности объектов  $x_i$  на их удельные приведенные затраты.

Для решения этой задачи разработаны линейные оптимизационные модели для долгосрочного и пятилетнего планирования. В обоих случаях используется одна и та же экономико-математическая модель, но с разной детальностью описания энергетических объектов и связей между ними.

Эта модель используется для таких целей:

а) для выполнения многовариантных оптимизационных расчетов, что позволяет исследовать зону неопределенности оптимальных решений, выявить состав устойчивых решений, выявить факторы, влияющие на неустойчивые решения, найти наиболее предпочтительный вариант развития ТЭК. При таком многовариантном анализе варьируются размеры топливо- и энергопотребления, состав и величины энергетических ресурсов. Такой подход особенно важен при долгосрочном планировании;

б) для согласования планов развития топливно-энергетических отраслей между собой, а также с балансом всего народного хозяйства с целью получения сбалансированного варианта развития ТЭК, отвечающего выделенным лимитам капиталовложений, материальных и трудовых ресурсов. Для ликвидации возможных рассогласований ресурсов и потребностей используется корректировка норм расхода топлива и энергии на производство продукции и норм расхода капиталовложений и материальных ресурсов на развитие топливно-энергетических отраслей. Этот режим модели является основным и применяется для подготовки долгосрочного и пятилетнего плана;

в) для комплексной энергоэкономической оценки долгосрочных мероприятий и объектов, рассматриваемых в промежутке между циклами разработки пятилетнего и долгосрочного плана – при его корректировке в процессе выполнения. Такая необходимость возникает при появлении новых объектов, изменении ранее принятых решений в зависимости от хода выполнения плана и т. п.

При использовании модели в этом режиме фиксируется достигнутое ко времени проведения расчета состояние выполнения перспективного плана и проводятся вариантные расчеты с включением и исключением рассматриваемых мероприятий и объектов.

В основе оптимизационной математической модели, разработанной для оптимизации развития ТЭК, лежит симплексный метод линейного программирования. На

рис. 34.11 представлена функциональная схема комплекса программ модели ТЭК.

Рассмотрим более подробно задачу оптимизации структуры генерирующих мощностей на отраслевом уровне. Как и предыдущая задача, она решается на долгосрочную перспективу 15–20 лет и на ближайшую к текущей пятилетку. При рассмотрении этой задачи используются две группы исходных данных — так называемые внешние факторы, характеризующие влияние на развитие электроэнергетики других отраслей народного хозяйства и не зависящие от развития самой электроэнергетики, и внутренние факторы, зависящие от развития собственно электроэнергетической системы.

К числу внешних факторов относятся условия формирования топливно-энергетического комплекса страны, объемы и стоимости энергетических ресурсов, выделяемых на электроэнергетику, изменения технологий в других отраслях народного хозяйства, приводящие к изменению норм и режимов использования электроэнергии на выпуск единицы продукции и т. д.

К внутренним факторам относятся технический прогресс в производстве и передаче электрической энергии.

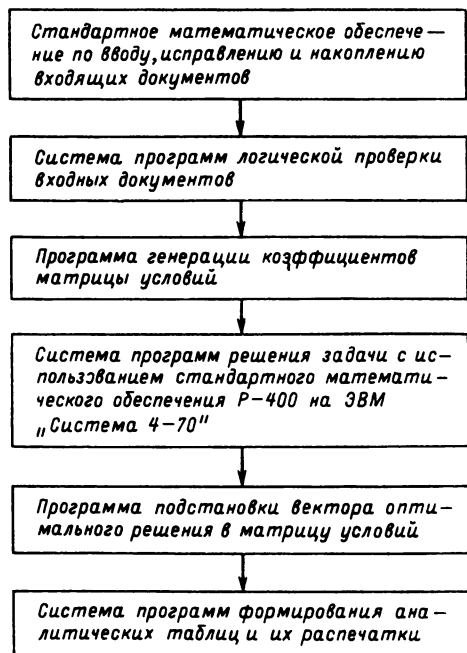


Рис. 34.11. Функциональная схема комплекса программ модели ТЭК

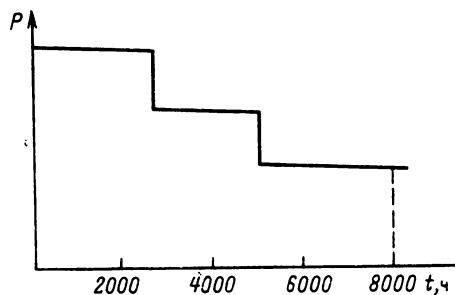


Рис. 34.12. График нагрузки по продолжительности

Итак, в качестве исходных данных при решении задачи используется следующая информация.

1. Найденные в результате оптимизации ТЭК объемы используемых энергоресурсов по стране в целом и по отдельным районам, их технические и экономические характеристики для каждого рассматриваемого временного интервала и периода оптимизации.

2. Рост потребления электроэнергии и тепла в масштабе страны в целом и для каждого энергоузла для каждого рассматриваемого периода времени.

3. Режимы электропотребления. Здесь должна быть отражена динамика роста нагрузок в каждом энергоузле и в стране в целом и структура графика нагрузки. Для каждого энергоузла задается годовое число часов использования максимальной нагрузки, максимальная нагрузка зимнего рабочего дня, потребность в резервной мощности. Формируется трехзонный график мощностей ЭС по продолжительности, который отражает потребность в пиковой, маневренной и базовой мощности (рис. 34.12).

4. Структура действующих генерирующих мощностей и основных электрических сетей энергосистемы, состав строящихся энергообъектов и перечень энергообъектов, решения о сооружении которых уже приняты. Для них известны основные параметры, момент начала строительства, ожидаемый график ввода отдельных агрегатов.

5. Перечень возможных к сооружению типов оборудования электростанций и линий передачи, их технические и экономические характеристики.

6. Объем демонтируемого оборудования. Задача формулируется так. При перечисленных выше исходных данных нужно найти для каждого территориального узла ЭС такие значения суммарных мощностей групп электростанций, которые отличаются видом энергоресурса, типом и маневренностью оборудо-

вания, найти пропускные способности линий, при которых достигается минимум суммарных динамических приведенных затрат по системе.

Эта задача, как следует из самого перечисления факторов, определяющих ее решение, является динамической. Все показатели, характеризующие изменение перечисленных факторов во времени на длительную перспективу, не могут быть заданы однозначно. Поэтому решение рекомендуется как правило, не однозначно, а в диапазоне неопределенности будущих условий развития. Отсюда требования к оптимизационной модели и эффективности алгоритма, лежащего в ее основе, — модель должна позволять за приемлемое время определять зону оптимальных решений и анализировать входящие в нее варианты, различающиеся составом исходной информации.

В линейных моделях оказалось возможным с помощью кусочно-линейной аппроксимации отразить нелинейность технических и экономических показателей, в частности отразить в экономических показателях замораживание денежных средств за время строительства и временной эксплуатации энергетических объектов. Выше дано описание наиболее простой линейной модели для поиска оптимальной структуры генерирующих мощностей в статической постановке на отраслевом уровне [34.12].

При определенных допущениях балансные условия удается записать в виде линейных уравнений и неравенств. Эти условия характеризуют потребность ЭС в мощности и энергии. С помощью линейных неравенств учитываются ограничения на развитие энергетических объектов, по капитальным вложениям в каждый год расчетного периода, по потреблению отдельных видов топлива и т. д.

Нелинейные зависимости между переменными отражаются с помощью кусочно-линейной аппроксимации. В частности, таким образом линеаризуется зависимость затрат на сооружение электростанций от их мощности и т. д.

Для каждого энергоузла записывается уравнение баланса мощности для момента максимальных нагрузок [34.12]

$$\sum_{r,f} P_{rft} - \sum_j P_{ij} + \sum_j \Phi_{ij} P_{ji} \geq P_{maxi} + P_{резi},$$

где  $P_{rft}$  — искомая мощность электростанции типа  $r$ , работающей на топливе вида  $f$ , размещенной в узле  $i$ ;  $P_{ij}$  — мощность, передаваемая из узла  $i$  в узел  $j$ ;  $P_{ji}$  — мощность, передаваемая из узла  $j$  в узел  $i$ ;  $\Phi_{ij}$  — коэффициент, учитывающий потери актив-

ной мощности в воздушных линиях между узлами  $i$  и  $j$ ;  $P_{maxi}$  — максимум нагрузки узла  $i$ ;  $P_{резi}$  — потребности узла  $i$  в резервной мощности.

Второе балансное условие для каждого энергоузла — это баланс энергии

$$\sum_{r,f} P_{rft} T_{maxrft} - \sum_j W_{ij} + \sum_j W_{ji} \Phi'_{ij} \geq W_{ri}$$

где  $T_{maxrft}$  — годовое число часов использования максимальной мощности электростанции в узле  $i$ ;  $W_{ij}$  и  $W_{ji}$  — межузловые потоки энергии;  $\Phi'_{ij}$  — коэффициент учета потерь энергии при передаче;  $W_{ri}$  — годовая потребность в электроэнергии в узле  $i$ .

Условие баланса энергии линейно только в том случае, когда режим работы электростанций известен. В таком случае известно характеризующее его значение  $T_{maxrft}$ . В действительности режим работы электростанции должен быть определен в процессе оптимизации структуры генерирующих мощностей. В таком случае  $T_{maxrft}$  является неизвестной переменной, а условие баланса энергии нелинейным.

Для того чтобы баланс энергии учесть в виде линейного ограничения и в то же время приближенно учесть оптимизацию режима электростанций, применяют такой прием. Искомая мощность электростанции задается в виде суммы нескольких составляющих

$$P_{rft} = P'_{rft} + P''_{rft} + \dots,$$

каждая из которых характеризуется заданным числом часов использования годового максимума  $T'_{maxrft}$ ,  $T''_{maxrft}$ , ...

В таком случае годовой баланс энергии узла  $i$  запишется таким образом:

$$\sum_{r,f} (P'_{rft} T'_{maxrft} + P''_{rft} T''_{maxrft} + \dots) - \sum_j W_{ij} + \sum_j W_{ji} \Phi'_{ij} \geq W_{ri}.$$

В результате решения задачи оптимальная мощность каждой электростанции определяется суммированием составляющих вида  $P'_{rft}$ , а годовое число часов использования мощности можно найти как средневзвешенное значение на основе соотношений

$$\begin{aligned} & (P'_{rft} + P''_{rft} + \dots) T_{maxrft} = \\ & = P'_{rft} T'_{maxrft} + P''_{rft} T''_{maxrft} + \dots; \\ T_{maxrft} & = \frac{P'_{rft} T'_{maxrft} + P''_{rft} T''_{maxrft} + \dots}{P'_{rft} + P''_{rft} + \dots}. \end{aligned}$$

Технические ограничения, накладываемые на использование электростанций, учитываются весьма грубо: задается предельное число



часов использования мощности электростанций разных типов. Так, для блочных КЭС оно не ниже 1500–2000 и не выше 7200 ч.

Учитываются также ограничения:

по предельной мощности и отпуску энергии электростанцией

$$P_{rfi} \leq P_{rfi\text{пред}}; P_{rfi} T_{\max rfi} \leq W_{rfi\text{пред}};$$

по пропускной способности существующих и вновь вводимых линий между узлами  $i$  и  $j$  по мощности и энергии

$$P_{ij} + P_{ji} - P_{ij\text{нов}} \leq P_{ij\text{сущ}};$$

$$W_{ij} + W_{ji} - P_{ij\text{нов}} T_{\max ij} \leq P_{ij\text{сущ}} T_{\max ij},$$

где  $P_{ij\text{нов}}$  – искомая пропускная способность вновь вводимой воздушной линии между узлами  $i$  и  $j$ ;  $P_{ij\text{сущ}}$  – пропускная способность существующих линий между этими узлами;  $T_{\max ij}$  – годовое число часов использования пропускной способности;

ограничение по энергоресурсам

$$\sum_{r,f} P_{rfi} T_{\max rfi} b_{rfi} \leq B_f,$$

где  $b_{rfi}$  – удельный расход топлива  $f$  электростанции типа  $r$  в узле  $i$  при числе часов использования ее мощности  $T_{\max rfi}$ ;  $B_f$  – заданное значение ограниченного энергоресурса;

ограничение по капиталовложениям, выделенным на ввод новых энергообъектов в ЭС,

$$\sum_{i,r,f} k_{rfi} P_{rfi} \leq K_{\text{пред}},$$

где  $k_{rfi}$  – удельные капиталовложения, выделенные на электростанцию  $r$  на топливе  $f$ , расположенную в узле  $i$ .

Все слагаемые целевой функции также должны быть линейными. Для вновь вводимых электростанций удельные приведенные затраты вычисляются следующим образом:

$$z_{rfi} = E_n k_{rfi} + u_{rfi} + z_{rfi} b_{rfi} T_{\max rfi}$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;  $u_{rfi}$  – удельные постоянные ежегодные издержки;  $z_{rfi}$  – замыкающие затраты на топливо вида  $f$  в узле  $i$ .

Для существующих электростанций учитывается лишь составляющая затрат на топливо.

В линейной модели используется кусочно-линейное представление зависимости удельного расхода условного топлива электростанции от годового числа часов использования ее мощности  $b = f(T_{\max})$  (рис. 34.13). Когда искомая мощность определяется в виде суммы нескольких составляющих

$$P = P' + P'' + \dots,$$

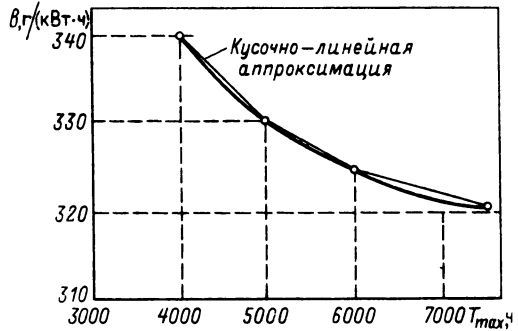


Рис. 34.13. Зависимость удельного расхода условного топлива от годового числа часов использования мощности агрегата

определяется средневзвешенный удельный расход топлива на выработку электроэнергии

$$b = \frac{P' T'_{\max} b' + P'' T''_{\max} b'' + \dots}{P' T'_{\max} + P'' T''_{\max} + \dots}.$$

В целевую функцию включаются затраты на вновь вводимые воздушные линии. Удельные приведенные затраты на эти линии вычисляются так:

$$z_{ij} = (E_n + a_{\text{вд}}) k_{ij},$$

где  $k_{ij}$  – удельные капиталовложения на 1 кВт пропускной способности линии между узлами  $i$  и  $j$ ;  $a_{\text{вд}}$  – суммарные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание от удельных капиталовложений по линиям. Затраты по существующим линиям не входят в целевую функцию.

В ЭС с существенной неравномерностью графиков нагрузки нужно пользоваться более сложными моделями, в которых можно учесть условия вписывания источников с ограниченными запасами энергоресурсов в график нагрузки ЭС и технические ограничения на режимы работы электростанций [34.13].

В линейных моделях может быть учтена большая часть требований, накладываемых на развитие ЭС, за исключением свойства дискретности развития энергетических объектов. Поэтому такие модели находят применение там, где фактор дискретности не может повлиять на результат оптимизации. Такая возможность возникает, когда решается задача оптимизации развития групп однотипных объектов. Этому условию отвечает задача оптимизации структуры мощностей электростанций ЕС страны по видам энергоресурсов и предварительно по типам и параметрам оборудования [34.14, 34.16].

### Оптимизация развития электростанций

Данная задача решается на более низком иерархическом уровне по территориальному признаку, чем задача оптимизации структуры генерирующих мощностей. Она решается для отдельных ОЭС страны. Оптимизация развития электростанций производится вслед за оптимизацией структуры генерирующих мощностей, и в качестве исходных данных используются найденные для каждого энергоузла соотношения генерирующих мощностей, отличающихся энергоресурсами и типом оборудования. Считаются заданными располагаемые объемы для каждого вида энергоресурса и замыкающие затраты на топливо. Заданы площадки, которые могут быть использованы при сооружении электростанций, и предельные мощности электростанций, ограниченные размерами площадок, санитарными нормами и техническим водоснабжением. Известны технические и экономические характеристики существующих электрических станций и основных электрических сетей как для строящихся энергообъектов, так и тех, решение о сооружении которых уже принято.

В процессе решения необходимо определить места сооружения, мощности, моменты ввода, число часов использования мощности каждой электростанции, межсистемные потоки мощности с учетом необходимых технических и экономических ограничений. Для каждого года рассматриваемого периода (10–15 лет) должен быть подсчитан баланс мощности и энергии. Для каждого энергоузла заданы динамический рост потребности в мощности и энергии и характерные графики нагрузки потребителей.

В настоящее время создано большое число оптимизационных и оценочных моделей, которые отличаются допущениями, положенными в их основу, и находят применение при планировании развития различных ОЭС страны. Известны модели и программы для ЭВМ, созданные для ОЭС, имеющих в своем составе большое число ГЭС, а также модели и программы для ОЭС, не содержащих ГЭС [34.13, 34.16].

В [34.16] дано описание упрощенной линейной модели, ориентированной на оптимизацию развития и размещения КЭС и АЭС. Модель использует следующие исходные данные. Для каждого узла нагрузки заданы место расположения и мощность в период максимума системы для каждого интервала периода оптимизации  $T$ . Для сокращения числа переменных длительность каждого интервала принимается

равной  $t_h$  лет, причем

$$\sum_{h=1}^n t_h = T.$$

Для каждого узла нагрузки  $e$  задана продолжительность использования максимальной нагрузки потребителей  $T_{max e h}$ . Считаются известными площадки сооружения электростанций. Для них задается предельная установленная мощность, которая ограничивается наличием воды на охлаждение, санитарными нормами, техническими возможностями энергостроительства и т. д.

Предполагаются известными места расположения топливных баз, предельно допустимые объемы потребления топлива от бассейнов с ограниченными или дефицитными для энергетике видами топлива.

Для энергосистемы задаются ориентировочные потери активной мощности и энергии в сетях как некоторая доля суммарной мощности и энергии, протекающей по линиям. Резерв мощности, необходимый в энергоузлах, задается в долях суммарной установленной мощности электростанций. Для электростанций задаются расход на собственные нужды в долях установленной мощности станции, удельный расход топлива и число часов использования установленной мощности, а также удельные капиталовложения и эксплуатационные расходы на производство электроэнергии. Топливная составляющая затрат вычисляется отдельно на основе известных удельных капиталовложений по добыче и транспортировке топлива  $k_{tji}$  и удельной себестоимости  $c_{tji}$  добычи и транспортировки топлива из бассейна  $i$  на электростанцию  $j$ .

Затраты в линии электропередачи учитываются приближенно, так же как и в описанной выше линейной модели оптимизации структуры генерирующих мощностей.

Для сокращения времени расчета заранее намечаются целесообразные электрические и топливные связи. С этой целью заранее выполняется анализ, выявляющий экономические зоны влияния топливных бассейнов и направления передачи электроэнергии. Критерием оптимальности служит минимум приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию ЭС. Приведенные затраты описываются в виде трех слагаемых:

$$З = З_{эс} + З_{т} + З_{лэп},$$

где  $З_{эс}$  — приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию электростанций (без топливной составляющей);  $З_{т}$  — приведенные затраты по добыче топлива и транспортировке его от бассейнов на электростанции;  $З_{лэп}$  — приведен-

ные затраты на передачу электрической энергии от электростанций в районы потребления.

Отдельные составляющие приведенных затрат вычисляются по выражениям, аналогичным приведенным ранее.

Условия ограничений в данной модели практически не отличаются от тех, что рассмотрены в предыдущей модели для оптимизации структуры генерирующих мощностей. Некоторое различие обусловлено тем, что направления потоков энергии заданы заранее. Поэтому для каждой электростанции записывается условие, по которому ее установленная мощность должна быть достаточной, чтобы обеспечить требуемую передачу мощности в линию:

$$\sum_j P_{jfh}(1 + a_{chj}) \geq \sum_e P_{neh}(1 + \varphi_{je}),$$

где  $j$  — пункт возможного сооружения электростанции;  $e$  — место расположения нагрузки;  $P_{neh}$  — мощность нагрузки в период максимума;  $h$  — номер интервала рассматриваемого периода планирования;  $a_{chj}$  — расход мощности на собственные нужды в долях установленной мощности  $P_{jfh}$ ;  $f$  — места расположения топливных баз ( $f = 1, 2, \dots, F$ );  $\varphi_{je}$  — коэффициент, учитывающий потери активной мощности в сетях в долях суммарной мощности потребления.

Для решения задачи применяется симплекс-метод.

Для решения этой же задачи может быть использована оптимизационная модель на базе метода динамического программирования [34.16]. Этот метод позволяет учесть нелинейные ограничения и нелинейность целевой функции, а также целочисленность искомых параметров. Он позволяет учесть динамический характер решаемой задачи.

Существенным недостатком метода динамического программирования является то, что при его реализации необходим большой объем памяти и значительные затраты машинного времени. До настоящего времени не удалось создать программ, которые позволили бы решить задачу оптимального развития и размещения электрических станций для энергосистемы с большим числом искомых параметров.

Еще одним недостатком метода динамического программирования является то, что целевая функция должна обладать свойством аддитивности относительно переменных, т. е.

$$Z_h = \sum_{h=1}^n Z_h(P_{jfh}, P_{jfh-1}, W_{jfh}),$$

где  $Z_h$  — затраты на сооружение и эксплуатацию

электростанций для  $h$ -го года рассматриваемого периода оптимизации  $T$ ;  $W_{jfh}$  — энергия, вырабатываемая электростанцией, расположенной в узле  $j$  и получающей топливо из бассейна  $f$  на этапе  $h$ .

Это означает, что целевая функция за весь период оптимизации может быть определена как сумма целевых функций для каждого этапа. Для разомкнутой электрической сети такое требование всегда выполняется. Для замкнутых сетей сложной конфигурации это требование оказывается невыполнимым. Поскольку при решении задачи оптимизации развития электростанций допустимо приближенно учитывать затраты на сеть, можно предусматривать лишь радиальные варианты сети. В дальнейшем конфигурация сети уточняется при решении задачи выбора оптимальной конфигурации сети при известных расположении и мощности электростанций.

Как правило, оптимизационные модели являются упрощенными. В них оказываются неучтенными некоторые важные факторы, влияющие на развитие. Этот недостаток оптимизационных моделей привел к широкому использованию оценочных моделей, в которых вариант развития задан проектировщиком и более точно представлены основные влияющие факторы. В настоящее время предложено большое количество разнообразных оценочных моделей, пригодных для решения задачи развития электрических станций [34.13]. Наиболее перспективно двухэтапное решение задачи, когда с помощью оптимизационной модели определяются границы области оптимальных решений, а затем с помощью оценочных моделей детально анализируется ограниченное число вариантов, принадлежащих этой области.

### Список литературы

- 34.1. Управление мощными энергообъединениями/И. И. Воробай, В. В. Ершевич, Я. Н. Лугинский и др./Под ред. С. А. Савалова. М.: Энергоатомиздат, 1984. 256 с.
- 34.2. Ершевич В. В., Кирьянова Н. А. Крупные электроаккумулирующие установки. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1985, № 1, с. 16–24.
- 34.3. Обзор энергетики мира/Д. Б. Вольфберг, В. В. Ершевич, В. Р. Котлер и др. — Энергохозяйство за рубежом, 1980, № 1 и 2, с. 1–46 и 1–23.
- 34.4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
- 34.5. Автоматизация управления энергообъединениями/Под ред. С. А. Савалова. М.: Энергия, 1979. 432 с.
- 34.6. Савалов С. А. Режимы единой энергосистемы. М.: Энергоатомиздат, 1983. 384 с.

34.7. Маркович И. М. Режимы энергетических систем М.: Энергия, 1969. 352 с.

34.8. Электрические системы/Под ред. В. А. Веникова. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов. М.: Высшая школа, 1973. 312 с.

34.9. Методы оптимизации режимов энергосистем/В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев и др. Под ред. В. М. Горнштейна. М.: Энергия, 1981. 336 с.

34.10. Арзамасцев Д. А., Бартоломей П. И., Холян А. М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: Учеб. пособие для студентов вузов М.: Высшая школа, 1983. 203 с.

34.11. Крумм Л. А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск: Наука, 1977. 368 с.

34.12. Волькену И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев

Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981. 320 с.

34.13. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики/Л. С. Беляев, Г. В. Войцеховская, А. В. Савельев и др. Новосибирск: Наука, 1980. 239 с.

34.14. Зейлигер А. Н. Вопросы совершенствования технологии и организации проектирования развития электроэнергетических систем — Тр. ин-та ЭСП, вып. 9. М.: Энергия, 1977, с. 3–20.

34.15. Методические положения оптимизации развития топливно-энергетического комплекса. М.: Наука, 1975. 87 с.

34.16. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели и методы оптимизации развития энергосистем. Свердловск: Уральский политех. ин-т, 1976. 144 с.

34.17. Правила пользования электрической и тепловой энергией. М.: Энергоиздат, 1982. 112 с.

## Раздел 35

# ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ОСОБЫЕ РЕЖИМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

## СОДЕРЖАНИЕ

35.1. Общие вопросы расчета переходных процессов . . . . .	52	вательности (66). Сопротивление линий токам нулевой последовательности (68). Расчет токов и напряжений при несимметричных КЗ (69). Применение ЭВМ при расчете токов КЗ (74). Переходные процессы при неполнофазных режимах (75).	
35.2. Основные положения при расчетах токов коротких замыканий . . . . .	55	35.5. Расчет отдельных видов переходных процессов . . . . .	78
Составление расчетных схем и схем замещения (55). Преобразование схем замещения (58).		Расчет периодической составляющей тока КЗ в сетях и установках до 1 кВ (78). Расчет замыканий на землю в незаземленных и резонансно-заземленных сетях (80).	
35.3. Трехфазное короткое замыкание . . .	59	35.6. Сложные виды повреждений . . . . .	80
Расчет начального значения периодической составляющей тока КЗ (59). Расчет аperiodической составляющей и ударного тока КЗ (59). Расчет периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени аналитическим методом (61). Практические методы расчета периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени (62).		Двойное замыкание на землю (80). Однофазное КЗ с обрывом фазы (81).	
35.4. Несимметричные короткие замыкания	65	35.7. Классификация электромеханических переходных процессов . . . . .	82
Общие сведения (65). Параметры электрических машин для токов обратной последовательности (66). Схемы замещения и параметры трансформаторов для токов нулевой последо-		35.8. Переходные процессы при больших кратковременных возмущениях и малых изменениях скорости . . . . .	83
		35.9. Режимы при больших возмущениях и больших изменениях скорости (расчеты асинхронного хода, ресинхронизации, результирующей устойчивости) .	86
		35.10. Режимы при малых возмущениях и малых изменениях скорости . . . . .	88
		35.11. Мероприятия по снижению токов КЗ, улучшению надежности и качества	

переходных процессов ЭС . . . . .	95	(98). Асинхронный ход генератора в системе. Условия успешной ресинхронизации (99). Самовозбуждение синхронных машин (100). Самораскачивание синхронных машин (101). Установившиеся несимметричные и несиноусоидальные режимы работы электроэнергетических систем (102).	
35.12. Особые режимы в ЭС . . . . .	96		
Холостой ход электропередачи (установившийся режим) (96). Синхронизация (97). Несинхронное автоматическое повторное включение (НАПВ)			
		Список литературы . . . . .	103

### 35.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

#### Классификация переходных процессов

Переход из одного исходного режима ЭС в другой сопровождается переходным процессом. В силу физических свойств ЭС этот переходный процесс является единым по своей природе и, строго говоря, должен рассчитываться на основе общего математического описания. Однако при анализе явлений, связанных с переходным процессом, в большинстве практических задач его принимают состоящим из ряда процессов, характеризующих изменение определенной группы параметров режима. Так выделяют в одну группу электромагнитные переходные процессы, тогда как электромеханические переходные процессы составляют вторую группу; к третьей группе процессов относят особые режимы.

#### Виды электромагнитных и электромеханических переходных процессов

Любое внезапное изменение режима ЭС связано с возникновением переходного процесса.

К электромагнитным переходным процессам относятся такие процессы, при расчете которых допустимо не учитывать изменение частоты вращения роторов электрических машин: все виды КЗ, неполнофазные режимы, отключение выключателем КЗ, гашение поля, а также форсировка возбуждения синхронных машин и др. Из перечисленных электромагнитных процессов первые три имеют наибольшее практическое значение для выбора электрических аппаратов и устройств релейной защиты.

Короткие замыкания бывают симметричные (трехфазные) и несимметричные (замыкания двух фаз между собой, замыкание двух

фаз между собой и на землю, замыкание одной фазы на землю в сети с глухозаземленной нейтралью). Если повреждение происходит в одной точке электрической системы, его называют простым КЗ. Возможны одновременные КЗ в различных точках ЭС или сочетание КЗ с обрывом фаз — такие повреждения называют сложными. В свою очередь переходные электромеханические процессы с определенной условностью могут быть разделены на три основных вида [35.1, 35.2]:

при больших кратковременных возмущениях и малых изменениях частоты вращения ротора;

при больших возмущениях и больших изменениях частоты вращения ротора;

при малых возмущениях и малых изменениях частоты вращения (см. также § 35.7).

#### Особые режимы

Особыми называются режимы, не относящиеся к нормальным, но и не являющиеся аварийными и существующие сравнительно непродолжительное время. К особым режимам относят: холостой ход электропередачи в ЭС, синхронизацию отдельных ее частей, асинхронный ход генератора (или части генераторов), выпавшего из синхронизма, и его ресинхронизацию, неполнофазные режимы — работа части системы на двух, пяти фазах при разрыве одной.

#### Математическое описание переходных процессов в ЭС

**Основные положения.** Исследование электрических систем требует общего математического описания происходящих физических явлений, из которых выделяются отдельные практически важные процессы с математическим описанием, дающим возможность получить инженерное решение задачи. Анализ ведется с

разными допущениями и соответственно разной глубиной математического описания в зависимости от целей конкретной задачи, сложности системы, точности исходной информации. Основным показателем инженерного искусства является выбор такого математического описания и такой точности выполняемых решений, которые были бы адекватны поставленной задаче.

Электрические системы по природе своей нелинейны вследствие как зависимости их параметров (сопротивлений, параметров намагничивания, коэффициентов усиления регуляторов) от параметров режима, так и связи режимных параметров между собой (например,  $S = \sqrt{3UI^*}$ ).

При рассмотрении переходных процессов нелинейность параметров, как правило, не учитывается, в противном случае необходимость учета особо оговаривается. Нелинейность другого рода обычно принимается во внимание.

Дифференциальные уравнения синхронных машин Парка – Горева (П. – Г.) дают возможность проводить анализ электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электрических системах с учетом наибольшего количества влияющих факторов (изменения частоты вращения ротора, аperiodических составляющих токов статора, периодических токов ротора, активного сопротивления в цепи статора генератора и др.).

Расчеты с применением уравнений П. – Г. даже для относительно простых систем довольно сложны, однако использование ЭВМ снимает многие вычислительные трудности и делает вполне возможным математическое описание изучаемых явлений.

Опустив те или иные члены в уравнениях П. – Г., можно получить упрощенные уравнения, применяющиеся для расчета токов КЗ [35.3, 35.4] и устойчивости [35.1 – 35.3] без учета аperiodических составляющих токов статора и периодических токов ротора.

Уравнения П. – Г. связывают между собой мгновенные значения токов, магнитных потоков, напряжений в осях координат ( $d, q$ ), связанных с ротором.

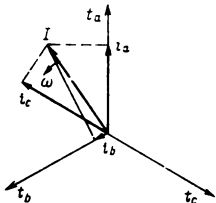


Рис. 35.1

**Мгновенные значения параметров режима – фазные и в осях  $d, q$ .** Эти значения определяют как проекции на оси времени фаз  $a, b, c$  вектора тока (напряжения, ЭДС, потокосцепления), вращающегося с угловой скоростью  $\omega$ . Этот вектор тока называют обобщенным.

Оси времени  $t_a, t_b, t_c$  фаз  $a, b, c$  неподвижны и совпадают с осями обмоток статора (рис. 35.1). Мгновенные значения фазных токов равны:

$$\begin{aligned} i_a &= I \sin(\omega t + \alpha); \\ i_b &= I \sin(\omega t - 120^\circ + \alpha); \\ i_c &= I \sin(\omega t - 240^\circ + \alpha), \end{aligned}$$

где  $\alpha$  – произвольный угол.

Проекции обобщенного вектора тока на оси  $d, q$ , связанные с ротором, дают значения продольного и поперечного токов (рис. 35.2):

$$\begin{aligned} i_d &= I \cos \gamma; \\ i_q &= I \sin \gamma; \end{aligned}$$

$$i_d = \frac{2}{3} [i_a \cos \gamma + i_b \cos(\gamma - 120^\circ) + i_c \cos(\gamma - 240^\circ)];$$

$$i_q = \frac{2}{3} [i_a \sin \gamma + i_b \sin(\gamma - 120^\circ) + i_c \sin(\gamma - 240^\circ)].$$

При наличии токов нулевой последовательности

$$i_0 = \frac{1}{3} (i_a + i_b + i_c).$$

Соотношения, аналогичные приведенным выше, справедливы для напряжений, ЭДС и потокосцеплений.

Связь между мгновенными значениями фазных величин и величин в продольной и поперечной осях устанавливается на основе

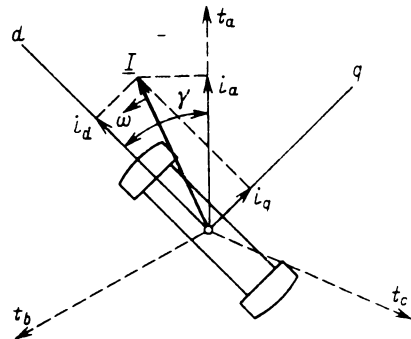


Рис. 35.2. Обобщенный вектор тока  $I$  и проекции его на продольную и поперечную оси ротора

уравнений

$$\begin{aligned} i_a &= i_d \cos \gamma + i_q \sin \gamma + i_0; \\ i_b &= i_d \cos (\gamma - 120^\circ) + i_q \sin (\gamma - 120^\circ) + i_0; \\ i_c &= i_d \cos (\gamma + 120^\circ) + i_q \sin (\gamma + 120^\circ) + i_0. \end{aligned}$$

Угол  $\gamma$  меняется во времени

$$\gamma = \omega_0 t + \delta; \quad \delta = \Psi_q / \Psi_d,$$

где  $\Psi_d, \Psi_q$  — полное потокоцепление статора в продольной и поперечной осях.

В случаях симметричного режима ЭС токи нулевой последовательности отсутствуют ( $i_0 = 0$ ).

Значения  $\Psi_d$  и  $\Psi_q$  определяются из выражений:

$$\Psi_d = G(p) U_f + X_d(p) i_d; \quad \Psi_q = X_q(p) i_q,$$

где  $G(p)$  — операторная проводимость машины;  $X_d(p), X_q(p)$  — операторные сопротивления машины в продольной и поперечной осях;  $U_f$  — напряжение возбуждения машины.

Для машины без демпферных обмоток и эквивалентных им контуров

$$G(p) = \frac{1}{T_{d0} p + 1} \frac{x_{afd}}{R_{fd}};$$

$$X_d(p) = \frac{x_d' T_{d0} p + x_d}{T_{d0} p + 1};$$

$$X_q(p) = x_q.$$

Если известна ЭДС  $E_q$ , то

$$\Psi_d = \frac{1}{T_{d0} p + 1} E_q - X_d(p) i_d = G(p) E_q - X_d(p) i_d.$$

Для машины с демпферными обмотками в продольной и поперечной осях  $\Psi_d$  и  $\Psi_q$  определяются теми же уравнениями, при этом  $G(p), X_d(p)$  и  $X_q(p)$  можно найти в [35.2 и др.].

**Принятые обозначения.**  $I$  — обобщенный вектор тока;  $i_a, i_b, i_c, e_a, e_b, e_c, \Psi_a, \Psi_b, \Psi_c$  — мгновенные значения фазных величин токов, ЭДС и потокоцеплений; индекс  $d$  — значение связанной с ротором величины по продольной оси машины; индекс  $q$  — значение связанной с ротором величины по поперечной оси машины; индекс 0 относится к величинам нулевой последовательности;  $T_{d0} = x_{afd} / R_{fd}$  — постоянная

времени обмотки возбуждения машины при разомкнутой обмотке статора;  $x_{afd}$  — реактивное сопротивление взаимной индукции обмотки возбуждения со статором в продольной оси;  $x_{ffd}$  — реактивное сопротивление индуктивности ротора в продольной оси;  $T_J$  — постоянная инерции машины.

**Уравнения Парка — Горева для синхронной машины в операторной форме.** Уравнения П.— Г. при принятых на рис. 35.3 направлениях осей

$$u_d = -p\Psi_d - \Psi_q p\gamma - i_d r;$$

$$u_q = \Psi_d p\gamma - p\Psi_q - i_q r;$$

$$u_0 = -p\Psi_0 - i_0 r_0,$$

где

$$u_d = -U \sin \delta; \quad u_q = U \cos \delta;$$

$$p\gamma = \frac{d(\omega_0 t + \delta)}{dt} = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt}.$$

В системе относительных единиц  $\omega_0 = 1$ , поэтому

$$p\gamma = 1 + p\delta.$$

Третье уравнение системы относится к случаю несимметричного режима или несимметричной схемы.

Уравнения, приведенные выше, полностью описывают переходный процесс машины, работающей на шины неизменного напряжения. Для анализа переходного процесса в сложной ЭС уравнения составляются для каждого элемента (генераторов, нагрузок, участков сети) и решаются совместно.

**Решение уравнений, описывающих переходный процесс в ЭЭС.** Решение системы уравнений П.— Г. относительно токов или других величин, рассматриваемых как неизвестные, проводится в операторной форме (для изображений), например находят значения токов

$$I_d(p) = D_1(p) / D(p); \quad I_q(p) = D_2(p) / D(p),$$

где  $D_1(p), D_2(p)$  — миноры определителя системы;  $D(p)$  — главный определитель системы.

Характер переходного процесса в системе определяется знаком действительной части корневой определителя  $D(p)$ . При  $\text{Re}(p_1, \dots, p_n) < 0$  переходный процесс затухающий.

Если изменения напряжений  $U_d, U_q, U_f$  заданы, то

$$I_d(p) = \frac{a_1(p)}{D(p)} U_d + \frac{a_2(p)}{D(p)} U_q + \frac{a_3(p)}{D(p)} U_f;$$

$$I_q(p) = \frac{b_1(p)}{D(p)} U_d - \frac{b_2(p)}{D(p)} U_q + \frac{b_3(p)}{D(p)} U_f.$$

Токи как функции времени находят, переходя от изображений к оригиналам, что может

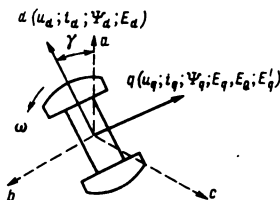


Рис. 35.3

быть сделано с помощью формулы разложения.

Уравнения для вращающего момента и мощности во время относительного движения ротора. Момент электромагнитных сил, действующих на ротор [35.3, 35.5],

$$M = M_d + M_q = i_d \Psi_q - i_q \Psi_d.$$

Мощность на шинах машины

$$P = -M\omega + \frac{dW_{ст}}{dt} - \Delta P_{ст},$$

где  $\omega = \omega_0 + d\delta/dt$  — частота вращения ротора;  $M\omega = M\omega_0 + Md\delta/dt$  — электромагнитная мощность, передаваемая с ротора на статор;

$$\frac{dW_{ст}}{dt} \approx i_d \frac{d\Psi_d}{dt} + i_q \frac{d\Psi_q}{dt} + 2i_0 \frac{d\Psi_0}{dt}$$

— дополнительная мощность, соответствующая изменению электромагнитной энергии, запасенной в индуктивности машины;  $\Delta P_{ст} = (i_a^2 + i_b^2 + i_c^2)r$  — потери в активном сопротивлении статора.

Вращающий момент, приложенный к валу генератора,  $M_{мех}$  должен уравновешивать момент, связанный с электрической мощностью, отдаваемой в сеть  $P_{эл}$  и расходуемой на потери в статоре  $\Delta P_{ст}$ ; появление мощности  $dW_{ст}/dt$  может вызвать дополнительный вращающий момент, тормозящий (при КЗ) или ускоряющий (при отключении его) ротор, поэтому

$$T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_J \frac{d\omega}{dt} = M_{мех} - \frac{P_{эл} + \Delta P_{ст} - dW_{ст}/dt}{\omega_0 + d\delta/dt},$$

где  $T_J$  — постоянная инерции машины.

**Упрощенные уравнения Парка — Горева для определения параметров при переходных процессах.** Для получения этих уравнений отказывают от учета влияния:

- 1) аperiodической составляющей тока статора (трансформаторной ЭДС);
- 2) периодических токов ротора, связанных с аperiodическими составляющими тока статора;
- 3) активного сопротивления в цепи статора.

В системе относительных единиц при  $\omega = \omega_0 = 1$  уравнения П.—Г. для синхронной машины будут иметь вид:

$$U_d = -\Psi_q; \quad U_q = \Psi_d.$$

Данные уравнения положены в основу расчетов периодической составляющей токов КЗ при обычно принимаемых допущениях (см. ниже).

При принятых предпосылках отдаваемая мощность численно равна вращающемуся моменту; поэтому для симметричного режима или режима, условно приведенного к симмет-

ричному,

$$P = |M| = I_d U_d + I_q U_q.$$

Уравнение относительного движения ротора

$$T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{мех} - P_{эл}.$$

На основе этих расчетных уравнений (их иногда называют уравнениями Лонглей или уравнениями Лебедева — Жданова) [35.2] обычно ведутся проектные и эксплуатационные расчеты устойчивости. Они позволяют для расчетов переходных процессов пользоваться соотношениями, вытекающими из векторной диаграммы установившегося режима [35.1].

### Математическое описание элементов ЭС

При расчете переходных процессов в ЭС помимо электрических машин требуется учет целого ряда элементов ЭС — трансформаторов и автотрансформаторов, воздушных линий (ВЛ) электропередачи и кабелей, реакторов.

Для учета трансформаторов и автотрансформаторов используют соответствующие схемы замещения [35.2], намагничивающие токи принимают равными нулю. ВЛ напряжением ниже 330 кВ учитывают продольным сопротивлением. Линии большой протяженности напряжением 330 кВ и выше учитывают продольными и поперечными (емкостными) сопротивлениями. При расчете токов несимметричных повреждений на землю необходимо учитывать электромагнитную связь параллельных линий. Для целей релейной защиты очень важным является учет переходного сопротивления в месте повреждения. Более подробно эти вопросы рассмотрены ниже.

## 35.2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИ РАСЧЕТАХ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

### Составление расчетных схем и схем замещения

Расчет токов КЗ начинают с составления расчетной схемы, т. е. такой электрической схемы, при которой данный элемент электроустановки в случае КЗ оказывается в наиболее тяжелых и достаточно вероятных условиях.

Расчетная схема включает в себя все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы, крупные синхронные и асинхронные электродвигатели) и все элементы, связывающие источники энергии с точкой КЗ (трансформаторы, воздушные и кабельные



линии, реакторы и т. д.); при этом сопротивление связи эквивалентного источника энергии с точкой КЗ минимально. Однако в некоторых частных случаях наиболее тяжелые условия при КЗ имеют место, когда отключены некоторые элементы электроустановки.

По расчетной схеме составляют схему замещения.

Параметры элементов схемы замещения могут быть определены несколькими способами:

1) в именованных единицах путем приведения действительных значений параметров различных элементов к основной (базисной) ступени напряжения с учетом действительных коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;

2) в относительных единицах путем приведения действительных значений параметров различных элементов к базисным условиям с учетом действительных коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;

3) в именованных единицах без приведения действительных значений параметров элементов к одной ступени напряжения с учетом действительных коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов (этот способ применяется преимущественно при расчетах токов КЗ с использованием ЭВМ).

При отсутствии данных о действительных коэффициентах трансформации трансформаторов и автотрансформаторов можно использовать приближенный способ их учета. Он состоит в замене действительных напряжений XX обмоток трансформаторов и автотрансформаторов, находящихся на одной ступени напряжения, а также номинальных напряжений других элементов расчетной схемы, включенных на той же ступени напряжения, одним средним номинальным напряжением. Это напряжение следует выбирать в соответствии со следующей шкалой средних номинальных напряжений: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 27,5; 37; 115; 157; 230; 345; 515 кВ.

При определении параметров схемы замещения в именованных единицах путем приведения значений параметров различных элементов к основной (базисной) ступени напряжения следует использовать выражения, которые приведены в табл. 35.1. Здесь и далее приняты следующие обозначения:

$E$  и  $Z$  — действительные значения ЭДС источника энергии и сопротивления какого-либо элемента;  $E_{*(ном)}$  и  $Z_{*(ном)}$  — значения ЭДС и сопротивления в относительных единицах при номинальных условиях;

$n_1, n_2, \dots, n_m$  — коэффициенты трансфор-

Таблица 35.1. Формулы для определения параметров схем замещения в именованных единицах

Приводимая величина	Расчетная формула
ЭДС	$\hat{E} = E n_1 n_2 \dots n_m$
	$\hat{E} = E_{*(ном)} U_{ном} n_1 n_2 \dots n_m$
Сопротивление	$\hat{Z} = Z n_1^2 n_2^2 \dots n_m^2$
	$\hat{Z} = Z_{*(ном)} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} n_1^2 n_2^2 \dots n_m^2$

мации трансформаторов или автотрансформаторов, включенных каскадно между ступенью напряжения, где заданы  $E$  и  $Z$ , и основной ступенью;

$U_{ср,осн}$  и  $U_{ср,N}$  — средние номинальные напряжения соответственно основной и  $N$ -й ступени напряжения, на которой находится подлежащий приведеню элемент.

Следует отметить, что коэффициент трансформации каждого трансформатора должен быть определен в направлении основной ступени напряжения, т. е. как отношение напряжения XX обмотки, обращенной к ступени основной ступени напряжения, к напряжению XX обмотки, обращенной в противоположную сторону.

При определении параметров схемы замещения в относительных единицах путем приведения действительных значений параметров к базисным условиям с учетом действительных коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов необходимо:

а) задаться базисной мощностью  $S_б$  и для одной из ступеней напряжения, принимаемой за основную, выбрать базисное напряжение  $U_{б,осн}$ ;

б) найти базисные напряжения других ступеней напряжения, используя для этой цели выражение:

$$U_{б,N} = \frac{1}{n_1 n_2 \dots n_m} U_{б,осн};$$

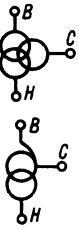
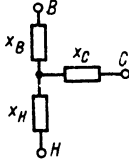
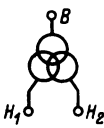
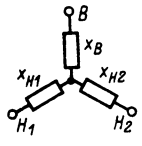
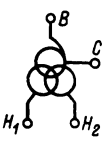
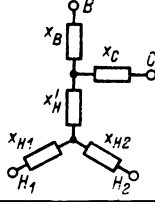
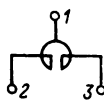
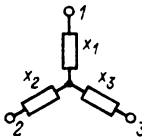
в) используя формулы, приведенные в табл. 35.2, определить относительные значения ЭДС источников энергии и сопротивлений различных элементов.

При определении параметров схемы замещения в относительных единицах и приближенном учете коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов базисное напряжение любой ступени напряжения следует принимать равным среднему номинальному напряжению этой ступени. При этом

Таблица 35.2. Формулы для определения параметров схем замещения в относительных единицах

Приводимая величина	Расчетная формула	
	при учете действительных коэффициентов трансформации	при приближенном учете коэффициентов трансформации
ЭДС	$E_{*(6)} = E/U_6$	$E_{*(6)} = \frac{E}{U_{cpN}}$
Сопротивление: реакторов и электрических линий реакторов (если сопротивление задано в относительных едини- цах) генераторов, трансформаторов, электродвигателей	$E_{*(6)} = E_{*(ном)} \frac{U_{ном}}{U_6}$	$E_{*(6)} = E_{*(ном)}$
	$Z_{*(6)} = Z \frac{S_6}{U_6^2}$	$Z_{*(6)} = Z \frac{S_6}{U_{cpN}^2}$
	$Z_{*(6)} = Z_{*(ном)} \frac{I_6}{I_{ном}} \frac{U_{ном}}{U_6}$	$Z_{*(6)} = Z_{*(ном)} \frac{I_6}{I_{ном}}$
	$Z_{*(6)} = Z_{*(ном)} \frac{S_6}{S_{ном}} \frac{U_{ном}^2}{U_6^2}$	$Z_{*(6)} = Z_{*(ном)} \frac{S_6}{S_{ном}}$

Таблица 35.3. Схемы замещения трансформаторов, автотрансформаторов и двоянных реакторов

Исходная схема	Схема замещения	Расчетные выражения
		$x_B = 0,5(x_{B-C} + x_{B-H} - x_{C-H})$ $x_C = 0,5(x_{B-C} + x_{C-H} - x_{B-H})$ $x_H = 0,5(x_{B-H} + x_{C-H} - x_{B-C})$
		$x_{H1} = x_{H2} = x_{B-H} \frac{k_p}{2}$ $x_B = x_{B-H} (1 - \frac{k_p}{4})$ Для однофазных трансформаторов $k_p = 4$ ; для трехфазных трансформаторов $k_p = 3,5$
		$x_B = 0,5(x_{B-C} + x_{B-H} - x_{C-H})$ $x_C = 0,5(x_{B-C} + x_{C-H} - x_{B-H})$ $x_{H1} = x_{H2} = \frac{x_{B-H} x_{C-H}}{x_{B-H} + x_{C-H}} \frac{k_p}{2}$ $x_H = 0,5(x_{B-H} + x_{C-H} - x_{B-C}) - \frac{x_{B-H} x_{C-H}}{x_{B-H} + x_{C-H}} \frac{k_p}{4}$
		$x_1 = -k_{cb} x_p$ $x_2 = x_3 = (1 + k_{cb}) x_p$

расчетные формулы для определения параметров схемы замещения существенно упрощаются (см. табл. 35.2).

При составлении схемы замещения необходимо иметь в виду, что трехобмоточные трансформаторы, трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, двоянные реакторы имеют особые схемы замещения. Эти схемы, а также расчетные выражения для определения сопротивлений их элементов приведены в табл. 35.3.

**Преобразование схем замещения**

Схемы замещения путем преобразований упрощают и определяют эквивалентную ЭДС и эквивалентное сопротивление. При этом все ветви источников энергии, присоединенные к одному узлу, заменяют одной ветвью с эквивалентной ЭДС и эквивалентным сопротивлением. Для преобразования схем используют другие известные способы: преобразование треугольника в эквивалентную звезду или

Таблица 35.4. Основные формулы преобразования схем и гокораспределения

Преобразование	Схема		Сопротивления элементов преобразованной схемы	Распределение токов в исходной схеме
	до преобразования	после преобразования		
Последовательное соединение			$x_{эк} = x_1 + x_2 + \dots + x_\alpha$	$I_1 = I_2 = I_\alpha = I$
Параллельное соединение			$x_{эк} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \dots + \frac{1}{x_\alpha}}$ При двух ветвях $x_{эк} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2}$	$I_\alpha = I \frac{x_{эк}}{x_\alpha}$
Преобразование треугольника в эквивалентную звезду			$x_L = \frac{x_{LM} x_{LN}}{x_{LM} + x_{LN} + x_{MN}}$ $x_M = \frac{x_{LM} x_{MN}}{x_{LM} + x_{LN} + x_{MN}}$ $x_N = \frac{x_{LN} x_{MN}}{x_{LM} + x_{LN} + x_{MN}}$	$I_{ML} = \frac{I_M x_M - I_L x_L}{x_{LM}}$ $I_{LN} = \frac{I_L x_L - I_N x_N}{x_{LN}}$ $I_{NM} = \frac{I_N x_N - I_M x_M}{x_{NM}}$
Преобразование звезды в эквивалентный треугольник			$x_{LM} = x_L + x_M + \frac{x_L x_M}{x_N}$ $x_{LN} = x_L + x_N + \frac{x_L x_N}{x_M}$ $x_{MN} = x_M + x_N + \frac{x_M x_N}{x_L}$	$I_L = I_{LN} - I_{ML}$ $I_M = I_{ML} - I_{MN}$ $I_N = I_{MN} - I_{LN}$
Преобразование многолучевой звезды в многоугольник с диагоналями			$x_{LM} = x_L x_M \Sigma y$ $x_{MN} = x_M x_N \Sigma y$ $\Sigma y = \frac{1}{x_L} + \frac{1}{x_M} + \frac{1}{x_N} + \frac{1}{x_P}$ Аналогичные выражения имеются при большем числе лучей	$I_L = I_{LM} + I_{LN} - I_{PL}$

обратно, многолучевой звезды в многоугольник с диагоналями и т. д. Формулы для таких преобразований приведены в табл. 35.4.

Если схема замещения симметрична относительно точки короткого замыкания, то потенциалы некоторых узлов оказываются одинаковыми и эти узлы таким образом можно соединить между собой. Использование этого приема позволяет значительно упростить задачу преобразования схем.

### 35.3. ТРЕХФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ

#### Расчет начального значения периодической составляющей тока КЗ

При расчетах начального значения периодической составляющей тока КЗ индивидуально учитывают синхронные генераторы и компенсаторы, а также мощные синхронные и асинхронные двигатели, подключенные непосредственно в месте КЗ или вблизи него. Электродвигатели, связанные с точкой КЗ через трансформаторы или реакторы, относят к ближайшей обобщенной нагрузке.

Чтобы упростить расчеты, пренебрегают несимметрией ротора синхронных машин и в расчетную схему их вводят сверхпереходным сопротивлением  $x'' = x'_d \approx x''_d$  и сверхпереходной ЭДС  $E''$ , значение которой зависит от режима работы машины до КЗ:

для синхронных генераторов и синхронных электродвигателей, работающих с перевозбуждением,

$$E'' = \sqrt{(U_{(0)} + I_{(0)}x'' \sin \varphi_{(0)})^2 + (I_{(0)}x'' \cos \varphi_{(0)})^2} \approx U_{(0)} + I_{(0)}x'' \sin \varphi_{(0)},$$

где  $U_{(0)}$ ,  $I_{(0)}$  и  $\varphi_{(0)}$  — напряжение, ток и угол сдвига между векторами напряжения и тока до КЗ;

для синхронных электродвигателей, работающих с недозавозбуждением,

$$E'' = \sqrt{(U_{(0)} - I_{(0)}x'' \sin \varphi_{(0)})^2 + (I_{(0)}x'' \cos \varphi_{(0)})^2} \approx U_{(0)} - I_{(0)}x'' \sin \varphi_{(0)};$$

для синхронных компенсаторов

$$E'' = U_{(0)} \pm I_{(0)}x'',$$

причем знак плюс принимается в случае работы компенсаторов в режиме перевозбуждения, а знак минус — в режиме недозавозбуждения.

Для асинхронных электродвигателей сверхпереходную ЭДС определяют по приведенной выше формуле для синхронных электродвига-

телей, работающих с недозавозбуждением, а относительное сверхпереходное сопротивление при их номинальных условиях (т. е. когда за базисные величины приняты номинальное напряжение и номинальный ток)

$$x''_{*(ном)} \approx 1/I_{*п},$$

где  $I_{*п}$  — кратность пускового тока электродвигателя (указана в каталогах).

Для обобщенной нагрузки сверхпереходную ЭДС, отнесенную к среднему номинальному напряжению той ступени, на которой эта нагрузка подключена, принимают равной  $E''_{*(ном)} = 0,85$ , а сверхпереходное сопротивление, отнесенное к тому же напряжению и суммарной полной мощности (МВ · А) нагрузки, равным  $x''_{*(ном)} = 0,35$ .

Далее все элементы расчетной схемы приводят к предварительно выбранным базисным условиям (при расчете в относительных единицах) или к одной ступени напряжения (при расчете в именованных единицах); полученную схему замещения путем соответствующих преобразований приводят к простейшему виду и определяют результирующую ЭДС  $E''_{*\Sigma}$  (или  $E''_{\Sigma}$ ) и результирующее сопротивление  $x''_{*\Sigma}$  (или  $x''_{\Sigma}$ ) относительно точки КЗ (см. § 35.2). Искомое начальное значение периодической составляющей тока КЗ равно:

$$I_{*п0} = \frac{E''_{*\Sigma}}{x''_{*\Sigma}} I_{\delta},$$

где  $I_{\delta}$  — базисный ток той ступени напряжения, где находится точка КЗ, кА.

При расчете в именованных единицах

$$I_{п0} = E''_{\Sigma}/x_{\Sigma}.$$

Если точка КЗ находится у выводов асинхронного двигателя или за внешним сопротивлением, не превышающим 10–20 % его сверхпереходного сопротивления, то для такого двигателя, кроме двигателей серий ВДД и ДВДА, можно принимать [35.6]:

$$I_{п0} = I_{*п} I_{ном},$$

а для двигателей серий ВДД и ДВДА

$$I_{п0} = 1,2 I_{*п} I_{ном},$$

где  $I_{ном}$  — номинальный ток двигателя.

#### Расчет аperiodической составляющей и ударного тока КЗ

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ зависит от предшествующего тока в цепи, связывающей источник энергии с точкой КЗ, угла сдвига между векторами напряжения и этого тока, а также от фазы включения, т. е. угла, определяющего

положение вектора напряжения поврежденной фазы в момент КЗ. Обычно в качестве расчетного принимают случай, когда начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ равно по абсолютному значению амплитуде периодической составляющей тока в момент КЗ, т. е.

$$I_{a0} = \sqrt{2}I_{п0}.$$

В схеме, содержащей один источник энергии и только последовательно включенные элементы, аperiodическая составляющая тока КЗ изменяется по экспоненциальному закону, поэтому в произвольный момент  $t$  она равна:

$$i_{a1} = \sqrt{2}I_{п0}e^{-t/T_a},$$

где  $T_a = x_{\Sigma}/(\omega R_{\Sigma})$ :  $x_{\Sigma}$  и  $R_{\Sigma}$  — соответственно суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивление до точки КЗ.

При определении  $x_{\Sigma}$  и  $R_{\Sigma}$  синхронную машину вводят в расчетную схему индуктивным сопротивлением обратной последовательности и сопротивлением статора постоянному току.

Ударный ток КЗ определяют по формуле

$$i_{уд} = k_{уд} \sqrt{2}I_{п0},$$

где  $k_{уд}$  — ударный коэффициент.

Для синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a};$$

для асинхронных электродвигателей

$$k_{уд} = e^{-0,01/T_p} + e^{-0,01/T_a},$$

где  $T_p$  — расчетная постоянная времени, учитывающая затухание амплитуды периодической составляющей тока КЗ.

Для двигателей разных серий средние значения ударного коэффициента составляют 1,5—1,65.

Если расчетная схема содержит только один источник энергии, но является разветвленной, то аperiodическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени  $t$  определяют приближенно, полагая, что в схеме любой конфигурации эта составляющая изменится по экспоненциальному закону с некоторой эквивалентной постоянной времени  $T_{a,эк}$ , т. е.

$$i_a = \sqrt{2}I_{п0}e^{-t/T_{a,эк}},$$

где

$$T_{a,эк} = \frac{x_{\Sigma}(R=0)}{\omega R_{\Sigma}(x=0)};$$

$x_{\Sigma}(R=0)$  и  $R_{\Sigma}(x=0)$  — суммарные сопротивления схемы замещения, в которую все элементы введены соответственно только индуктивными и только активными сопротивлениями.

При принятом допущении ударный ток КЗ

$$i_{уд} = (1 + e^{-0,01/T_{a,эк}}) \sqrt{2}I_{п0} = k_{уд} \sqrt{2}I_{п0}.$$

В тех случаях, когда расчетная схема является разветвленной и содержит несколько источников энергии, методика расчета аperiodической составляющей тока КЗ и ударного тока КЗ определяется удаленностью точки КЗ от источников. При этом все многочисленные случаи можно свести к двум основным:

1) точка КЗ значительно удалена от всех источников энергии (например, КЗ на приемных концах тупиковых линий напряжением 35—220 кВ, КЗ за линейными реакторами электростанций и подстанций, КЗ на стороне низшего напряжения подстанций без синхронных компенсаторов). В этом случае расчетную схему для определения действующего значения периодической составляющей тока в начальный момент КЗ путем преобразований приводят к простейшему виду, определяют начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, эквивалентную постоянную времени затухания  $T_{a,эк}$  и по приведенным выше формулам находят искомые значения токов  $i_{a1}$  и  $i_{уд}$ ;

2) точка КЗ находится вблизи генераторов, синхронных компенсаторов, крупных электродвигателей или блоков генератор — трансформатор. В этом случае схему замещения для определения действующего значения периодической составляющей тока в начальный момент КЗ преобразуют таким образом, чтобы генераторы (синхронные компенсаторы, крупные электродвигатели) или блоки генератор — трансформатор, вблизи которых находится точка КЗ, были выделены в отдельную ветвь (см. ветвь с ЭДС  $E'_r$  и сопротивлением  $x_r$  на рис. 35.4). Все остальные источники энергии и сопротивления соответствующей части схемы до точки КЗ относят к другой ветви, в дальнейшем называемой системой (см. ветвь с ЭДС  $E_c$  и сопротивлением  $x_c$  на рис. 35.4). Затем для каждой ветви отдельно находят действующие значения периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, т. е.  $I_{10}$  и  $I_{c0}$ , и эквивалентные постоянные времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ  $T_{a,r}$  и  $T_{a,c}$ . Искомые значения аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени  $t$  и ударного тока КЗ равны:

$$i_{a1} = \sqrt{2}(I_{r0}e^{-t/T_{a,r}} + I_{c0}e^{-t/T_{a,c}});$$

$$i_{уд} = \sqrt{2}(k_{y,r}I_{r0} + k_{y,c}I_{c0}),$$

где

$$k_{y,r} = 1 + e^{-0,01/T_{a,r}}$$

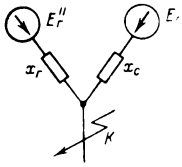


Рис. 35.4. Расчетная схема для определения аperiodической составляющей тока КЗ и ударного тока в случае КЗ вблизи источника энергии

и

$$k_{уд.с} = 1 + e^{-0.01/T_{a,c}}$$

Если данные для определения активных сопротивлений различных элементов расчетной схемы отсутствуют, то при расчете аperiodической составляющей тока КЗ и ударного тока можно использовать данные о средних значениях постоянной времени затухания аperiodической составляющей и ударного коэффициента для характерных элементов и частей электрической системы, приведенные в табл. 35.5.

**Расчет периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени аналитическим методом**

Аналитический расчет периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени сравнительно несложен лишь в простейших случаях.

1. В расчетную схему входит только один или несколько одинаковых симметрично расположенных (относительно точки КЗ) генераторов, причем генераторы не имеют демпферных обмоток, а при форсировке возбуждения напряжение на выводах обмотки возбуждения мгновенно возрастает до предельного значения. В этом случае периодическая составляющая тока КЗ в момент времени  $t$  равна

$$I_{пт} = \frac{E_{гп}}{x_d + x_{вн}} + \left( \frac{E'_g}{x'_d + x_{вн}} - \frac{E_{гп}}{x_d + x_{вн}} \right) e^{-t/T_d}$$

где  $E_{гп}$  — синхронная ЭДС генератора по поперечной оси при предельном токе возбуждения  $I_{гп}$  (обычно принимают  $E_{*гп} = I_{*гп}$ );  $x_d$  — синхронное сопротивление генератора по продольной оси;  $x'_d$  — его переходное сопротивление по продольной оси;  $E'_g$  — переходная ЭДС генератора по поперечной оси до момента КЗ:

$$E'_g \approx E' = \sqrt{(U_{(0)} + I_{(0)}x'_d \sin \varphi_{(0)})^2 + (I_{(0)}x'_d \cos \varphi_{(0)})^2} \approx \approx U_{(0)} + I_{(0)}x'_d \sin \varphi_{(0)}$$

$x_{вн}$  — внешнее сопротивление;  $T'_d = T_{f0} (x'_d + x_{вн}) / (x_d + x_{вн})$ ;  $T_{f0}$  — постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутом статоре.

Таблица 35.5. Значения постоянной времени  $T_d$  и ударного коэффициента для характерных элементов и частей электрической системы

Элемент или часть электрической системы	$T_d$ , с	$k_{уд}$
Турбогенератор мощностью 10–60 МВт	0,16–0,25	1,94–1,955
То же мощностью 100–1000 МВт	0,4–0,54	1,975–1,98
Блок, состоящий из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора, при номинальном напряжении генератора:		
6,3 кВ	0,2	1,95
10,5 кВ	0,15	1,935
Блок, состоящий из трансформатора и турбогенератора мощностью, МВт:		
100–200	0,26	1,965
300	0,32	1,977
500	0,35	1,983
800	0,3	1,967
Система, с которой станция (подстанция) связана воздушными линиями напряжением, кВ		
35	0,02	1,6
110–150	0,02–0,03	1,6–1,717
220–330	0,03–0,04	1,717–1,78
500–750	0,06–0,08	1,85–1,895
Система, с которой сборные шины 6–10 кВ станции (подстанции) связаны через трансформаторы мощностью, МВ·А (в единице).		
80 и выше	0,06–0,15	1,85–1,935
32–63	0,05–0,1	1,82–1,90
Присоединения, защищенные реактором с номинальным током, А:		
1000 и выше	0,23	1,956
До 630 А	0,1	1,904
Распределительные кабельные сети напряжением 6–10 кВ	0,01	1,37

Приведенное выражение для определения периодической составляющей тока КЗ справедливо, пока эта составляющая остается меньше  $U_{ном}/x_{внш}$ . Время  $t_{кр}$ , по прошествии которого  $I_{пр}$  оказывается равной  $U_{ном}/x_{внш}$  и далее остается неизменной, называется критическим. Его можно найти, приравняв правую часть выражения для  $I_{пр}$  и  $U_{ном}/x_{внш}$ .

2. В расчетную схему входит только один генератор с демпферными обмотками, а при форсировке возбуждения напряжение на выводах обмотки возбуждения мгновенно возрастает до предельного значения. В этом случае

$$I_{пр} = \frac{E_{q(0)}}{x_d + x_{внш}} + \left( \frac{E'_q}{x'_{d(1d)} + x_{внш}} - \frac{E_{q(0)}}{x_d + x_{внш}} \right) e^{-t/T'_d} + \left( \frac{E''_q}{x''_d + x_{внш}} - \frac{E'_q}{x'_{d(1d)} + x_{внш}} \right) e^{-t/T''_d} + \left( \frac{E_{qp} - E_{q(0)}}{x_d + x_{внш}} \right) \left( 1 - \frac{T'_d - T_{\sigma 1d}}{T'_d - T''_d} e^{-t/T'_d} + \frac{T''_d - T_{\sigma 1d}}{T'_d - T''_d} e^{-t/T''_d} \right),$$

где  $E_{q(0)}$  — синхронная ЭДС генератора по поперечной оси до момента КЗ (обычно принимают  $E_{*q(0)} = I_{*f(0)}$ );  $E'_q$  и  $E''_q$  — переходная и сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси до момента КЗ (они могут быть приняты равными соответственно  $E'$  и  $E''$ , формулы для их определения приведены выше);  $T'_d$  и  $T''_d$  — постоянные времени затухания переходной и сверхпереходной составляющих тока; эти постоянные времени примерно равны:

$$T'_d \approx T'_f + T'_{1d} \quad T''_d = \sigma' T'_f T'_{1d} / (T'_f + T'_{1d}),$$

где

$$T'_f = \frac{x'_f}{\omega R_f} = \frac{x_f - \frac{x_{ad}^2}{x_d + x_{внш}}}{\omega R_f};$$

$$T'_{1d} = \frac{x'_{1d}}{\omega R_{1d}} = \frac{x_{1d} - \frac{x_{ad}^2}{x_d + x_{внш}}}{\omega R_{1d}};$$

$$\sigma' = 1 - \frac{(x_{\sigma} + x_{внш})^2 x_{ad}^2}{[x_f(x_d + x_{внш}) - x_{ad}^2][x_{1d}(x_d + x_{внш}) - x_{ad}^2]};$$

$x_f$  и  $R_f$  — индуктивное и активное сопротивления обмотки возбуждения;  $x_{1d}$  и  $R_{1d}$  — индуктивное и активное сопротивления продольной демпферной обмотки;

$$x'_{d(1d)} \approx x_d \frac{T'_f + T'_{1d}}{T'_{f0} + T'_{1d0}};$$

$$T'_{1d0} = \frac{x_{1d}}{\omega R_{1d}};$$

$$T_{\sigma 1d} = \frac{x_{\sigma 1d}}{\omega R_{1d}} = \frac{x_{1d} - x_{ad}}{\omega R_{1d}}.$$

### Практические методы расчета периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени

**Расчет при удаленных КЗ.** При приближенных расчетах токов КЗ нет необходимости производить индивидуальный учет всех элементов энергосистемы. Обычно отдельно учитывают только те источники энергии, которые находятся относительно недалеко от места КЗ. Остальную часть энергосистемы представляют в виде одного источника (обычно его называют системой), сопротивление которого принимают равным ее суммарному сопротивлению  $x_c$ , а действующее значение ЭДС неизменным во времени и равным среднему номинальному напряжению той ступени напряжения, к которой приведено сопротивление  $x_c$ .

При КЗ в точке, относительно которой подсчитано сопротивление  $x_c$ , действующее значение периодической составляющей не изменяется во времени

$$I_{пр} = I_{п0} = U_{cp} / (\sqrt{3} x_c)$$

или, если сопротивление системы выражено в относительных единицах при базисных условиях,

$$I_{пр} = I_{п0} = I_6 / x_{*c(6)},$$

где  $I_6$  — базисный ток той ступени напряжения, где находится точка КЗ.

Обычно при расчетах токов КЗ известно не суммарное сопротивление системы, а действующее значение периодической составляющей тока в момент КЗ в какой-либо точке. При этом индуктивное сопротивление системы до этой точки

$$x_c = U_{cp} / (\sqrt{3} I_{п0}) \quad \text{или} \quad x_{*c(6)} = I_6 / I_c.$$

Если источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы), индивидуально введенные в расчетную схему, удалены от точки КЗ настолько, что ток ближайшего к месту КЗ генератора (компенсатора) в начальный момент КЗ не превышает номинальный ток более чем в 2 раза (такие условия имеют место при КЗ за трансформатором собственных нужд блока генератор — трансформатор, за двумя трансформаторами связи, за линейным реактором с небольшим номинальным током, в распределительных сетях 6–10 кВ и т. д.), то все эти источники энергии и остальную часть энергосистемы можно путем соответствующих преобразований схемы, составленной для расче-

та периодической составляющей тока в начальный момент КЗ (т. е. схемы, в которую генераторы и синхронные компенсаторы введены сверхпереходными сопротивлениями и сверхпереходными ЭДС), заменить одним источником и амплитуду его результирующей ЭДС считать неизменной во времени. При этом периодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени

$$I_{пт} = I_{п0} = \frac{E_{*\Sigma}}{x_{*\Sigma}} I_{\delta}$$

или

$$I_{пт} = I_{п0} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}$$

где  $E_{*\Sigma}$  и  $x_{*\Sigma}$  — результирующие ЭДС и сопротивление схемы в относительных единицах при выбранных базисных условиях;  $E_{\Sigma}$  и  $x_{\Sigma}$  — то же в именованных единицах.

**Метод типовых кривых.** Метод типовых кривых [35.8] основан на использовании кривых изменения во времени отношения периодической составляющей тока КЗ от генератора (компенсатора) в произвольный момент времени к начальному значению этой составляющей при различных удаленностях точки КЗ при различных удаленностях точки КЗ (рис. 35.5, а). Эти кривые построены при следующих условиях: кратность форсировки возбуждения для турбогенераторов и синхронных компенсаторов равна двум, а для гидрогенера-

торов — 1,8; постоянная времени нарастания напряжения на обмотке возбуждения синхронной машины при форсировке возбуждения равна нулю.

Отношение периодической составляющей тока КЗ от синхронной машины в произвольный момент времени к начальному значению этой составляющей при принятом способе оценки удаленности КЗ сравнительно мало зависит от параметров машины, а также от нагрузки и места ее подключения, поэтому метод типовых кривых позволяет с достаточной для практики точностью определить ток КЗ от всех современных синхронных машин и при различных схемах электрических соединений электростанций — как при наличии местной нагрузки, так и при ее отсутствии.

Чтобы с помощью типовых кривых определить отношение токов КЗ от синхронной машины в произвольный и начальный моменты времени, нужно предварительно оценить удаленность точки КЗ от этой машины. Обычно под удаленностью точки КЗ понимают приведенное к номинальной мощности и номинальному напряжению машины внешнее сопротивление, которое оказывается между машиной и точкой КЗ. Однако если точка КЗ находится за сопротивлением, которое является общим для рассматриваемого генератора и для других источников энергии, то понятие внешнего сопротивления лишено смысла. Более удобной

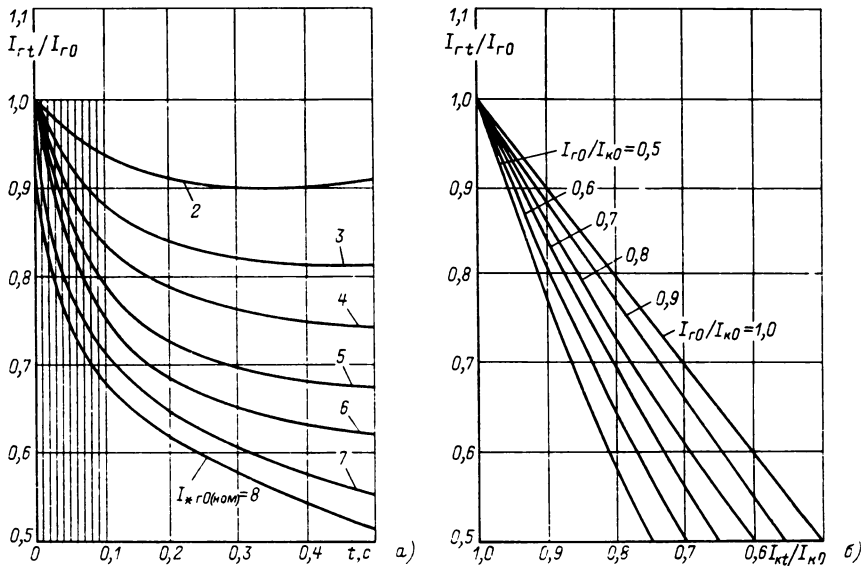


Рис. 35.5. Кривые изменения во времени тока КЗ от синхронной машины (а) и зависимости тока в месте КЗ от тока генератора (б)



и универсальной величиной, которая в полной мере характеризует удаленность точки КЗ от синхронной машины, легко может быть определена в схеме с любым числом источников энергии и позволяет для разнотипных машин построить единые кривые, является отношением периодической составляющей тока генератора (компенсатора) в начальный момент КЗ  $I_{г0}$  к номинальному току  $I_{ном}$ , т. е.

$$I_{*г0(ном)} = I_{г0}/I_{ном}.$$

В общем случае, когда синхронная машина и точка КЗ находятся на разных ступенях напряжения и ток машины в начальный момент КЗ приведен к напряжению той ступени, где находится точка КЗ (обозначим этот ток через  $I_{г0}$ ), относительный ток в начальный момент КЗ  $I_{*г0(ном)}$  следует определять по формуле

$$I_{*г0(ном)} = I_{г0}/I_{ном},$$

где  $I_{ном} = S_{ном}/(\sqrt{3} U_{ср.к})$  — номинальный ток машины, приведенный к среднему номинальному напряжению  $U_{ср.к}$  той ступени напряжения, где рассматривается КЗ.

Если же расчеты тока КЗ проводятся в относительных единицах при произвольно выбранных базисных условиях, то относительный ток генератора (компенсатора) в начальный момент КЗ  $I_{*г0(ном)}$  целесообразно определять по формуле

$$I_{*г0(ном)} = I_{*г0(б)} S_б/S_{ном},$$

где  $I_{*г0(б)}$  — ток синхронного генератора (компенсатора) в начальный момент КЗ, выраженный в относительных единицах при произвольно выбранных базисных условиях;  $S_б$  — базисная мощность.

В тех случаях, когда расчетная схема содержит только один синхронный генератор (компенсатор), расчет периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени по методу типовых кривых ведут в следующей последовательности:

1) по исходной расчетной схеме составляют схему замещения для определения начального значения периодической составляющей тока КЗ (т. е. схему, в которую синхронный генератор или компенсатор вводят сверхпереходным сопротивлением и сверхпереходной ЭДС, найденной с учетом предшествующей нагрузки машины);

2) находят суммарное индуктивное сопротивление схемы замещения относительно точки КЗ и определяют значение периодической составляющей тока генератора (компенсатора) в начальный момент КЗ;

3) по одной из приведенных выше формул находят значение относительного тока генера-

тора (компенсатора) в начальный момент КЗ  $I_{*г0(ном)}$  и, исходя из этого значения, на рис. 35.5, а выбирают соответствующую типовую кривую  $I_{гt}/I_{г0} = f(t)$ ; если  $I_{*г0(ном)}$  оказывается дробным числом, то его округляют до ближайшего целого числа (если разница этих чисел невелика) или производят интерполяцию кривых;

4) по выбранной кривой для расчетного момента времени определяют отношение токов  $I_{гt}/I_{г0} = \gamma_t$ ;

5) определяют искомое значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени  $t$

$$I_{гt} = \gamma_t I_{г0} = \gamma_t I_{*г0(ном)} I_{ном} = \gamma_t I_{*г0(б)} I_б,$$

где  $I_б$  — базисный ток той ступени напряжения, где находится точка КЗ.

Если в схеме имеется несколько генераторов и они не связаны с местом КЗ общим сопротивлением, то при определении периодической составляющей тока трехфазного КЗ в какой-либо момент времени необходимо изложенным способом найти токи от отдельных генераторов и затем определить суммарный ток в месте КЗ.

Метод типовых кривых следует применять при сравнительно небольших удаленностях точки КЗ от генераторов (компенсаторов), а именно когда относительный ток генератора (компенсатора) в начальный момент КЗ  $I_{*г0(ном)} \geq 2$ . При  $I_{*г0(ном)} < 2$  амплитуда тока от синхронной машины практически не изменяется во времени, поэтому такую машину и все еще более удаленные от точки КЗ машины можно, как было сказано выше, объединить с остальной частью энергосистемы и определить суммарный неизменный по амплитуде ток.

В тех случаях, когда точка КЗ находится за сопротивлением  $x_k$ , которое является общим для генератора и системы (рис. 35.6), а удаленность этой точки от генератора такова, что  $I_{*г0(ном)} \geq 2$ , то необходимо учитывать изменение во времени действующих значений периодических составляющих токов генератора и в месте КЗ. Отношение действующих значений периодической составляющей тока в

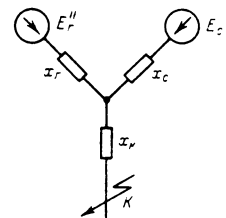


Рис. 35.6. Расчетная схема для определения тока КЗ от синхронного генератора с учетом влияния системы

месте КЗ в произвольный момент времени  $t$  и в начальный момент КЗ, т. е.  $I_{kt}/I_{k0}$ , можно определить с помощью кривых  $I_{kt}/I_{k0} = f(I_{rt}/I_{r0})$ , которые приведены на рис. 35.5, б (для удобства использования ось  $I_{rt}/I_{r0}$  направлена вертикально). Кривые построены для разных отношений  $I_{r0}/I_{k0}$  в пределах от 1 до 0,5. При  $I_{r0}/I_{k0} < 0,5$  изменением во времени действующего значения периодической составляющей тока в месте КЗ можно пренебречь.

Порядок расчета тока в месте КЗ с использованием кривых, приведенных на рис. 35.5, б, таков:

1) по исходной расчетной схеме составляют схему замещения для определения начального значения периодической составляющей тока КЗ;

2) путем преобразований схему замещения приводят к виду, показанному на рис. 35.6;

3) находят суммарное индуктивное сопротивление всей схемы  $x_{\Sigma}$  и суммарную ЭДС  $E_{\Sigma}$  и определяют начальное значение тока в месте КЗ:

$$I_{k0} = E_{\Sigma}/x_{\Sigma};$$

4) определяют начальное значение тока генераторной ветви

$$I_{r0} = \frac{E'_{r0} - I_{k0}x_{kx}}{x_1};$$

5) находят  $I_{k10(\text{ном})}$ , а также отношение  $I_{r0}/I_{k0}$  и по ним выбирают соответствующие кривые на рис. 35.5;

6) для расчетного момента времени  $t$  по выбранной в п. 5 кривой  $I_{rt}/I_{r0} = f(t)$  находят отношение  $I_{rt}/I_{r0}$  и затем, используя выбранную на рис. 35.5, б кривую  $I_{kt}/I_{k0} = f(I_{rt}/I_{r0})$ , определяют отношение  $I_{kt}/I_{k0}$ ;

7) определяют искомое действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ в расчетный момент времени  $t$ .

### 35.4. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

#### Общие сведения

Для расчета несимметричных КЗ и неполнофазных режимов обычно применяют метод симметричных составляющих. Зависимость между переменными, выраженными в фазных координатах  $\underline{F}_A, \underline{F}_B, \underline{F}_C$ , и переменными в симметричных координатах  $\underline{F}_{A1}, \underline{F}_{A2}, \underline{F}_{A0}$  определяется следующими соотношениями:

$$\begin{pmatrix} \underline{F}_A \\ \underline{F}_B \\ \underline{F}_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{F}_{A1} \\ \underline{F}_{A2} \\ \underline{F}_{A0} \end{pmatrix}$$

или

$$\begin{pmatrix} \underline{F}_{A1} \\ \underline{F}_{A2} \\ \underline{F}_{A0} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{F}_A \\ \underline{F}_B \\ \underline{F}_C \end{pmatrix}.$$

Здесь  $\underline{F}$  — комплексы напряжения  $\underline{U}$ , тока  $\underline{I}$ ;  $a$  — оператор изменения аргумента вектора

$$\left( a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j2\pi/3}; \text{соответственно } a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}; a^2 + a + 1 = 0 \right).$$

Соответствие между параметрами режима определяется матрицей системы симметричных координат

$$S = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix}$$

или обратной матрицей

$$S^{-1} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}.$$

Таким образом, перевод из симметричных координат  $\underline{F}_S$  в фазные  $\underline{F}$  и обратно производится по формулам  $\underline{F} = S\underline{F}_S$  и  $\underline{F}_S = S^{-1}\underline{F}$ .

В однолинейном исполнении составляют схему прямой, обратной и нулевой последовательностей и рассчитывают эквивалентную ЭДС прямой последовательности  $\underline{E}_{A\Sigma}$  и результирующие сопротивления относительно точки КЗ схем всех трех последовательностей:  $x_{1\Sigma}$ ,  $x_{2\Sigma}$  и  $x_{0\Sigma}$  (рис. 35.7). Для удобства расчета принимают условно фазу  $A$  за особую.

Схему прямой последовательности составляют так же, как для расчета соответствующего симметричного режима. Напряжение в месте повреждения не равно нулю, как это имеет место при расчете трехфазного КЗ (при несимметричном КЗ  $\underline{U}_{kA1}$ , при неполнофазном режиме  $\Delta\underline{U}_{LA1}$ ). ЭДС и сопротивления генераторов, электрических двигателей и нагрузки определяются расчетным моментом времени; схема обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме прямой последовательности. Генераторы, электрические двигатели и нагрузки учитывают сопротивлениями для токов обратной последовательности (поперечными ветвями). ЭДС источников питания в схеме обратной последовательности отсутствуют, в месте повреждения приложено напряжение обратной последовательности ( $\underline{U}_{kA2}$  при несимметричном КЗ и  $\Delta\underline{U}_{LA2}$  при неполнофазном режиме).

Схема нулевой последовательности, как и

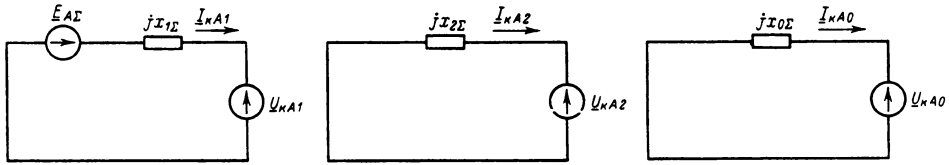


Рис. 35.7. Схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей при несимметричных КЗ

схема обратной, не содержит ЭДС; в месте повреждения приложено напряжение ( $U_{кA0}$  или  $\Delta U_{LA0}$ ). Конфигурация схемы нулевой последовательности определяется схемой сети повышенных напряжений (110 кВ и выше), схемами соединения обмоток трансформаторов и режимом заземления их нейтралей.

Симметричные составляющие токов в месте повреждения условно направляют к точке КЗ или к месту обрыва и обозначают соответственно  $I_{кA1}$ ,  $I_{кA2}$ ,  $I_{кA0}$  или  $I_{LA1}$ ,  $I_{LA2}$ ,  $I_{LA0}$ .

Сопrotивления всех статических элементов системы, не имеющих подвижных магнитно-связанных контуров (реакторы, трансформаторы, воздушные и кабельные линии), выполненных симметрично (сопротивления самоиндукции  $x_L$  и взаимной индукции между фазами  $x_M$  одинаковые для всех фаз), в фазных координатах определяют так:

$$x = \begin{pmatrix} x_L & x_M & x_M \\ x_M & x_L & x_M \\ x_M & x_M & x_L \end{pmatrix}.$$

При переходе к симметричным координатам сопротивления при принятых условиях определяют по следующему выражению:

$$x_S = \begin{pmatrix} x_1 & 0 & 0 \\ 0 & x_2 & 0 \\ 0 & 0 & x_0 \end{pmatrix}.$$

где  $x_1 = x_2 = x_L - x_M$  и  $x_0 = x_L + 2x_M$ ;  $x_L$  — собственное сопротивление фаз;  $x_M$  — среднее взаимное сопротивление фаз.

Матрица сопротивлений в симметричных координатах содержит только диагональные элементы; это означает, что схемы отдельных последовательностей не связаны между собой и могут рассматриваться отдельно (рис. 35.7).

#### Параметры электрических машин для токов обратной последовательности

Спротивления электрических машин для токов обратной последовательности зависят от

места приложения напряжения обратной последовательности по отношению к выводам машины и от гармонического состава токов. Спротивление синхронных машин для токов обратной последовательности с учетом всех высших гармонических составляющих токов в том случае, когда источник обратной последовательности приложен за сопротивлением  $x_{внш}$ , определяется по формуле

$$x_2 = \sqrt{(x_d'' + x_{внш})(x_q'' + x_{внш})} - x_{внш}.$$

В приближенных расчетах можно принять  $x_2 = 1,22x_d''$ .

Спротивление асинхронных двигателей токам обратной последовательности равно сверхпереходному сопротивлению:

$$x_{д2} = x_{д''}.$$

Аналогично для обобщенной нагрузки:

$$x_{*н2} = x_{*н''} = 0,35.$$

#### Схемы замещения и параметры трансформаторов для токов нулевой последовательности

При составлении схемы нулевой последовательности не учитывают токи намагничивания трехфазных четырех- и пятистержневых (броневых) и групп однофазных трансформаторов; схему составляют от места повреждения, где приложено напряжение нулевой последовательности. Схемы замещения трансформаторов для токов нулевой последовательности и их параметры при различных вариантах соединения обмоток приведены на рис. 35.8. Схемы составлены при неучете ветви намагничивания; сопротивления всех элементов схемы отнесены к одной ступени напряжения. Трансформатор имеет бесконечно большое сопротивление для токов нулевой последовательности при повреждении со стороны обмотки, соединенной в треугольник, и со стороны обмотки, соединенной в звезду с разземленной нейтралью.

Если вторичная обмотка трансформатора соединена в звезду с разземленной или с заземленной нейтралью, но в цепи обмотки отсутствует замкнутый контур для протекания

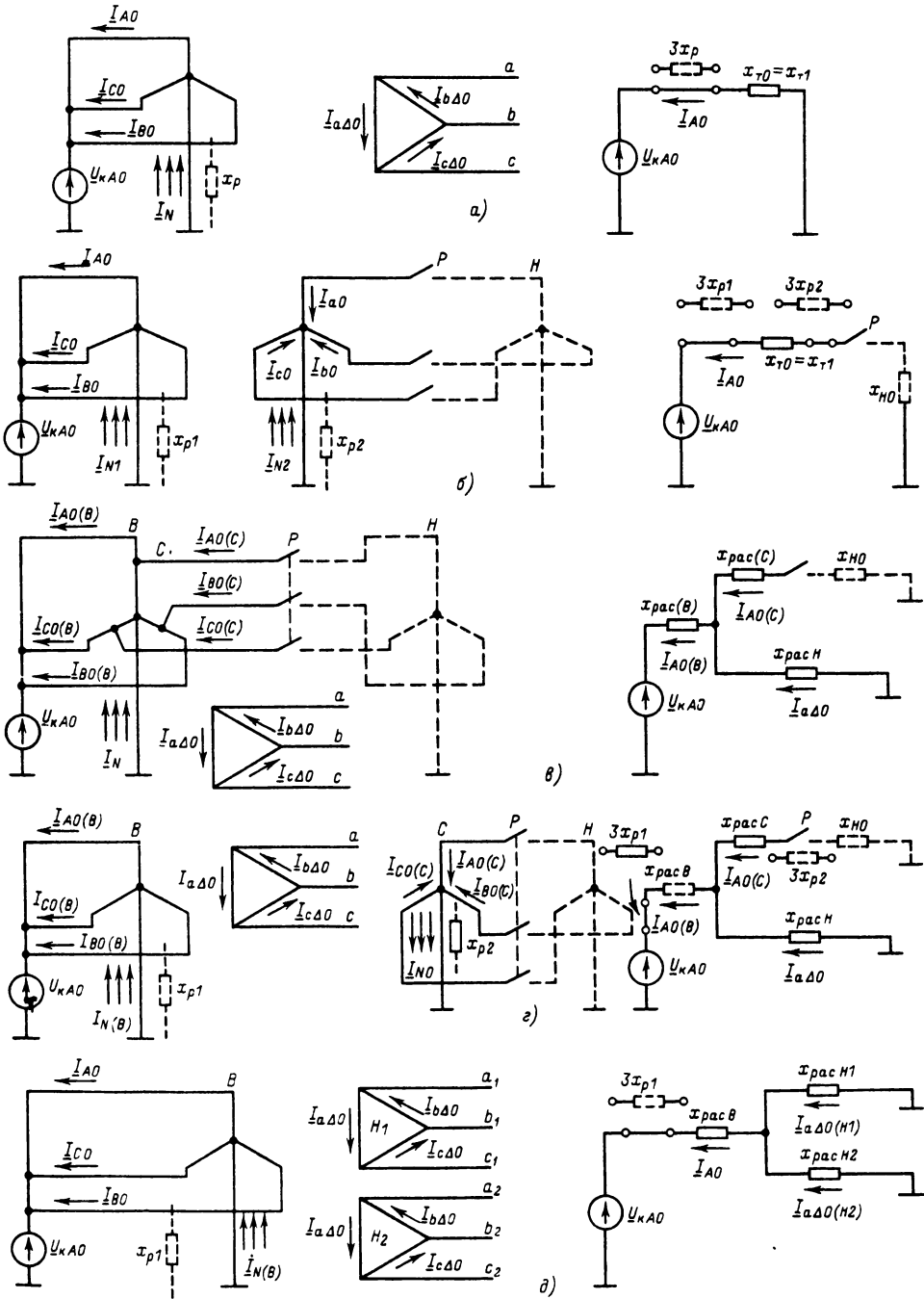


Рис. 35.8. Пути циркуляции токов нулевой последовательности в трансформаторах с различными схемами соединения обмоток и схем замещения:

а - двухобмоточный трансформатор  $\text{Y}/\Delta$ ; б - то же  $\text{Y}/\text{Y}$ ; в - автотрансформатор  $\text{Y}_{\text{авто}}/\Delta$ ; г - трехобмоточный трансформатор  $\text{Y}/\text{Y}/\Delta$ ; д - двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения  $\text{Y}/\Delta-\Delta$

токов нулевой последовательности (рубильник *P* отключен), эта обмотка в схему нулевой последовательности не войдет.

Параметры трехфазных трансформаторов с трехстержневым магнитопроводом резко отличаются от параметров четырех- и пятистержневых трансформаторов. Вследствие других путей прохождения магнитных потоков нулевой последовательности в схемах замещения этих трансформаторов необходимо учитывать ветвь намагничивания. Сопротивление ветви намагничивания в зависимости от конструкции составляет 0,3–1,0 относительных единиц (точное значение определяется экспериментальным путем).

Ток в нейтрали трансформатора равен утроенному току нулевой последовательности соответствующей обмотки. Ток в нейтрали автотрансформатора равен утроенной разности токов нулевой последовательности (выраженных в именованных единицах) обмоток высшего и среднего напряжений. Если токи определены в относительных единицах  $I_{*0(B)}$ ,  $I_{*0(C)}$ , то ток в нейтрали автотрансформатора

$$I_{N_{ат}} = 3 \left( I_{*0(B)} \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6(B)}} - I_{*0(C)} \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6(C)}} \right).$$

Сопротивление реактора, включенного в нейтраль трансформатора, в схеме замещения нулевой последовательности учитывают утроенным значением и включают последовательно с той обмоткой, в нейтраль которой он включен.

**Сопротивление линий токам нулевой последовательности**

Соотношения между сопротивлениями нулевой  $x_0$  и прямой  $x_1$  последовательностей имеют следующие значения:

Одноцепная воздушная линия без троса	
или со стальным тросом . . . . .	3,5
То же с тросом из провода АС . . . . .	2,0–2,5
Кабель . . . . .	3,5–4,5

Активное сопротивление кабеля для токов нулевой последовательности примерно в 10 раз больше активного сопротивления прямой последовательности.

Сопротивление нулевой последовательности взаимной индукции двух цепей линии электропередачи (рис. 35.9), Ом/км,

$$x_{1-110} = 0,435 l g \frac{D_3}{D_{1-11}},$$

где  $D_{1-11} = \sqrt{d_{AA'} d_{AB'} \dots d_{CC'}}$  – среднее геомет-

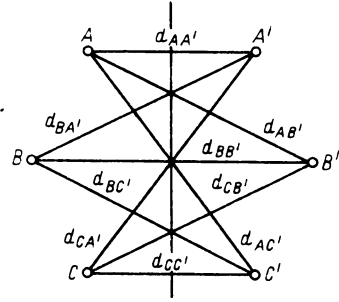


Рис. 35.9. Расположение проводов двухцепной линии электропередачи на одной опоре

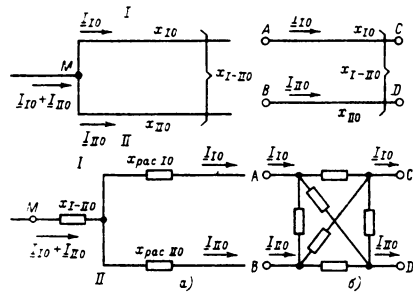


Рис. 35.10. Исходная схема и схема замещения двухцепной линии электропередачи, если цепи соединены на одном конце (а) или не имеют электрического соединения по концам (б)

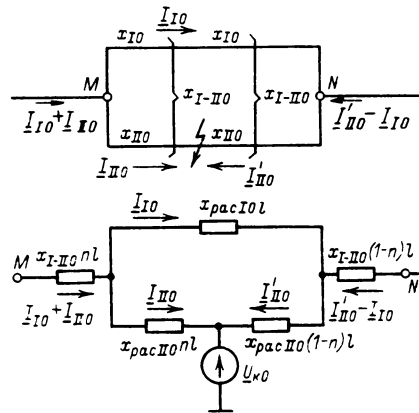


Рис. 35.11. Исходная схема и схема замещения двухцепной линии при КЗ на одной цепи. Общая длина линии  $l$ , км; повреждение на расстоянии  $nl$  от точки *M* и  $(1-n)l$  от точки *N*

рическое расстояние между цепями;  $D_3 \approx 935$  м [35.4].

Значение сопротивления  $x_{1-110}$  находится в пределах 0,9–1 Ом/км при расположении цепей без троса на одной опоре и уменьшается до нуля при расстоянии между цепями более 500 м.

В расчетах токов КЗ ручным способом или на расчетных моделях постоянного тока для учета взаимной индукции двух цепей используют схему замещения на рис. 35.10, а. По аналогии с трансформатором ветвь линии учитывают сопротивлением рассеяния  $x_{рас10} = x_{10} - x_{1-110}$ , где  $x_{10}$  – сопротивление нулевой последовательности цепи I без учета магнитной связи с цепью II. Соответственно  $x_{рас110} = x_{110} - x_{1-110}$ .

Сопротивление взаимной индукции включается на сумму (разность) токов двух цепей.

На рис. 35.11 представлена эквивалентная схема замещения нулевой последовательности при КЗ на одной цепи двухцепной линии электропередачи.

Схему замещения (рис. 35.10, а) применяют при двух и более магнитно-связанных цепях, если они имеют одну или две общие точки по концам. Если цепи не имеют общих точек, то применение этой схемы при числе цепей более двух невозможно. При двух магнитно-связанных цепях, не имеющих общих точек по концам, сопротивление взаимной индукции включают в ту ветвь схемы замещения нулевой последовательности, где протекает сумма токов двух цепей. Эти и более сложные случаи рассмотрены в [35.4].

Если две магнитно-связанные цепи являются одновременно параллельными электрически цепями, то в расчетах можно использовать сопротивление одной фазы одной цепи с учетом влияния второй:  $x'_{10} = x_{10} + x_{1-110}$ . Для средних параметров цепей линии напряжением 110 кВ и выше при расположении их на одной опоре  $x'_{10} = (5,5-6)x_1$  – для линии без троса или со стальным тросом и  $x'_{10} = (3-4)x_1$  – для линии с тросом из АС.

При расчете токов КЗ на ЭВМ для учета взаимной индукции нескольких цепей, не имеющих общих точек по концам, применяют другие методы. Наибольшее распространение получил метод замены магнитно-связанных цепей линии электропередачи эквивалентным многополюсником. Для двух цепей схема эквивалентного четырехполюсника представлена на рис. 35.10, б. сопротивления ветвей его определяются собственными и взаимными сопротивлениями магнитно-связанных цепей. Алгоритмы, разработанные на основе этого метода, наглядны, просты в реализации, универсальны и вписываются в любой метод

вычислений узловых сопротивлений. Число магнитно-связанных цепей не ограничено.

В ряде программ используют метод наращивания матрицы узловых сопротивлений. Алгоритм расчета значительно усложняется с увеличением числа взаимосвязанных цепей.

Применяют также метод, в котором индуктивная связь цепей учитывается включением в каждую цепь зависимых источников напряжения. Матрицы узловых сопротивлений составляют вначале без учета взаимной индукции, а затем в них вводят учитывающие ее поправки. Опыт применения этого метода показал компактность и простоту его алгоритма при учете различных изменений в группе взаимосвязанных цепей [35.9].

#### Расчет токов и напряжений при несимметричных КЗ

Согласно правилу эквивалентности прямой последовательности для различных видов повреждений ток прямой последовательности определяют как ток трехфазного КЗ, удаленного на дополнительное индуктивное сопротивление  $x_{\Delta}^{(n)}$ :

$$I_{кА1}^{(n)} = E_{А\Sigma} / j(x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(n)}).$$

Сопротивление  $x_{\Delta}^{(n)}$  различно для разных видов КЗ и определяется результирующими сопротивлениями обратной и нулевой последовательности.

Модуль вектора периодической составляющей тока поврежденной фазы в месте КЗ

$$I_{к}^{(n)} = m^{(n)} | I_{кА1}^{(n)} |,$$

где  $m^{(n)}$  – коэффициент пропорциональности, зависящий от вида КЗ.

Основные расчетные формулы для токов и напряжений в месте повреждения, а также для  $x_{\Delta}^{(n)}$  и  $m^{(n)}$  даны в табл. 35.6. Векторные диаграммы, построенные по симметричным составляющим токов и напряжений в месте КЗ, для различных видов повреждений даны на рис. 35.12. На рис. 35.13 представлены комплексные схемы замещения. По соотношениям табл. 35.6 могут быть определены токи и напряжения только в месте КЗ.

Для определения токов и напряжений в различных ветвях и точках схемы находят их симметричные составляющие по схемам соответствующих последовательностей, затем определяют (аналитически или путем графического построения векторных диаграмм) действительные значения фазных токов и напряжений.

При переходе через трансформатор с нечетной группой соединений обмоток  $Y/\Delta-N$  (где  $N$  – номер группы соединения обмоток: 1, 3, 5, 7, 9, 11) векторы фазных напряжений

Таблица 35.6. Расчетные формулы для определения симметричных составляющих и фазных токов и напряжений различных видов несимметричных КЗ

Расчетная величина	Обозначение	Двухфазное КЗ К <sup>(2)</sup>	Двухфазное КЗ на землю К <sup>(1,1)</sup>	Однофазное КЗ на землю К <sup>(1)</sup>
Дополнительное сопротивление	$x_{\Sigma}^{(n)}$	$x_{2\Sigma}$	$x_{2\Sigma} \parallel x_{0\Sigma}$	$x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$
Коэффициент	$m^n$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{0\Sigma} x_{2\Sigma}}{(x_{0\Sigma} + x_{2\Sigma})^2}}$	3
Ток прямой последовательности	$\underline{I}_{KA1}^{(n)}$	$\frac{E_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}$	$\frac{E_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} \parallel x_{0\Sigma})}$	$\frac{E_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})}$
Ток обратной последовательности	$\underline{I}_{KA2}^{(n)}$	$-\underline{I}_{KA1}$	$-\underline{I}_{KA1} \frac{x_{0\Sigma}}{x_{0\Sigma} + x_{2\Sigma}}$	$\underline{I}_{KA1}$
Ток нулевой последовательности	$\underline{I}_{KA0}^{(n)}$	0	$-\underline{I}_{KA1} \frac{x_{2\Sigma}}{x_{0\Sigma} + x_{2\Sigma}}$	$\underline{I}_{KA1}$
Ток в фазе А	$\underline{I}_{KA}$	0	0	$3\underline{I}_{KA1}$
Ток в фазе В	$\underline{I}_{KB}$	$a^2 \underline{I}_{KA1} - a \underline{I}_{KA1}$	$\underline{I}_{KA1} \left[ a^2 - \frac{ax_{0\Sigma} + x_{2\Sigma}}{x_{0\Sigma} + x_{2\Sigma}} \right]$	0
Ток в фазе С	$\underline{I}_{KC}$	$\underline{I}_{KA1} (a - a^2)$	$\underline{I}_{KA1} \left[ a - \frac{a^2 x_{0\Sigma} + x_{2\Sigma}}{x_{0\Sigma} + x_{2\Sigma}} \right]$	0
Напряжение фазы А	$\underline{U}_{KA}$	$2\underline{I}_{KA1} j x_{2\Sigma}$	$3\underline{I}_{KA1} j \frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$	0
Напряжение фазы В	$\underline{U}_{KB}$	$-\underline{I}_{KA1} j x_{2\Sigma}$	0	$-\underline{I}_{KA1} j [x_{2\Sigma} (a^2 - a) + x_{0\Sigma} (a^2 - 1)]$
Напряжение фазы С	$\underline{U}_{KC}$	$-\underline{I}_{KA1} j x_{2\Sigma}$	0	$\underline{I}_{KA1} j [x_{2\Sigma} (a - a^2) + x_{0\Sigma} (a - 1)]$
Ток в земле	$\underline{I}_{\Sigma}^{(n)}$	0	$-3\underline{I}_{KA1} \frac{x_{2\Sigma}}{x_{0\Sigma} + x_{2\Sigma}}$	$3\underline{I}_{KA1}$

и токов смещаются по фазе. В Советском Союзе в качестве типовых приняты группы соединений обмоток трансформатора  $\Upsilon/\Upsilon-0$  и  $\Upsilon/\Delta-11$ .

Токи в фазах на обеих сторонах трансформатора с соединением обмоток  $\Upsilon/\Delta-11$  связаны между собой следующими соотношениями:

$$\underline{I}_a = \underline{I}_{a\Delta} - \underline{I}_{b\Delta} = (\underline{I}_A - \underline{I}_B) \frac{w_Y}{w_{\Delta}} = \frac{\underline{I}_A - \underline{I}_B}{\sqrt{3}} n_n;$$

$$\underline{I}_b = \underline{I}_{b\Delta} - \underline{I}_{c\Delta} = (\underline{I}_B - \underline{I}_C) \frac{w_Y}{w_{\Delta}} = \frac{\underline{I}_B - \underline{I}_C}{\sqrt{3}} n_n;$$

$$\underline{I}_c = \underline{I}_{c\Delta} - \underline{I}_{a\Delta} = (\underline{I}_C - \underline{I}_A) \frac{w_Y}{w_{\Delta}} = \frac{\underline{I}_C - \underline{I}_A}{\sqrt{3}} n_n,$$

или в матричной форме записи

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_a \\ \underline{I}_b \\ \underline{I}_c \end{pmatrix} = \frac{n_n}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{pmatrix},$$

где  $n_n$  — линейный коэффициент трансформации, равный отношению номинальных линейных напряжений трансформатора.

Для трансформатора с четной группой соединений он равен отношению чисел витков обмоток ВН и НН:  $n_n = w_{YB}/w_{YN}$ , с нечетной группой соединений  $n_n = \sqrt{3} w_Y/w_{\Delta}$ . За положительное принято направление токов в сквозном режиме.

При переходе к симметричным координатам, используя соотношение между токами в

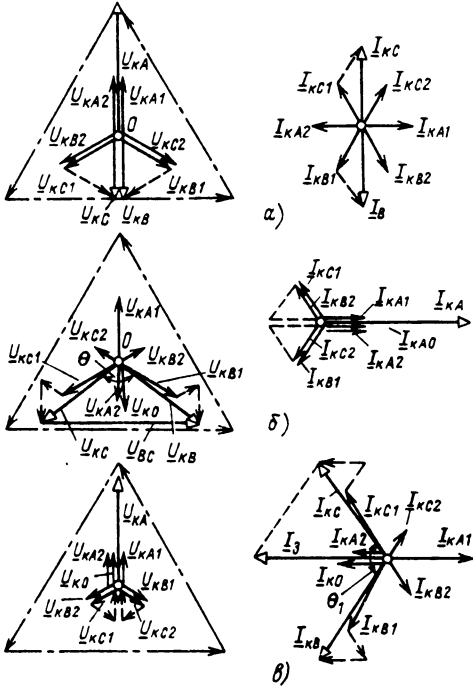


Рис. 35.12. Векторные диаграммы напряжений и токов в месте повреждения при двухфазном (а), однофазном (б) и двухфазном КЗ на землю (в)

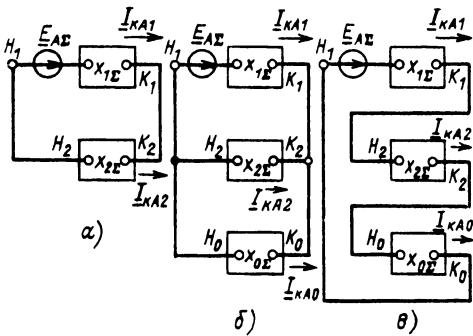


Рис. 35.13. Комплексные схемы замещения при КЗ: а – двухфазное, б – двухфазное на землю; в – однофазное (Н и К – обозначения начала и конца схемы)

фазных и симметричных координатах, имеем:

$$\begin{pmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{pmatrix} = \underbrace{S^{-1} \frac{n_n}{\sqrt{3}} S}_{M_I(N)} \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{A1} \\ I_{A2} \\ I_{A0} \end{pmatrix}$$

или

$$I_{aS} = M_I(N) I_{AS}$$

В табл. 35.7 даны соотношения между симметричными составляющими токов и напряжений трансформаторов типовых групп соединений обмоток  $\Upsilon/\Upsilon_n-0$  и  $\Upsilon/\Delta-11$ .

При переходе через трансформатор с четной группой соединений векторы симметричных составляющих токов и напряжений не изменяются по фазе. При переходе через трансформатор с нечетной группой соединений со стороны  $\Upsilon$  на  $\Delta$  векторы симметричных составляющих последовательности смещаются на угол  $-30^\circ N$ , обратной последовательности – на угол  $+30^\circ N$ .

Например, для токов

$$I_{a1} = n_n e^{-j30^\circ N} I_{A1};$$

$$I_{a2} = n_n e^{+j30^\circ N} I_{A2}.$$

Токи нулевой последовательности за обмоткой трансформатора, соединенной в треугольник, отсутствуют. На рис. 35.14 представлено смещение по фазе векторов напряжений прямой и обратной последовательностей при переходе через трансформатор с соединением обмоток  $\Upsilon/\Delta-11$ . На рис. 35.15 даны векторные диаграммы фазных токов в месте повреждения и за трансформатором  $\Upsilon/\Delta-11$ , модули векторов выражены в относительных единицах ( $n_n = 1$ ).

Пример 1. При однофазном КЗ в точке К схемы рис. 35.16 определить в начальный

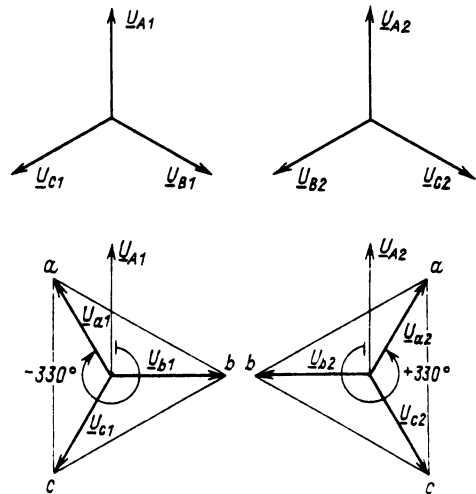


Рис. 35.14. Смещение по фазе напряжений прямой и обратной последовательностей в трансформаторе с соединением обмоток  $\Upsilon/\Delta-11$



Таблица 35.7. Соотношения между симметричными составляющими токов и напряжений

Номер группы соединений	Общий множитель $p$	$\underline{I}_{aS} = \underline{M}_{I(H)} \underline{I}_{aS}$	$\underline{I}_{AS} = \underline{M}_{I(B)} \underline{I}_{aS}$	$\underline{U}_{aS} = \underline{M}_{U(H)} \underline{U}_{aS}$	$\underline{U}_{AS} = \underline{M}_{U(B)} \underline{U}_{aS}$
		$\underline{M}_{I(H)}$	$\underline{M}_{I(B)}$	$\underline{M}_{U(H)}$	$\underline{M}_{U(B)}$
$Y/Y_{H-0}$	$n_1$	$p \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$	$\frac{1}{p} \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$	$\frac{1}{p} \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$	$p \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$
$Y/\Delta-11$	$\frac{n_1}{\sqrt{3}}$	$p \begin{vmatrix} 1-a^2 & 0 & 0 \\ 0 & 1-a & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$	$\frac{1}{p} \begin{vmatrix} 1-a & 0 & 0 \\ 0 & 1-a^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$	$\frac{1}{3p} \begin{vmatrix} 1-a^2 & 0 & 0 \\ 0 & 1-a & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$	$3p \begin{vmatrix} 1-a & 0 & 0 \\ 0 & 1-a^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$

момент токи в месте повреждения и в турбогенераторе Г1. Построить векторные диаграммы токов, определить ток в нейтрали автотрансформатора.

Схема и группа соединений обмоток Т1 Y/Δ-11.

Напряжение на шинах системы подерживается неизменным и равным 230 кВ.

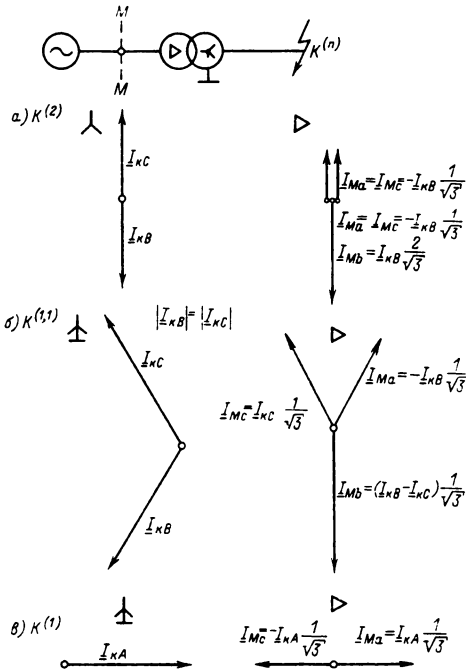


Рис. 35.15. Векторные диаграммы токов в месте КЗ и за трансформатором Y/Δ-11 (в сечении М-М):

а - двухфазное, б - двухфазное на землю; в - однофазное

Короткое замыкание - на одной цепи двухцепной линии электропередачи на расстоянии  $l_k = 100$  км от шин электростанции.

Данные элементов системы:

турбогенераторы Г1 и Г2:  $P_{ном} = 200$  МВт;  $\cos \varphi_{ном} = 0,85$ ;  $U_{ном} = 15,75$  кВ;  $x_d'' = x_2 = 0,2$ .

В предшествующем режиме генераторы работали с номинальной нагрузкой при номинальном напряжении на выводах.

Трансформаторы Т1:  $S_{ном} = 250$  МВ·А;  $u_k \% = 11 \%$ ; 242/15,75; Т2:  $S_{ном} = 250$  МВ·А;  $u_k \% = 10,5 \%$ ; 121/15,75;

АТ:  $S_{ном} = 200$  МВ·А;  $u_{квс} \% = 10,6 \%$ ;  $u_{квн} = 31 \%$ ;  $u_{кСН} \% = 18,9$ ; 230/135/13,8.

Линия  $l = 200$  км;  $x_{уд1} = 0,4$  Ом/км;  $x_{10} = x_{110} = 1,4$  Ом/км;  $x_{1-110} = 0,9$  Ом/км.

Нагрузка Н:  $S_{ном} = 180$  МВ·А;  $U_{ном} = 115$  кВ.

На рис. 35.17 представлены схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Сопротивления рассчитаны в относительных единицах (их порядковые но-

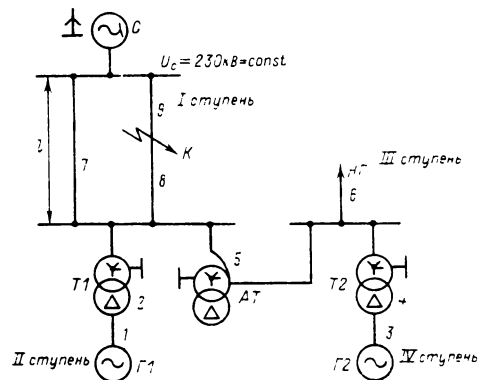


Рис. 35.16. Исходная схема системы для примера 1

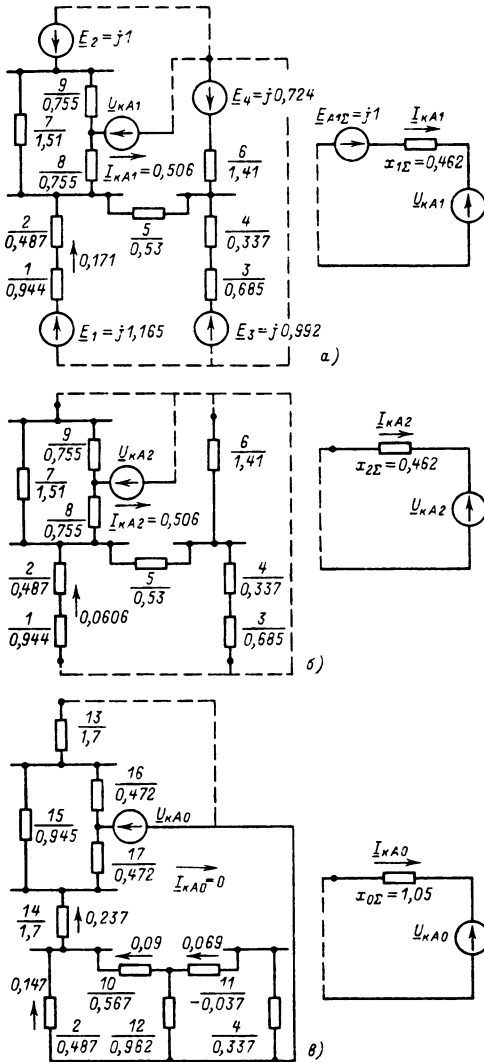


Рис. 35.17. Схемы прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей и их преобразования

мера указаны в числителе, а значения — в знаменателе) при следующих базисных условиях:

- $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{6I} = 230 \text{ кВ}$ ;  $I_{6I} = 2,5 \text{ кА}$ ;
- $U_{6II} = 230 \cdot 135/230 = 135 \text{ кВ}$ ;  $I_{6II} = 4,28 \text{ кА}$ ;
- $U_{6III} = 230 \cdot 15,75/242 = 14,85 \text{ кВ}$ ;  $I_{6III} = 38,66 \text{ кА}$ ;
- $U_{6IV} = 135 \cdot 15,75/121 = 17,55 \text{ кВ}$ ;  $I_{6IV} = 32,93 \text{ кА}$ .

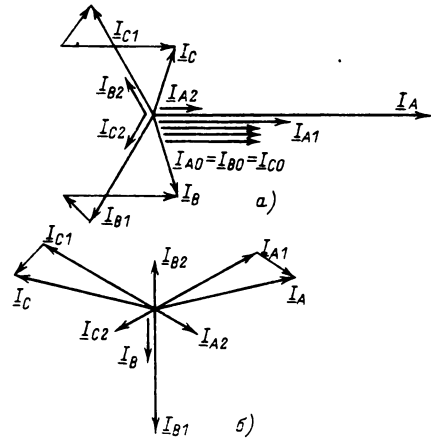


Рис. 35.18. Векторные диаграммы токов на стороне повышенного напряжения Т1 (а) и на стороне генераторного напряжения (б)

**Ток прямой последовательности в месте повреждения**

$$I_{*kA1} = \frac{E_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})} = \frac{j1}{j(0,462 + 0,462 + 1,05)} = 0,506.$$

**Полный ток в поврежденной фазе**

$$I = 3 \cdot 0,506 \cdot 2,5 = 3,8 \text{ кА};$$

$$U_{*kA1} = 0,506j(0,462 + 1,05) = j0,765.$$

Распределение токов по ветвям схем отдельных последовательностей дает следующие результаты:

**Ток прямой последовательности в ветви Г1**

$$I_{*1(G1)} = 0,171 \text{ или } I_{1G1} = 0,171 \cdot 38,66 = 6,61 \text{ кА}.$$

**Ток обратной последовательности в ветви Г1**

$$I_{*2(G1)} = 0,0606 \text{ или } I_{2(G1)} = 0,0606 \cdot 38,66 = 2,34 \text{ кА}.$$

**Ток нулевой последовательности на стороне повышенного напряжения Т1**

$$I_{*0(T1)} = 0,147 \text{ или } I_{0(T1)} = 0,147 \cdot 2,5 = 0,367 \text{ кА}.$$

**Ток нулевой последовательности в обмотках АТ:**

**повышенного напряжения**

$$I_{*0AT(B)} = 0,09 \text{ или } I_{0AT(B)} = 0,09 \cdot 2,5 = 0,225 \text{ кА};$$

**среднего напряжения**

$$I_{*0AT(C)} = 0,069 \text{ или } I_{0AT(C)} = 0,069 \cdot 4,28 = 0,295 \text{ кА}.$$

Ток в нейтрали  $AT$

$$I_{N,AT} = 3(0,295 - 0,225) = 0,21 \text{ кА.}$$

На рис. 35.18 представлены векторные диаграммы токов трансформатора  $T1$ .

### Применение ЭВМ при расчете токов КЗ

Схемы замещения для расчета токов КЗ в современных электрических системах могут быть очень сложными. Число узлов в электрических сетях исчисляется сотнями и даже тысячами. Сложность процессов при внезапных КЗ синхронных генераторов существенно возрастает с увеличением числа машин, включенных в различные точки электрической системы. Расчет токов КЗ возможен только с применением ЭВМ.

Основное требование к программе расчета токов КЗ в сложной электрической системе заключается в том, что многовариантные расчеты в различных точках при всевозможных изменениях в схеме (отключение и подключение ветвей, каскадное отключение и пр.) при допустимой точности не должны приводить к существенному увеличению времени счета. Помимо того, предъявляются общие требования простоты подготовки исходных данных и обработки результатов, а также компактности и простоты алгоритма. Характеристики программы расчета токов КЗ определяются методом расчета и способом реализации этого метода.

Математическое описание сложной электрической системы при определенных допущениях может быть сведено к составлению системы линейных алгебраических уравнений. Допущения связаны с неучетом насыщения трансформаторов и реакторов, с моделированием нагрузок постоянными шунтами, а также с представлением синхронных генераторов источниками неизменной по амплитуде ЭДС и соответствующим сопротивлением, что возможно при расчете периодической составляющей токов КЗ в один заданный момент времени.

Математическое описание электрической сети возможно с использованием уравнений контурных токов, уравнений узловых напряжений или их комбинацией. В матричной форме записи системы уравнений контурных токов имеют следующий вид:

$$\underline{Z}_k \underline{I}_k = \underline{E}_k,$$

где  $\underline{Z}_k$  — квадратная матрица собственных и взаимных сопротивлений независимых контуров;  $\underline{I}_k$ ,  $\underline{E}_k$  — столбцовые матрицы контурных токов и ЭДС.

Система уравнений узловых напряжений для исходной сети в матричном виде записывается следующим образом:

$$\underline{Y}_{y3} \underline{U}_{y3} = \underline{I}_{y3},$$

где  $\underline{Y}_{y3}$  — квадратная матрица собственных и взаимных узловых проводимостей; порядок матрицы равен числу узлов исходной схемы — без учета базисного узла, в качестве которого принимается узел нулевого потенциала;  $\underline{U}_{y3}$ ,  $\underline{I}_{y3}$  — столбцовые матрицы узловых напряжений и токов.

Широкое распространение для исследования аварийных режимов получил метод узловых напряжений. Вследствие более сложной реализации на ЭВМ метод контурных токов применяется реже. Его основное преимущество заключается в простоте учета взаимной индукции линий электропередачи в схемах нулевой последовательности, однако при необходимости расчета многовариантных задач с соответствующими изменениями исходной схемы метод контурных токов приводит к увеличению времени счета.

Из многочисленных методов решения линейных алгебраических уравнений нашли применение три метода:

- 1) Гаусса — Зейделя (итерационный метод);
- 2) Гаусса;
- 3) узловых сопротивлений ( $Z$ -метод).

Итерационные методы в расчетах токов КЗ применяют редко. Сходимость этих методов существенно зависит от элементов матрицы и коэффициентов исходных уравнений. Любой итерационный метод требует большей затраты машинного времени по сравнению с прямыми методами. На основе метода Гаусса разработано много алгоритмов расчета, которые по существу отличаются только объемом входной и выходной информации и способом перенумерации узлов исходной системы при реализации решения на ЭВМ. Широкое применение получили также программы, разработанные на основе метода обращения матрицы узловых проводимостей ( $Z$ -метод). Этот метод эффективен при многовариантных расчетах токов КЗ, однако может применяться при ограниченном числе узлов.

Все применяемые в энергосистемах Советского Союза программы служат для расчета периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени при повреждении в сложных электрических системах. Характер повреждения определяется назначением расчета. Это может быть КЗ, симметричное или несимметричное, неполнофазный режим или сложный вид повреждения, т. е. сочетание КЗ и продольных несимметричных режимов в различных точках энергосистемы. Для расчета

несимметричных режимов применяют метод симметричных составляющих. Используют принцип наложения аварийного режима на нагрузочный. Синхронные генераторы учитывают заданной ЭДС и индуктивным сопротивлением.

Наиболее широко в проектной и эксплуатационной практике используют программы, разработанные институтом «Энергосеть-проект» и ИЭД АН УССР [35.9].

Для решения линейных алгебраических уравнений в этих программах применяют метод Гаусса и Z-метод.

Программы позволяют учитывать собственные сопротивления ветвей и сопротивления взаимной индукции в виде комплексов, расхождение ЭДС источников энергии по модулю и фазе. Предельное количество узлов в сети составляет 1000 и более, что удовлетворяет требованию большинства энергосистем. Количество ветвей в электромагнитно-связанной группе может достигать 15, что достаточно для замещения магнитно-связанных линий в сильно уплотненных коридорах.

В программах предусмотрена возможность автоматического эквивалентирования сложных схем к району, в котором выполняются расчеты.

Разработаны и осваиваются в эксплуатации программы расчетов токов КЗ на ЭВМ третьего поколения ЛПИ, Энергосеть-проект, ИЭД АН УССР, КПИ и Киевского отделения Энергосеть-проект для сетей, содержащих до 1000 узлов и несколько сотен ветвей.

Для увеличения объема решаемой задачи ведут работы по использованию свойства слабой заполненности матрицы узловых проводимостей и реализации на ЭВМ метода диакоптики. В ряде организаций разрабатываются программы расчета токов КЗ в сложных сетях с учетом переходных процессов в синхронных генераторах, трансформаторах, линиях электропередач и комплексных узлах нагрузки.

**Переходные процессы при неполнофазных режимах**

Практический интерес представляют режимы с разрывом одной  $L^{(1)}$  и двух  $L^{(1,1)}$  фаз (рис. 35.19). Для расчета неполнофазных режимов используют метод симметричных составляющих. При составлении схем отдельных последовательностей выделяют место разрыва (точки  $L$  и  $L'$ ). Напряжения и токи отдельных последовательностей в месте разрыва

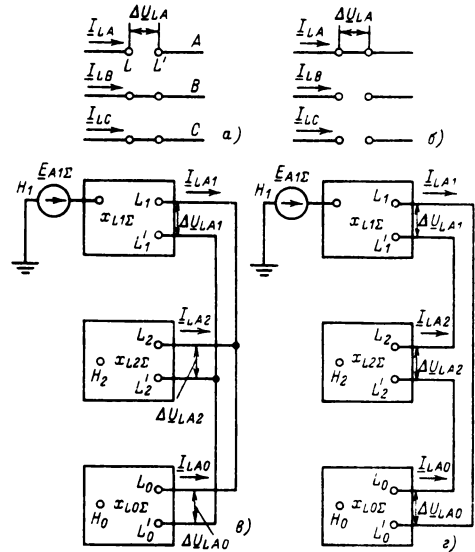


Рис. 35.19. Разрыв одной (а) и двух (б) фаз и комплексные схемы замещения при разрыве одной (а) и двух (б) фаз

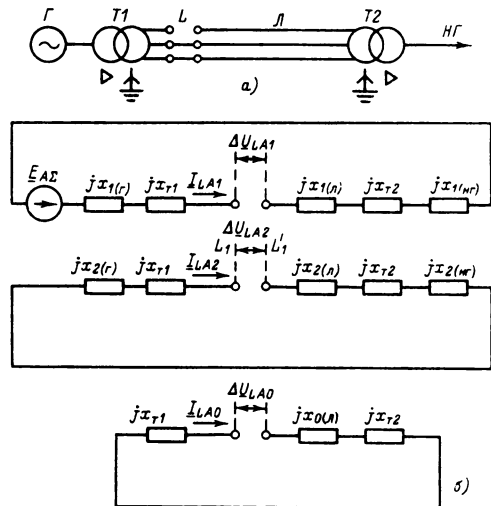


Рис. 35.20. Исходная схема (а) и комплексные схемы замещения (б) при разрыве фазы А линии электропередачи Л

ва обозначают:

$$\Delta U_{LA1}, \Delta U_{LA2}, \Delta U_{LA0}, I_{LA1}, I_{LA2}, I_{LA0}$$

Конфигурация схем отдельных последовательностей и результирующие сопротивления

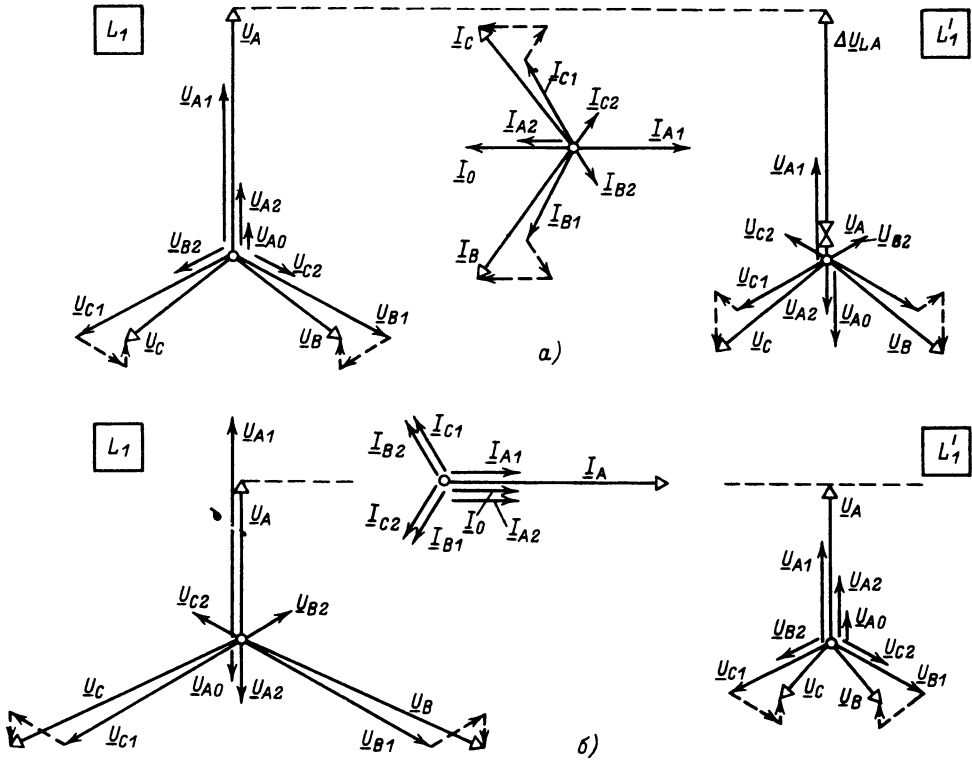


Рис. 35.21. Векторные диаграммы токов и напряжений в месте разрыва одной (а) и двух (б) фаз

схем относительно места разрыва  $x_{L1\Sigma}$ ,  $x_{L2\Sigma}$ ,  $x_{L0\Sigma}$  существенно отличны от аналогичных сопротивлений несимметричных КЗ, хотя некоторые расчетные выражения по виду совпадают.

Используя граничные соотношения между токами и напряжениями в месте разрыва, можно объединить схемы отдельных последовательностей в комплексные схемы (рис. 35.19,2), где  $H_1, H_2, H_0$  — начала схем,  $L_1, L'_1, L_2, L'_2, L_0$  и  $L'_0$  — концы). На рис. 35.20 дан пример составления комплексной схемы замещения при обрыве одной фазы линии электропередачи, связывающей генератор  $G$ , трансформатор  $T1$  с нагрузкой  $НГ$ , получающей питание по линии  $L$  через трансформатор  $T2$ .

В соответствии с правилом эквивалентности прямой последовательности применительно к неполнофазным режимам ток прямой последовательности в месте разрыва фаз может быть представлен в общем виде как

$$I_{L1}^{(n)} = \underline{E}_{A\Sigma} / j(x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma}),$$

а разность напряжений в месте разрыва

$$\Delta U_{LA1} = I_{L1}^{(n)} x_{\Delta L}^{(n)}$$

где индекс  $n$  условно показывает вид неполнофазного режима (1 — разрыв одной фазы, 1, 1 — разрыв двух фаз);  $x_{\Delta L}$  — дополнительное сопротивление, определяемое сопротивлениями схем обратной и нулевой последовательностей.

В табл. 35.8 даны расчетные формулы неполнофазных режимов при обрыве одной и двух фаз.

Векторные диаграммы симметричных составляющих токов и напряжений в месте разрыва одной фазы представлены на рис. 35.21, а, двух фаз — на рис. 35.21, б. Соотношения между симметричными составляющими токов и напряжений в месте повреждения различных фаз даны в табл. 35.9.

Таблица 35.8. Расчетные формулы для определения токов и напряжений неполнофазных режимов

Расчетная величина и ее обозначение	Вид неполнофазного режима	
	Разрыв одной фазы $L^{(1)}$	Разрыв двух фаз $L^{(1,1)}$
Дополнительное сопротивление $x_{\Sigma}^{(1)}$	$x_{L2\Sigma} \parallel x_{L0\Sigma}$	$x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}$
Ток прямой последовательности $I_{A1}^{(p)}$	$\frac{E_{A\Sigma}}{j(x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} \parallel x_{L0\Sigma})}$	$\frac{E_{A\Sigma}}{j(x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma})}$
Ток обратной последовательности $I_{A2}^{(p)}$	$-I_{LA1} \frac{x_{L0\Sigma}}{x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}$	$I_{LA1}$
Ток нулевой последовательности $I_{A0}^{(p)}$	$-I_{LA1} \frac{x_{L2\Sigma}}{x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}$	$I_{LA1}$
Напряжение прямой последовательности $\Delta U_{A1}^{(p)}$	$E_{A\Sigma} \frac{x_{L2\Sigma} \parallel x_{L0\Sigma}}{x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} \parallel x_{L0\Sigma}}$	$E_{A\Sigma} \frac{x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}{x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}$
Напряжение обратной последовательности $\Delta U_{A2}^{(p)}$	$\Delta U_{LA1}$	$-E_{A\Sigma} \frac{x_{L2\Sigma}}{x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}$
Напряжение нулевой последовательности $\Delta U_{A0}^{(p)}$	$\Delta U_{LA1}$	$-E_{A\Sigma} \frac{x_{L0\Sigma}}{x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}$
Ток в фазе А $I_{LA}$	0	$3 \frac{E_{A\Sigma}}{j(x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma})}$
Ток в фазе В $I_{LB}$	$-j\sqrt{3}E_{A\Sigma} \frac{x_{L0\Sigma} - ax_{L2\Sigma}}{x_{L0\Sigma}(x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma}) + x_{L1\Sigma}x_{L2\Sigma}}$	0
Ток в фазе С $I_{LC}$	$j\sqrt{3}E_{A\Sigma} \frac{x_{L0\Sigma} - a^2x_{L2\Sigma}}{x_{L0\Sigma}(x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma}) + x_{L1\Sigma}x_{L2\Sigma}}$	0
Напряжение на разрыве фазы А $\Delta U_{LA}$	$3E_{A\Sigma} \frac{x_{L2\Sigma} \parallel x_{L0\Sigma}}{x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} \parallel x_{L0\Sigma}}$	0
Напряжение на разрыве фазы В $\Delta U_{LB}$	0	$-j\sqrt{3}E_{A\Sigma} \frac{x_{L2\Sigma} - ax_{L0\Sigma}}{x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}$
Напряжение на разрыве фазы С $\Delta U_{LC}$	0	$j\sqrt{3}E_{A\Sigma} \frac{x_{L2\Sigma} - a^2x_{L0\Sigma}}{x_{L1\Sigma} + x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}}$

Таблица 35.9. Соотношения между симметричными составляющими токов и напряжений при разрывах фаз или несимметричных КЗ

Разрыв		Короткое замыкание на землю		Соотношение в месте разрыва	
				для токов	для напряжений
Одной фазы	А	Двух фаз	В и С	$I_{LA1} + I_{LA2} + I_{LA0} = 0$	$\Delta U_{LA1} = \Delta U_{LA2} = \Delta U_{LA0}$
	В		С и А	$a^2 I_{LA1} + a I_{LA2} + I_{LA0} = 0$	$a^2 \Delta U_{LA1} = a \Delta U_{LA2} = \Delta U_{LA0}$
	С		А и В	$a I_{LA1} + a^2 I_{LA2} + I_{LA0} = 0$	$a \Delta U_{LA1} = a^2 \Delta U_{LA2} = \Delta U_{LA0}$
Двух фаз	В и С	Одной фазы	А	$I_{LA1} = I_{LA2} = I_{LA0}$	$\Delta U_{LA1} + \Delta U_{LA2} + \Delta U_{LA0} = 0$
	С и А		В	$a^2 I_{LA1} = a I_{LA2} = I_{LA0}$	$a^2 \Delta U_{LA1} + a \Delta U_{LA2} + \Delta U_{LA0} = 0$
	А и В		С	$a I_{LA1} = a^2 I_{LA2} = I_{LA0}$	$a \Delta U_{LA1} + a^2 \Delta U_{LA2} + \Delta U_{LA0} = 0$

Примечание. Для получения соотношений между симметричными составляющими при КЗ следует заменить  $I_{LA1}$ ,  $I_{LA2}$ ,  $I_{LA0}$  на  $I_{KA1}$ ,  $I_{KA2}$ ,  $I_{KA0}$ , а также  $\Delta U_{LA1}$ ,  $\Delta U_{LA2}$ ,  $\Delta U_{LA0}$  на  $U_{KA1}$ ,  $U_{KA2}$ ,  $U_{KA0}$ .

### 35.5. РАСЧЕТ ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

#### Расчет периодической составляющей тока КЗ в сетях и установках до 1 кВ

При расчете периодической составляющей тока КЗ в сетях и установках до 1 кВ необходимо учитывать:

1) индуктивные и активные сопротивления силовых трансформаторов, кабельных и воздушных линий и других элементов расчетной схемы;

2) индуктивные и активные сопротивления проводников небольшой длины, трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей;

3) сопротивления различных контактных соединений, особенно разъемных контактов аппаратов, втычных контактов комплектных распределительных устройств и т. д.;

4) переходное сопротивление дуги, возникающей в месте КЗ.

Расчеты токов КЗ в сетях и установках напряжением до 1 кВ обычно производят в именованных единицах. При этом сопротивления всех элементов расчетной схемы приводят к ступени низшего напряжения и выражают в миллиомах. В случае отсутствия данных о действительных коэффициентах трансформации трансформаторов пользуются следующей шкалой средних номинальных напряжений: 690; 525; 400; 230; 127 В.

Если сеть напряжением до 1 кВ с помощью понижающего трансформатора связана с энергосистемой, то периодическую составляющую тока КЗ можно считать неизменной по амплитуде. При определении этой составляющей исходят из того, что обмотка высшего напряжения трансформатора подключена к шинам источника неизменного (по амплитуде) напряжения через промежуточный элемент, обладающий индуктивным сопротивлением  $x_c$ . Последнее может быть определено одним из следующих способов:

1) если известен ток КЗ  $I_{кВН}$ , А, при повреждении на выводах обмотки высшего напряжения трансформатора, то искомое сопротивление, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения трансформатора,

$$\dot{x}_c = \frac{U_{срВН}}{\sqrt{3} I_{кВН}} \left( \frac{U_{срНН}}{U_{срВН}} \right)^2 \cdot 10^3,$$

где  $U_{срВН}$  и  $U_{срНН}$  — средние номинальные напряжения на сторонах обмоток соответственно высшего и низшего напряжений трансформатора, В;

2) если ток  $I_{кВН}$  неизвестен, но между трансформатором и шинами источника питания имеется еще один трансформатор, реактор, линия или другой какой-либо элемент, сопротивление которого соизмеримо с сопротивлением понижающего трансформатора, то  $x_c$ , мОм, можно считать равным сопротивлению этого элемента и

$$\dot{x}_c = x_c \left( \frac{U_{срНН}}{U_{срВН}} \right)^2;$$

3) во всех остальных случаях сопротивление  $\dot{x}_c$  можно определить, исходя из номинального тока отключения  $I_{откл}$ , кА, выключателей, установленных в сети питания понижающего трансформатора:

$$\dot{x}_c = \frac{U_{срВН}}{\sqrt{3} I_{откл}} \left( \frac{U_{срНН}}{U_{срВН}} \right)^2 \cdot 10^6.$$

Сопротивления других элементов расчетной схемы определяют, исходя из каталожных, конструктивных и других данных. Так, активное и индуктивное сопротивления понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения, находят по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_k U_{номНН}^2}{S_{Тном}} \cdot 10^6$$

и

$$x_T = \frac{\sqrt{u_k^2 - \left( \frac{\Delta P_k}{10 S_{Тном}} \right)^2} U_{номНН}}{S_{Тном}} \cdot 10^4,$$

где  $S_{Тном}$  — номинальная мощность трансформатора, кВ·А;  $U_{номНН}$  — номинальное линейное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, В;  $\Delta P_k$  — потери КЗ в трансформаторе, кВт;  $u_k$  — напряжение КЗ трансформатора, %.

Сопротивления фазы токопровода, мОм, при отсутствии соответствующих каталожных данных могут быть определены по формулам:

$$R_{ш} = \frac{\rho_0 k_d}{s} \frac{T + \vartheta}{T + \vartheta_0} \cdot 10^3;$$

$$x_{ш} = 145 l g \frac{\sqrt{g_{AB} g_{AC} g_{BC}}}{g_0},$$

где  $\rho_0$  — удельное сопротивление материала шины при начальной температуре  $\vartheta_0$ , мкОм·м (для алюминия  $\rho_0 = 0,029$  мкОм·м);  $l$  — длина шины, м;  $s$  — сечение шины, мм<sup>2</sup>;  $k_d$  — коэффициент добавочных потерь, учитывающий влияние поверхностного эффекта, эффекта близости, а также добавочных потерь

на гистерезис и вихревые токи в расположенных вблизи металлических элементах на активное сопротивление токопровода; для токопровода, проложенного на открытом воздухе с применением подвесных изоляторов,  $k_1 = 1,2 \div 1,4$ , а с применением опорных изоляторов  $k_d = 1,5 \div 1,8$ ;  $T$  — постоянная, °С, определяемая материалом проводника: для меди  $T = 235^\circ\text{C}$ , для алюминия  $T = 245^\circ\text{C}$ ;  $\vartheta$  — расчетная температура проводника, °С (при расчетах можно принимать  $\vartheta = 65^\circ\text{C}$ );  $\vartheta_{AB}$ ,  $\vartheta_{AC}$ ,  $\vartheta_{BC}$  — средние геометрические расстояния между площадями сечений соответствующих фаз, м;  $g_0$  — среднее геометрическое расстояние площади сечения шины фазы от самой себя, м.

Для сплошных и трубчатых шин круглого сечения, сплошных шин квадратного сечения  $\vartheta_{AB}$ ,  $\vartheta_{AC}$ ,  $\vartheta_{BC}$  равны расстояниям между центрами сечений соответствующих шин. Для шин любого профиля сечения, удаленных друг от друга на расстояния, значительно превышающие линейные размеры сечения,  $\vartheta_{AB}$ ,  $\vartheta_{AC}$ ,  $\vartheta_{BC}$  могут быть приняты равными расстояниям между центрами масс сечений шин. Для шин круглого сечения  $g_0 = 0,7788r$ , где  $r$  — радиус сечения. Для трубчатых шин круглого сечения  $g_0 = cr_n$ , где  $c$  — коэффициент, значения которого зависят от отношения внутреннего и наружного радиусов трубы и находятся в пределах  $0,7788 - 1,0$ ;  $r_n$  — наружный диаметр трубы. Для шин прямоугольного сечения со сторонами  $b$  и  $h$   $g_0 = 0,2236(b + h)$ .

Переходное сопротивление контакта любого вида, мОм, может быть найдено по формуле [35.10]

$$R_k = \frac{K}{(0,102F_k)^m},$$

где  $m$  — коэффициент, зависящий главным образом от числа точек соприкосновения и типа контактов (для точечного контакта  $m = 0,5$ ; для линейного контакта  $m = 0,5 \div 0,8$ ; для плоского контакта  $m = 1$ ; для разборного контактного соединения  $m = 0,5 \div 0,7$ );  $F_k$  — сила нажатия в контакте, Н;  $K$  — коэффициент, зависящий от материала и состояния поверхности контакта; для разных материалов значения  $K$  таковы:

Алюминий — алюминий . . . . .	3—6
Алюминий — латунь . . . . .	1,9
Алюминий — медь . . . . .	0,98
Латунь — латунь . . . . .	0,67
Медь — медь . . . . .	0,4
Серебро — серебро . . . . .	0,06

Удельное нажатие в контактах аппаратов, отнесенное к току в 1 А, составляет, Н/А:

В медных контактах контакторов . . . . .	0,145—0,24
В медных контактах командоаппаратов . . . . .	0,24—0,34
В серебряных контактах установочных автоматов . . . . .	0,1—0,39
В серебряных контактах контакторов . . . . .	0,07—0,145

Активное и индуктивное сопротивления катушечных трансформаторов тока зависят как от коэффициента трансформации, так и от класса точности. Например, для трансформаторов класса 1,0 с коэффициентами трансформации 100/5, 200/5, 300/5, 400/5, 500/5 активное и индуктивное сопротивления, мОм, соответственно равны: 1,7 и 2,7; 0,42 и 0,67; 0,2 и 0,3; 0,11 и 0,17; 0,05 и 0,07. Для трансформаторов класса 2,0 с теми же коэффициентами трансформации активное и индуктивное сопротивления, мОм, равны: 0,75 и 0,7; 0,19 и 0,17; 0,088 и 0,08; 0,05 и 0,04; 0,02 и 0,02.

Активное и индуктивное сопротивления обмоток (расцепителей) максимального тока автоматических выключателей составляют (ориентировочно), мОм:

Номинальный ток обмотки, А	$R_{a,v}$	$x_{a,v}$
100	1,8	0,86
200	0,36	0,28
400	0,15	0,10
600	0,12	0,094

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА, без учета влияния асинхронных электродвигателей

$$I = \frac{U_{cp} \text{нн}}{\sqrt{3} \sqrt{R_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}},$$

где  $R_\Sigma$  и  $x_\Sigma$  — соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления цепи КЗ, мОм:

$$R_\Sigma = R_T + R_{ш} + R_k + R_{T,T} + R_{a,v} + R_{к6}$$

и

$$x_\Sigma = x_c + x_T + x_{ш} + x_{T,T} + x_{a,v} + x_{к6},$$

здесь  $R_{T,T}$  и  $x_{T,T}$  — активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока;  $R_{a,v}$  и  $x_{a,v}$  — активное и индуктивное сопротивления токовых обмоток автоматических выключателей;  $R_k$  — суммарное активное сопротивление различных контактных соединений;  $R_{к6}$  и  $x_{к6}$  — активное и индуктивное сопротивления кабелей.



**Расчет замыканий на землю в незаземленных и резонансно-заземленных сетях**

Замыкание на землю в незаземленных и резонансно-заземленных сетях сопровождается разрядом емкости поврежденной фазы на землю и дозарядкой емкостей здоровых фаз, которые оказываются под линейным напряжением.

Для расчета токов и напряжений установившегося режима в незаземленных сетях могут быть использованы выражения, выведенные ранее для однофазного КЗ. Поскольку емкостные сопротивления различных элементов электрической системы значительно превышают их индуктивные сопротивления, то при расчетах последние можно не учитывать и считать ток замыкания не зависящим от места замыкания (в пределах ступени напряжения, на которой произошло замыкание), а напряжение источника принимать неизменным по амплитуде. Таким образом, токи прямой, обратной и нулевой последовательностей в месте замыкания на землю можно определить по формуле

$$I_{кA1} = I_{кA2} = I_{кA0} = j \frac{U_{ф.ср}}{X_{C0\Sigma}}$$

где  $U_{ф.ср}$  — среднее значение фазного напряжения той ступени напряжения, на которой находится точка замыкания;  $X_{C0\Sigma}$  — суммарное емкостное сопротивление нулевой последовательности.

При этом составляющие напряжения в месте замыкания равны:

$$U_{кA1} = U_{ф.ср}; U_{кA2} = 0; U_{кA0} = -U_{ф.ср}.$$

Векторные диаграммы напряжений и токов в месте замыкания на землю приведены на рис. 35.22.

Емкостные сопротивления нулевой последовательности воздушных и кабельных линий.

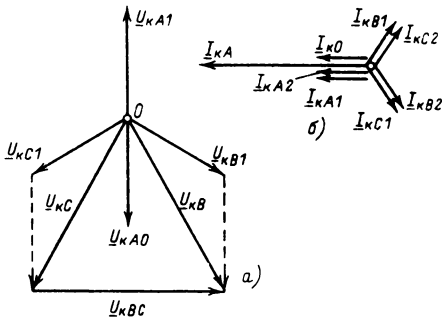


Рис. 35.22. Векторные диаграммы напряжений (а) и токов (б) в месте замыкания на землю

Ом·км, можно определить из таблиц или по приближенным формулам: для воздушной линии без троса

$$x_{C0} = 396 \lg \frac{D_{от}}{R_{ср}} \cdot 10^3,$$

где  $R'_{ср} = \sqrt[3]{rD_{ср}^2}$  — средний геометрический радиус системы трех проводов линии;  $D_{от} = 2(h_A + h_B + h_C)/3$  — среднее расстояние от проводов фаз А, В и С до зеркальных отражений относительно поверхности земли;  $h_A, h_B, h_C$  — высоты подвеса проводов фаз А, В и С над землей;

для воздушной линии с заземленным тросом из хорошо проводящего материала

$$x_{C0} = 396 \left( \lg \frac{D_{от}}{R_{ср}} - 2 \frac{\lg \frac{D_{п.т.от}}{D_{п.т}}}{\lg \frac{2h_t}{r_t}} \right) \cdot 10^3,$$

где  $r_t$  — радиус троса;  $D_{п.т.от} = (D_{от} + 2h_t)/2$  — среднее расстояние между проводами фаз А, В и С и зеркальным отражением троса, подвешенного на высоте  $h_t$ ;

для трехжильного кабеля с круглыми жилами

$$x_{C0} = \frac{96,5}{1,85 + \frac{2r}{b+B}} \cdot 10^3,$$

где  $r$  — радиус жилы;  $B$  и  $b$  — толщины соответственно фазной и поясной изоляции.

**35.6. СЛОЖНЫЕ ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ**

В практике возможны различные сложные повреждения. Ниже даны принципы расчета наиболее часто встречающихся сложных повреждений — двойных замыканий на землю в системе с изолированной нейтралью и однофазных КЗ с одновременным обрывом фазы.

**Двойное замыкание на землю**

При замыканиях на землю фазы В в точке М и фазы С в точке N (рис. 35.23) гранич-

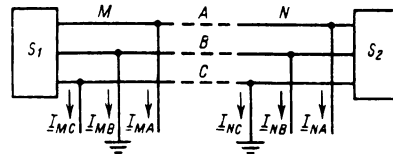


Рис. 35.23. Двойное замыкание на землю. Принципиальная схема

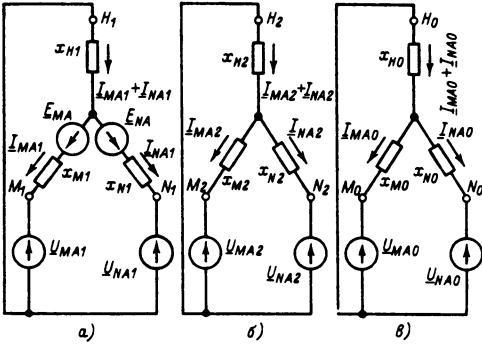


Рис. 35.24 Схемы прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей при двойном замыкании на землю

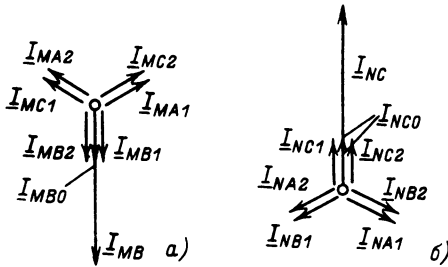


Рис. 35.25. Векторные диаграммы токов в местах замыканий

ные условия таковы:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{MA} = 0; \underline{I}_{MC} = 0; \underline{U}_{MB} = 0; \underline{I}_{NA} = 0; \\ \underline{I}_{NB} = 0; \underline{U}_{NC} = 0; \underline{I}_{MB} + \underline{I}_{NC} = 0. \end{aligned}$$

Из этих граничных условий следует:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{MA2} = a\underline{I}_{MA1}; \underline{I}_{M0} = a^2\underline{I}_{MA1}; \\ a^2\underline{U}_{MA1} = a\underline{U}_{MA2} + \underline{U}_{MA0} = 0; \\ \underline{I}_{NA2} = a^2\underline{I}_{NA1}; \underline{I}_{N0} = a\underline{I}_{NA1}; \\ a\underline{U}_{NA1} + a^2\underline{U}_{NA2} + \underline{U}_{NA0} = 0; \\ \underline{I}_{NA1} = -a\underline{I}_{MA1}. \end{aligned}$$

При двойных замыканиях на землю схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей при любой исходной схеме могут быть представлены в виде эквивалентных трехлучевых звезд (рис. 35.24). Поэтому

$$\begin{aligned} \underline{U}_{MA1} = \underline{E}_{M4} - j\underline{I}_{MA1}(x_{M1} + x_{H1}) - j\underline{I}_{NA1}x_{N1}; \\ \underline{U}_{NA1} = \underline{E}_{NA} - j\underline{I}_{MA1}x_{H1} - j\underline{I}_{NA1}(x_{N1} + x_{H1}); \\ \underline{U}_{MA2} = -\underline{I}_{MA2}(x_{M2} + x_{H2}) - j\underline{I}_{NA2}x_{H2}; \end{aligned}$$

$$\underline{U}_{NA2} = -j\underline{I}_{MA2}x_{H2} - j\underline{I}_{NA2}(x_{N2} + x_{H2});$$

$$\underline{U}_{NA0} - \underline{U}_{MA0} = j\underline{I}_{MA0}x_{MN0}.$$

Совместное решение уравнений для составляющих токов и напряжений дает:

$$\underline{I}_{MA1} = \frac{E_{M1} - a^2 E_{NA}}{j(3x_{H1} + x_{M1} + x_{N1} + x_{\Delta})},$$

где

$$x_{\Delta} = 3x_{H2} + x_{M2} + x_{N2} + x_{MN0}.$$

Зная ток  $\underline{I}_{MA1}$ , нетрудно найти остальные симметричные составляющие токов и напряжений в местах замыканий. На рис. 35.25 приведены векторные диаграммы токов в местах замыканий. Токи поврежденных фаз в местах замыканий на землю равны:

$$\underline{I}_{MB} = -\underline{I}_{NC} = 3a^2\underline{I}_{MA1}.$$

### Однофазное КЗ с обрывом фазы

При одновременном обрыве провода фазы А и замыкании на землю одного из его концов (рис. 35.26) граничные условия таковы:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{KB} = 0; \underline{I}_{KC} = 0; \underline{U}_{KA} = 0; \underline{I}_{LA} = 0; \\ \Delta\underline{U}_{LB} = 0; \Delta\underline{U}_{LC} = 0. \end{aligned}$$

Из этих граничных условий следует

$$\begin{aligned} \underline{I}_{KA1} = \underline{I}_{KA2} = \underline{I}_{KA0}; \underline{U}_{KA1} + \underline{U}_{KA2} + \underline{U}_{KA0} = 0; \\ \underline{I}_{LA1} + \underline{I}_{LA2} + \underline{I}_{LA0} = 0; \\ \Delta\underline{U}_{LA1} = \Delta\underline{U}_{LA2} = \Delta\underline{U}_{LA0}. \end{aligned}$$

Вычисления токов и напряжений при рассматриваемой двукратной несимметрии удобно произвести с помощью так называемой производной схемы прямой последовательности. Для ее составления дополнительно используют следующие уравнения:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{KA2} = -jx_{k2}\underline{I}_{KA2}; \underline{U}_{KA0} = -jx_{k0}\underline{I}_{KA0}; \\ \Delta\underline{U}_{LA2} = -jx_{L2}\underline{I}_{LA2}; \\ \Delta\underline{U}_{LA0} = -jx_{L0}\underline{I}_{LA0}. \end{aligned}$$

Если из всех написанных уравнений исключить напряжения и токи обратной и нулевой

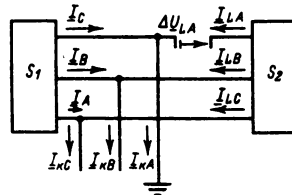


Рис. 35.26. Однофазное КЗ с обрывом той же фазы. Принципиальная схема

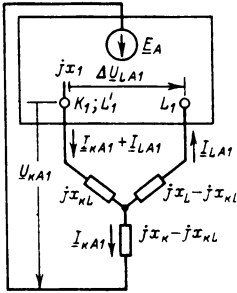


Рис. 35.27. Расчетная схема прямой последовательности для однофазного КЗ с обрывом той же фазы

последовательностей, то можно получить так называемые особые уравнения прямой последовательности в местах повреждений:

$$\begin{aligned} U_{kA1} &= jx_k I_{kA1} + jx_L I_{LA1}; \\ \Delta U_{LA1} &= jx_{kL} I_{kA1} + jx_L I_{LA1}, \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} x_k &= x_{k2} + x_{k0} - \frac{(x_{kL2} - x_{kL0})^2}{x_{L2} + x_{L0}}; \\ x_L &= \frac{x_{L2} x_{L0}}{x_{L2} + x_{L0}}; \\ x_{kL} &= -\frac{x_{kL2} x_{L0} + x_{kL0} x_{L2}}{x_{L2} + x_{L0}}. \end{aligned}$$

В последних выражениях  $x_{k2}$  и  $x_{k0}$  — индуктивные сопротивления схем обратной и нулевой последовательностей относительно точки КЗ при разрыве в точке  $L$  всех трех фаз;  $x_{L2}$  и  $x_{L0}$  — то же относительно места обрыва при отсутствии КЗ;  $x_{kL2}$  и  $x_{kL0}$  — взаимные индуктивные сопротивления обратной и нулевой последовательностей между точкой КЗ и местом обрыва.

Особые уравнения прямой последовательности можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} U_{kA1} &= j(x_k - x_{kL}) I_{kA1} + jx_{kL}(I_{kA1} + I_{LA1}); \\ \Delta U_{LA1} &= jx_{kL}(I_{kA1} + I_{LA1}) + j(x_L - x_{kL}) I_{LA1}. \end{aligned}$$

Этим уравнениям соответствует расчетная схема прямой последовательности, которая представлена на рис. 35.27. Она дает возможность свести расчет токов и напряжений прямой последовательности при однофазном КЗ с обрывом фазы к расчету эквивалентного трехфазного КЗ.

### 35.7. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Переходные электромеханические процессы в соответствии с целями анализа условно можно разделить на три основных вида:

переходные процессы при больших кратко-

временных возмущениях и малых изменениях частоты вращения ротора (динамическая устойчивость системы, большие качания генераторов и др.);

переходные процессы при больших возмущениях и больших изменениях частоты вращения ротора (работа синхронной машины при асинхронном режиме, процессы ресинхронизации после нарушения устойчивости, самосинхронизации генераторов, автоматическое повторное включение, асинхронный пуск двигателей и пр.);

переходные процессы при малых возмущениях и малых изменениях частоты вращения ротора (статическая устойчивость электрических систем, выбор способов автоматического регулирования возбуждения генераторов, обеспечивающих устойчивую работу системы).

Все виды электромеханических переходных процессов имеют свои специфические задачи и рассчитываются в соответствии с [35.12].

При выполнении расчетов различают простейшие, простые и сложные позиционные консервативные системы и сложные диссипативные ЭС [35.1]. Сложность систем может оцениваться в зависимости от степени идеализации математического описания процесса (консервативная позиционная система, диссипативная система), конфигурации (сложность сети, число учитываемых генераторов) и способа учета нагрузок (постоянные сопротивления, постоянные мощности, статические и динамические характеристики).

Консервативные позиционные системы — это такие системы, в которых мощность (момент) генераторов зависит только от взаимного положения их роторов. Идеализация здесь состоит в том, что любые возмущения приводят к незатухающим колебаниям в системе. Все регулирующие устройства в этих системах учитываются упрощенно [35.1]. Рассмотрение диссипативной системы предполагает зависимость мощностей (моментов) генераторов как от взаимного положения, так и от скорости изменения их положения и других электрических и механических параметров, обусловленных динамикой регулирования.

В зависимости от задач расчетов и степени идеализации описания переходных электромеханических процессов различают [35.12]: ориентировочные расчеты (на первых стадиях проектирования и на перспективу эксплуатации); уточняющие и настроечные расчеты при проектировании и в эксплуатации (выбор схем, режимов, уточнение параметров оборудования и т. д.); оперативно-эксплуатационные в зависимости от конкретных задач и исследовательские расчеты.

Анализ переходных электромеханических

расчетов ведется применительно к задачам основных режимов (нормальной работы ЭС при наиболее напряженных длительных условиях, ремонтных и послеаварийных, а также кратковременных особо тяжелых режимов).

Точность результатов анализа электро-механических процессов определяется степенью идеализации их математического описания, точностью используемых исходных данных, техническими средствами анализа.

Часто, оценивая точность результатов и строгость подхода к анализу электро-механических переходных процессов, исходят из четырех уровней допущений, подробно изложенных в [35.1].

### 35.8. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ БОЛЬШИХ КРАТКОВРЕМЕННЫМ ВОЗМУЩЕНИЯМ И МАЛЫМ ИЗМЕНЕНИЯМ СКОРОСТИ

**Допущения.** Считают, что процессы протекают при изменениях частоты вращения роторов синхронных машин не более чем на 2–3%.

Предполагают мгновенное изменение активной электрической мощности, пренебрегая аperiodической составляющей тока статора и дополнительными потерями в стали или учитывая их приближенно дополнительным тормозящим моментом, приложенным к ротору генератора. Этот момент зависит от вида и места возмущения. Таким образом, резкие изменения режима системы в ее расчетной модели отражаются изменениями ЭДС и проводимостей между генераторами ЭС, работающими синхронно.

Изменения сопротивлений генераторов и трансформаторов, обусловленные насыщением стали, не учитываются или учитываются приближенно уменьшением замещающего сопротивления  $x'_{нас} \approx (0,6 \div 0,9) x'_d$ .

Расчеты несимметричных режимов при помощи комплексной схемы замещения сводят к симметричным, предполагая, что изменение движения ротора вызвано моментами, создаваемыми токами прямой последовательности.

Простейшие расчеты ведут, исходя из неизменности ЭДС  $E'_d$ , предполагая в ряде случаев ее равной ЭДС  $E'$ , приложенной за сопротивлением  $x'_d$ .

Целью расчетов рассматриваемых режимов является определение характера изменения во времени угла  $\delta$  расхождения векторов ЭДС генераторов, токов, напряжений, частоты и др.

**Основное уравнение движения ротора.** При малых изменениях частоты вращения с небольшой погрешностью (1–1,5%) можно прини-

мать  $P_* \approx M_*$ . Основное уравнение движения ротора в относительных единицах

$$\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2} = 314 \frac{\Delta P_*}{T_J}$$

где  $\alpha$  – угловое электрическое ускорение, рад/с<sup>2</sup>;  $\Delta P_* = P_{0*} - P_{m*} \sin \delta$  – избыточная мощность;  $T_J$  – постоянная инерция агрегата, с.

**Исследование относительного движения ротора с помощью способа площадей.** Способ площадей позволяет определить размах колебаний ротора при отклонениях его от положения равновесия и найти тот предельный угол отключения аварийного участка системы, при котором устойчивая работа может быть сохранена. Предельный угол отключения, найденный из условия равенства площадей ускорения и торможения в простейшей ЭС: схема станция – шины (рис. 35.28), определяется выражением, пригодным при любых видах КЗ:

$$\cos \delta_{пр.откл} = \frac{P_{0*} (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{m*}^{II} \cos \delta_{кр} - P_{m*}^{III} \cos \delta_0}{P_{m*}^{II} - P_{m*}^{III}}$$

где  $P_{m*}^{II}$  и  $P_{m*}^{III}$  – максимальные значения мощностей, определенные соответственно по характеристикам послеаварийного и аварийного режимов;  $\delta_{кр}$  – критический угол (электрический), рад. При определении  $\delta_{пр.откл}$  трехфазного КЗ вблизи шин передающей электростанции  $P_m^{III} = 0$ .

Способ площадей может быть применен: для исследования системы, состоящей из двух станций, работающих параллельно на общие нагрузки; для определения мощности нагрузки, которую необходимо отключить, чтобы обеспечить устойчивость параллельной работы при отключении части генераторов в системе; для анализа эффективности форсирования возбуждения и регулирования мощности турбин с целью улучшения динамической устойчивости и т. д. [35.1].

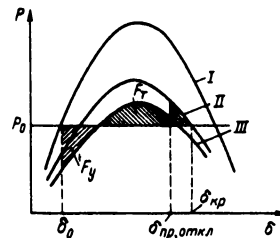


Рис. 35.28. Характеристики мощности: I – нормального режима; II – послеаварийного режима; III – аварийного режима;  $F_T$  – площадь торможения,  $F_y$  – площадь ускорения

Для сложных многомашинных схем ЭС этот метод неприменим.

**Решение дифференциального уравнения относительного движения ротора.** Способ площадей не дает возможности получить зависимость изменения угла во времени. Для определения ее необходимо решить основное дифференциальное уравнение движения ротора, т. е. найти  $\delta = f(t)$ . Аналитическое выражение зависимости  $\delta = f(t)$  путем интегрирования уравнения движения можно получить только в некоторых частных случаях. Так, в схеме станция – шины, проинтегрировав уравнение движения, получим:

1) при  $P_m^{III} = 0$  – трехфазное КЗ у шин генератора или отключение всех генераторов от сети:

$$t = \sqrt{\frac{2T_J(\delta - \delta_0)}{18000P_{0*}}};$$

2) при  $P_0 = 0$  – исчезновение момента сопротивления у синхронного двигателя, подключенного к сети:

$$T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = -18000P_{m*} \sin \delta;$$

$$t = \sqrt{\frac{T_J}{18000P_{m*}} \ln \operatorname{tg} 0,25\delta}.$$

Общим методом решения дифференциального уравнения относительного движения ротора является метод численного интегрирования при его простейшей модификации, именуемой *методом последовательных интервалов*. Для более точных расчетов применяют метод Рунге – Кутты или метод Штермера, предусматривающие поправки на устранение погрешностей. Методы численного интегрирования в математике хорошо разработаны, поэтому при использовании ЭВМ обеспечивается решение уравнений с большой точностью.

При решении задачи методом последовательных интервалов весь процесс изменения угла во времени разбивают на интервалы  $\Delta t$ , предполагая, что в течение каждого интервала  $\Delta P$  остается неизменным.

Выражения для приращения угла в первом и последующих интервалах [35.2]:

$$\Delta\delta_1 = k0,5\Delta P_0;$$

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + k\Delta P_1;$$

$$\dots$$

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + k\Delta P_{n-1}.$$

Здесь  $k = 18000\Delta t^2/T_J$ , где время  $\Delta t$  и постоянная  $T_J$  выражены в секундах, а электрический угол  $\Delta\delta$  – в градусах.

По приращениям угла во времени строятся зависимости  $\delta = f(t)$ . Значение  $\Delta t$  принимается обычно равным 0,02–0,1 с.

Если на каком-то интервале  $n$  режим изменяется скачком (отключается поврежденная линия или часть генераторов), т. е. избыток мощности, составляющий  $\Delta P_{n-1}$ , внезапно становится равным  $\Delta P_{n-1}$ , то приращение угла в этом интервале

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + 0,5k(\Delta P_{n-1} + \Delta P_{n-1}).$$

Формально изменение режима отражается здесь изменением собственных и взаимных проводимостей, по новым значениям которых определяется  $\Delta P_{n-1}$ .

Этот общий метод решения уравнений применим для систем любой сложности. При этом об устойчивости ЭС судят по изменению не абсолютных, а относительных углов  $\delta_{in} = \delta_i - \delta_n$ ,  $i = 1, 2, \dots, n-1$ .

Использование типовых кривых для определения зависимости  $\delta = f(t)$ . Уравнение относительного движения ротора можно представить в обобщенном виде

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_* - \sin \delta,$$

где

$$\tau = t\sqrt{P_{m*}^{III}/T_J} \text{ и } P_* = P_{0*}/P_{m*}^{III} = \text{const}.$$

Уравнение содержит три обобщенных параметра:  $\delta$ ,  $\tau$ ,  $P_*$ . По этому уравнению можно построить типовые универсальные зависимости  $\delta = f(t)$  при заданных  $\delta_0$  и  $P_*$ . Эти зависимости приводятся в [35.1, 35.5]. При известных предельном угле отключения и  $P_*$  по типовым зависимостям определяют предельное время отключения в условных единицах  $\tau$ , отвечающее ему время в секундах будет:

$$t = \tau\sqrt{T_J/314P_{m*}^{III}}.$$

**Применение метода последовательных интервалов в схеме «станция – шины» при учете электромагнитных переходных процессов.** В этом случае  $P = f(\delta, E_q)$ ;  $E_q = \varphi(E'_q, \delta, t)$ , поэтому в каждом интервале к дифференциальному уравнению движения ротора генератора добавляются соотношения [35.2]:

а) между ЭДС  $E'_q$ , ЭДС  $E_q$  и смещением векторов этих ЭДС

$$E_q = \frac{E'_q - U_{j12}(x_d - x'_d) \cos(\delta - \alpha_{12})}{1 - y_{11}(x_d - x'_d) \cos \alpha_{11}};$$

это уравнение справедливо для любого момента времени;

б) между изменениями ЭДС  $E_q$  и скоростью изменения ЭДС  $E'_q$

$$E_{qe} - E_q = \Delta E_q = T_{d0} \frac{\Delta E'_q}{\Delta t}.$$

где  $E_{qe}$  – вынужденная ЭДС, пропорциональ-

ная напряжению возбудителя [принимается среднее значение за интервал времени ( $\Delta t$ )].

Расчет переходного процесса для неявнополюсной машины проводится в следующем порядке:

1. В исходном режиме определяют значение мощности  $P_0$ , угла  $\delta_0$ , переходной ЭДС  $E'_{q0}$ , ЭДС  $E_{q0}$  и соответствующее ей напряжение возбудителя  $U_f$ .

2. Определяют собственные и взаимные проводимости аварийного и послеаварийного режимов, причем генераторы в схему замещения вводят как синхронным сопротивлением.

3. По характеристикам релукторов и возбудителей строят зависимости изменения во времени напряжения на выводах возбудителя  $U_f$  и соответствующие значения ЭДС стационарного режима  $E_{qe}$  (различаются масштабами).

4. Определяют ЭДС  $E_q$  в первый момент нарушения режима работы  $E_{q(0)}$ , при этом значения  $E'_q$  и  $\delta$  принимают такие же, что и в исходном (нормальном) режиме ( $E'_q = E'_{q0}$ ;  $\delta = \delta_0$ )

$$E_{q(0)} = \frac{E'_{q0} - U_{y12}(x_d - x'_d) \cos(\delta_0 - \alpha_{12})}{1 - y_{11}(x_d - x'_d) \cos \alpha_{11}}$$

5. Находят изменение переходной ЭДС в течение первого расчетного интервала

$$\Delta E'_{q1} = \frac{E_{qe1} - E_{q(0)}}{T_{d0}} \Delta t,$$

где  $E_{qe1}$  — среднее значение  $E_{qe}$  в данном интервале времени.

6. Определяют  $E'_q$  в конце данного и начале следующего интервалов

$$E'_{q1} = E'_{q0} + \Delta E'_{q1}.$$

7. Определяют активную мощность генератора в начале данного интервала:

$$P_0 = E'_{q0} y_{11} \sin \alpha_{11} + E_{q0} U_{y12} \sin(\delta_0 - \alpha_{12}).$$

8. Вычисляют небаланс между механической и электрической мощностями генератора  $\Delta P_0$ .

9. Определяют приращение угла в каждом расчетном интервале (выражения приведены выше).

10. Находят угол в начале следующего интервала:

$$\delta_n = \delta_{n-1} + \Delta \delta_{n-1}.$$

Расчет каждого последующего интервала выполняют по значениям параметров режима предыдущего интервала. При заданном (принятом) времени отключения поврежденного элемента расчет ведется до тех пор, пока не будет ясен характер изменения угла во времени (затухающий, нарастающий).

Машины с явно выраженными полюсами в таких расчетах заменяются фиктивной машиной, у которой  $x_d = x_q$ , а ЭДС  $E_Q$  равна:

$$E_Q = \frac{E'_q - U_{y12}(x_q - x'_q) \cos(\delta - \alpha_{12})}{1 - (x_q - x'_q) y_{11} \cos \alpha_{11}}$$

Последовательность выполнения расчета остается прежней.

**Расчет переходного процесса в сложной системе.** Все генераторы станции системы замещаются ЭДС  $E_Q$  и сопротивлением  $x_q$  (см. выше). Механическая мощность турбин обычно принимается постоянной. Каждая нагрузка системы в простейших расчетах представляется постоянным полным сопротивлением  $Z_H$ . Для нормального, аварийного и послеаварийного режимов находят собственные и взаимные проводимости. Временем отключения повреждения задаются.

Значения ЭДС  $E_Q$ ,  $E_q$  в начале любого интервала зависят от ЭДС  $E'_q$  и углов между роторами машин.

Связь между ЭДС  $E'_q$  и расчетной ЭДС  $E_q$  (или  $E_Q$  для явнополюсных машин) с параметрами системы устанавливаются уравнениями вида

$$A_1 E'_{q1} = a_{11} E_{Q1} + a_{12} E_{Q2} + \dots + a_{1m} E_{Qm};$$

$$\dots$$

$$A_m E'_{qm} = a_{m1} E_{Q1} + a_{m2} E_{Q2} + \dots + a_{mm} E_{Qm}.$$

При любом резком изменении режима ЭДС  $E'_q$ , отвечающие результирующему потোকсцеплению ротора, остаются прежними, в то время как ЭДС  $E_Q$  и  $E_q$  изменяются.

Любое нарушение режима сводят к мгновенному изменению параметров системы, что отражается изменением коэффициентов уравнений  $a$  и  $A$ . После подстановки в эти уравнения значений ЭДС  $E'_{q(0)} = E'_{q0}$  (соответствуют исходному режиму) и коэффициентов  $a$  и  $A$ , отвечающих аварийному режиму, решают систему уравнений, определяя значения ЭДС  $E_Q$  всех  $m$  машин системы. Система из  $m$  уравнений с  $m$  неизвестными решается для каждого интервала, при этом значения ЭДС  $E'_q$  и коэффициенты принимаются по результатам расчетов предыдущего интервала.

Методика подобного рода расчетов, равно как и уточненных расчетов движения ротора, подробно изложена и иллюстрирована в [35.2, 35.5].

**Характеристика программ расчета динамической устойчивости на ЭВМ.** В настоящее время рядом организаций разработаны программы расчета устойчивости на ЭВМ с целью их широкого внедрения на практике.

Особенностью создания программ расчета динамической устойчивости является необходимость сочетания результатов расчетов до-

аварийного установившегося режима с расчетами собственно динамической устойчивости. Для этих целей должны разрабатываться специальные программы стыковки, позволяющие автоматически (без дополнительной подготовки) вводить в машину исходную информацию о параметрах предшествующего режима в целесообразной форме, полученной в результате расчета доаварийного режима.

При создании программ принимается та или иная идеализация системы (имеются программы расчета при условии постоянства ЭДС машин  $E_q$  по уравнениям Лебедева – Жданова и по уравнениям Парка – Горева). В программах реализуется учет автоматических регуляторов возбуждения. Нагрузка учитывается динамическими или статическими характеристиками. В заданные моменты времени программами могут учитываться действия противоаварийной автоматики и релейной защиты, отключение части генераторов или части нагрузок в заданных узлах, АПВ на линиях электропередачи.

В основе расчета лежит решение алгебраических и дифференциальных уравнений. Расчет динамической устойчивости для больших энергосистем требует значительного времени. Общее время расчета складывается из времени интегрирования дифференциальных уравнений синхронных и асинхронных машин при постоянстве (в течение интервала) напряжения на их шинах и времени расчета установившегося режима в этом интервале. Результатом расчета установившегося режима являются новые значения напряжения узловых точек системы, что используется в качестве исходных данных на следующем расчетном интервале. Вторая составляющая общего времени значительно больше первой, поэтому наилучшие результаты может дать экономия времени, связанного с вычислением параметров установившегося режима. В связи с тем, что установившийся режим рассчитывается итерационным способом, наибольших результатов можно ожидать от приемов, обеспечивающих уточнение исходного приближения. Основным результатом расчета динамической устойчивости является зависимость изменения углов роторов синхронных машин от времени. При расчетах систем со многими степенями свободы важна наглядность полученных результатов, поэтому общая программа расчета должна содержать подпрограмму, с помощью которой результаты могут быть получены в виде графических зависимостей.

ЭВМ третьего поколения позволили проводить расчеты установившихся режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости, электромеханических переходных про-

Таблица 35.10

Программа	Организация-разработчик	Количество			
		генераторов	узлов	ветвей	устройств противоаварийной автоматики
МУСТАНГ	ОДУ Северо-Запада	100	300	400	200
КУ-3	ВНИИЭ ВЦ ГТУ	100	300	450	100
УДАР	ИЭД АН УССР	200	500	800	300

цессов и длительных переходных процессов при проектировании и эксплуатации достаточно сложных схем многомашинных энергосистем.

Для расчетов динамической устойчивости и электромеханических переходных процессов в многомашинных сложных энергосистемах с учетом противоаварийной автоматики применяются программы, характеристики которых приведены в табл. 35.10.

В последнее время разработаны программы для расчета длительных переходных процессов (СибНИИЭ – программа СИНБАД, ИЭД АН УССР – программа ЧАСТОТА-2 и др.). Эти программы с различной детализацией учитывают действие систем регулирования частоты и мощности, тепловые переходные процессы в котлах и системах их регулирования, переходные процессы в паровых и гидравлических турбинах и их системах регулирования.

Перечисленные программы непрерывно развиваются, обновляются и заменяются новыми.

### 35.9. РЕЖИМЫ ПРИ БОЛЬШИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ И БОЛЬШИХ ИЗМЕНЕНИЯХ СКОРОСТИ (РАСЧЕТЫ АСИНХРОННОГО ХОДА, РЕСИНХРОНИЗАЦИИ, РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ)

Для асинхронного режима характерно периодическое изменение вектора ЭДС хотя бы одной станции системы на угол, больший  $360^\circ$ , вследствие того что роторы генераторов вращаются со скоростью  $\omega$ , отличной от синхронной  $\omega_0$ . При этом синхронная машина одновременно с синхронным развивает и асинхронный момент, а ее параметры, зависящие от скольжения, приобретают новые значения ( $E_{\omega}$  и  $x_{\omega} = \omega x / \omega_0$ ). В этих условиях ток, циркули-

рующий в элементах системы, имеет слагающие двух частот:  $\omega$  и  $\omega_0$ . Асинхронные двигатели нагрузки, реагируя на изменение частоты и напряжения, будут изменять свои мощности и скорость. При значительных отклонениях частоты в системе индуктивные и емкостные сопротивления трансформаторов, линий и других неподвижных элементов будут также претерпевать изменения. Следовательно, расчет асинхронных режимов систем, строго говоря, должен выполняться в условиях, когда ряд элементов учитывается специфическими для них параметрами и характеристиками.

Так, отдаваемая синхронными машинами мощность в генераторном режиме и получаемая в двигательном режиме зависят не только от угла, но и от скорости его изменения. В этом случае упрощенно можно предположить, что мощность  $P$  и электромагнитный момент  $M$  будут иметь составляющие — синхронную и асинхронную, т. е.

$$P = P_c + P_{ac}; \quad M = M_c + M_{ac},$$

при этом

$$M_c = P_c / (1 - s); \quad M_{ac} = P_{ac}.$$

Синхронная мощность определяется согласно [35.5].

Асинхронная мощность

$$P_{ac} = \frac{U^2}{2} \left\{ - \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \frac{sT'_d}{1 + (sT'_d)^2} \left[ 1 + \sqrt{1 + (sT'_d)^2} \sin \left( 2\delta_0 - \arctg \frac{1}{sT'_d} - 2st \right) \right] - \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d} \frac{sT''_d}{1 + (sT''_d)^2} \left[ 1 + \sqrt{1 + (sT''_d)^2} \times \sin \left( 2\delta_0 - \arctg \frac{1}{sT''_d} - 2st \right) \right] - \frac{x_q - x''_q}{x_q x''_q} \frac{sT''_q}{1 + (sT''_q)^2} \left[ 1 - \sqrt{1 + (sT''_q)^2} \times \sin \left( 2\delta_0 - \arctg \frac{1}{sT''_q} - 2st \right) \right] \right\},$$

где  $\delta_0$  — угол начала отсчета.

Среднее значение асинхронной мощности

$$P_{ac} \approx - \frac{U^2}{2} s \left[ \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \frac{T'_d}{1 + (sT'_d)^2} + \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d} \frac{T''_d}{1 + (sT''_d)^2} + \frac{x_q - x''_q}{x_q x''_q} \frac{T''_q}{1 + (sT''_q)^2} \right].$$

Полная реактивная мощность (синхронная, асинхронная и намагничивания)

$$Q = Q_c + Q_{ac} + Q_\mu = \frac{E_q^2}{x_d} - \frac{E_q U}{x_d} \cos(\delta_0 - st) -$$

$$- \frac{U^2}{2} \left\{ \frac{1}{x_d} + \frac{1}{x_q} - \left( \frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cos 2(\delta_0 - st) + \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \left[ \frac{(sT'_d)^2}{1 + (sT'_d)^2} + \frac{sT'_d}{\sqrt{1 + (sT'_d)^2}} \times \cos \left( 2\delta_0 - 2st - \arctg \frac{1}{sT'_d} \right) \right] + \left( \frac{1}{x''_q} - \frac{1}{x_q} \right) \left[ \frac{(sT''_q)^2}{1 + (sT''_q)^2} - \frac{sT''_q}{\sqrt{1 + (sT''_q)^2}} \times \cos \left( 2\delta_0 - 2st - \arctg \frac{1}{sT''_q} \right) \right] + \left( \frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \left[ \frac{(sT''_d)^2}{1 + (sT''_d)^2} + \frac{(sT''_d)^2}{\sqrt{1 + (sT''_d)^2}} \times \cos \left( 2\delta_0 - 2st - \arctg \frac{1}{sT''_d} \right) \right] \right\}.$$

Приведенные выражения справедливы при связи генератора с шиной неизменного напряжения через сопротивление  $x_c$ , которое введено в сопротивления  $x_d$ ,  $x'_d$ ,  $x_q$  и др. Их можно применять для приближенных расчетов, когда система представлена эквивалентным генератором с ЭДС  $E$ , и сопротивлениями  $x_d$ ,  $x'_d$ ,  $x_q$ .

При определении допустимости в ЭС режима, связанного с асинхронным ходом, проверяют:

1) для машин, работающих асинхронно, — механические усилия, которые они будут испытывать, допустимую длительность по нагреву ротора и статора при максимально возможном скольжении;

2) характер асинхронного хода после нарушения синхронизма (устойчивый, неустойчивый, перемежающийся синхронно-асинхронный) и условия синхронизации;

3) допустимость асинхронного хода по условиям режима части системы, сохранившей нормальную синхронную работу. Для этого в ней определяют: распределение мощностей, напряжение в контрольных узловых точках; возможность появления лавины напряжения при его глубоких посадках; изменение частоты; возможность неправильного действия релейной защиты и системной автоматики.

Основная цель всех расчетов — оценка возможного скольжения машины, работающей асинхронно, и общей длительности асинхронного хода и больших качаний.

*Особенности и порядок расчета результирующей устойчивости.* Математическое описание процессов может быть основано на использовании либо дифференциальных уравнений, связывающих мгновенные значения переменных (уравнения П. — Г.), либо дифферен-



циальных и алгебраических уравнений, рассматривающих огибающие мгновенных значений переменных. В каждом из этих случаев параметры расчетной схемы могут приниматься постоянными или переменными, зависящими от частоты.

Первый этап решения системы уравнений, описывающей процесс с той или иной степенью идеализации, заключается в определении потокораспределения (токораспределения) и скольжения генераторов, работающих асинхронно, проводимый в предположении заданного напряжения (по действующему значению и частоте) в одной из точек системы. Во втором этапе выявляют возможность ресинхронизации части ЭС, работающей асинхронно. Оба этапа расчета ведутся методом последовательных приближений. Расчеты результирующей устойчивости сложны, поэтому требуют применения ЭВМ.

### 35.10. РЕЖИМЫ ПРИ МАЛЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ И МАЛЫХ ИЗМЕНЕНИЯХ СКОРОСТИ

Поведение электрической системы при небольших отклонениях от ее установившегося режима изучается для оценки нормального режима (статическая устойчивость, выбор наилучшего способа автоматического регулирования возбуждения, регулирования турбин и т. д.).

**Анализ простейшей нерегулируемой системы** [35.1, 35.2 и 35.5]. Работа простейшей системы, состоящей из станции, связанной линией электропередачи (или сетью, содержащей нагрузки, представленные постоянными сопротивлениями) с шиной неизменного напряжения при малых отклонениях, характеризуется уравнением

$$T_J p^2 \Delta \delta + c_1 \Delta \delta = 0,$$

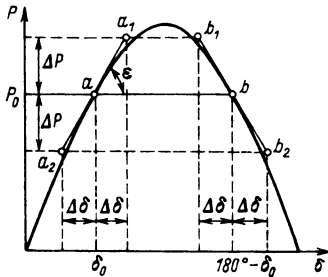


Рис. 35.29. Характеристика мощности простейшей системы

где  $c_1 = dP/d\delta$  – производная от мощности по углу, определенная по характеристике  $P = f(\delta)$  при  $E_q = \text{const}$ .

Корни характеристического уравнения

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-c_1/T_J}.$$

При  $c_1 > 0$  (рис. 35.29) оба корня мнимые, что указывает на появление незатухающих колебаний:

$$\Delta \delta = A_1 e^{j\omega t} + A_2 e^{-j\omega t} = A \sin(\gamma t + \Psi),$$

где  $\gamma = \sqrt{c_1/T_J}$ ;  $A = \sqrt{A_1^2 + A_2^2}$ ;  $\Psi = \arctg \frac{A_2}{A_1}$ .

При отрицательном  $c_1$  оба корня вещественны, один из них положителен, что указывает на неустойчивость системы.

При учете демпферного момента, характеризующего коэффициентом  $P_d$ , уравнение движения имеет вид:

$$T_J p^2 \Delta \delta + P_d p \Delta \delta + c_1 \Delta \delta = 0.$$

Анализ корней характеристического уравнения показывает, что условия устойчивости здесь те же, что и в предыдущем случае [35.1, 35.2, 35.5].

**Анализ нерегулируемой системы** (рис. 35.30) из двух станций (простая консервативная или простейшая диссипативная). Дифференциальное уравнение системы [35.1, 35.2, 35.5]

$$p^2 \Delta \delta_{12} + \left( \frac{1}{T_{J1}} c_1 - \frac{1}{T_{J2}} c_2 \right) \Delta \delta_{12} = 0,$$

где  $c_1, c_2$  находятся дифференцированием выражения для мощности первой и второй станций по углу  $\delta_{12}$ .

Корни характеристического уравнения

$$p_{1,2} = \pm j \sqrt{\alpha} = \pm j \sqrt{\frac{1}{T_{J1}} c_1 - \frac{1}{T_{J2}} c_2}$$

дают возможность установить, что устойчивость не нарушается при положительном значении относительного ускорения  $\alpha$ .

При учете нагрузки статическими характеристиками мощности  $P_1, Q_1, P_{1H}, Q_{1H}$  находят из выражений [35.2]

$$P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 U_{1H} \sin(\delta_1 - \alpha_{1H});$$

$$Q_1 = E_1^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - E_1 U_{1H} \cos(\delta_1 - \alpha_{1H});$$

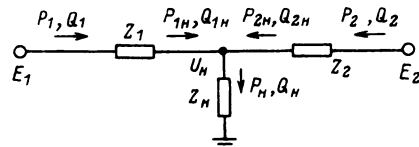


Рис. 35.30. Схема системы с двумя станциями, работающими на общую нагрузку

$$P_{1n} = -U^2 y_{n,n} \sin \alpha_{n,n} + E_1 U y_{1n} \sin (\delta_1 + \alpha_{1n});$$

$$Q_{1n} = -U^2 y_{n,n} \cos \alpha_{n,n} + E_1 U y_{1n} \cos (\delta_1 + \alpha_{1n}),$$

где  $U$  — напряжение в точке включения нагрузки;  $y_{11}, y_{1n}, y_{n,n}$  — собственные и взаимные проводимости ветвей источника и нагрузки.

Уравнения второй станции можно получить, заменив в первых двух уравнениях индекс 1 на индекс 2.

Для определения  $c_1$  и  $c_2$  пользуются выражениями

$$c_1 = \frac{dP_1}{d\delta_{12}} = \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \frac{d\delta_1}{d\delta_{12}} + \frac{\partial P_1}{\partial U} \frac{dU}{d\delta_{12}};$$

$$c_2 = \frac{dP_2}{d\delta_{12}} = \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \frac{d\delta_2}{d\delta_{12}} + \frac{\partial P_2}{\partial U} \frac{dU}{d\delta_{12}}.$$

Частные производные  $\partial P_1/\partial \delta_1, \partial P_1/\partial U, \partial P_2/\partial \delta_2, \partial P_2/\partial U$  находятся дифференцированием уравнений для мощностей после подстановки в них численных значений:

$$\frac{d\delta_1}{d\delta_{12}} = \frac{\frac{\partial P_{2n}}{\partial \delta_2} B_Q - \frac{\partial Q_{2n}}{\partial \delta_2} B_P}{A_P B_Q - B_P A_Q};$$

$$\frac{dU}{d\delta_{12}} = \frac{\frac{\partial Q_{2n}}{\partial \delta_2} A_P - \frac{\partial P_{2n}}{\partial \delta_2} A_Q}{A_P B_Q - B_P A_Q},$$

где

$$A_P = \frac{\partial P_{1n}}{\partial \delta_1} + \frac{\partial P_{2n}}{\partial \delta_2};$$

$$B_P = \frac{\partial P_{1n}}{\partial U} + \frac{\partial P_{2n}}{\partial U} - \frac{\partial P_n}{\partial U};$$

$$A_Q = \frac{\partial Q_{1n}}{\partial \delta_1} + \frac{\partial Q_{2n}}{\partial \delta_2};$$

$$B_Q = \frac{\partial Q_{1n}}{\partial U} + \frac{\partial Q_{2n}}{\partial U} - \frac{\partial Q_n}{\partial U},$$

причем  $\partial P_n/\partial U$  и  $\partial Q_n/\partial U$  принимаются по статическим характеристикам нагрузок для данного  $U$ .

Производная  $d\delta_2/d\delta_{12}$  определяется из уравнения

$$\frac{d\delta_1}{d\delta_{12}} - \frac{d\delta_2}{d\delta_{12}} = \frac{d\delta_{12}}{d\delta_{12}} = 1.$$

Подстановка производных  $d\delta_1/d\delta_{12}, d\delta_2/d\delta_{12}, dU/d\delta_{12}$  в выражения для  $c_1$  и  $c_2$  позволяет вычислить их и найти относительное ускорение  $\alpha$ .

**Анализ сложных нерегулируемых систем** (сложные позиционные, консервативные системы) [35.1, 35.2]. В ЭС, содержащих произвольное число станций и нагрузок, мощность каждой станции зависит от взаимных углов между ЭДС данной станции и ЭДС всех остальных

станций. Число независимых относительных углов, через которые могут быть выражены остальные относительные углы, на единицу меньше числа станций. Изменение мощностей машин и нагрузок можно представить в виде функций относительных углов

$$\Delta P_1 = f(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1k}, \dots, \delta_{1n});$$

$$\dots \dots \dots$$

$$\Delta P_n = f(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{12}, \dots, \delta_{1k}, \dots, \delta_{1n}).$$

Уравнения движения роторов

$$T_{J1} p^2 \delta_1 = -\Delta P_1;$$

$$\dots \dots \dots$$

$$T_{Jn} p^2 \delta_n = -\Delta P_n.$$

Приращение мощности какой-либо станции

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \dots$$

$$\dots + \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{1k}} \Delta \delta_{1k} + \dots + \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{1n}} \Delta \delta_{1n}.$$

Система уравнений, определяющая изменения относительных углов  $\Delta \delta_{12}, \Delta \delta_{13}, \dots, \Delta \delta_{1k}, \dots, \Delta \delta_{1n}$ :

$$p^2 \Delta \delta_{12} + \alpha_{12}^2 \Delta \delta_{12} + \alpha_{13}^2 \Delta \delta_{13} + \dots + \alpha_{1n}^2 \Delta \delta_{1n} = 0;$$

$$\dots \dots \dots$$

$$\alpha_{12}^2 \Delta \delta_{12} + \alpha_{13}^2 \Delta \delta_{13} + \dots + p^2 \Delta \delta_{1n} + \alpha_{1n}^2 \Delta \delta_{1n} = 0,$$

где

$$\alpha_{12}^2 = \frac{1}{T_{J1}} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{J2}} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}};$$

$$\alpha_{13}^2 = \frac{1}{T_{J1}} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{J2}} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}}.$$

Верхний индекс указывает, какие приращения мощности входят в разность, нижний — по какому углу берутся производные. Об устойчивости системы судят по характеру изменения относительных углов  $\Delta \delta_{12}, \Delta \delta_{13}, \dots, \Delta \delta_{1n}$ . Изменение абсолютных углов  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$  не характеризует устойчивость системы, так как нарастание их может происходить и в устойчивой системе.

Значение любых относительных углов находят через частные определители  $D_{12}(p), D_{13}(p), \dots, D_{1n}(p)$  и главный определитель системы:

$$\Delta \delta_{12} = D_{12}(p)/D(p); \Delta \delta_{13} = D_{13}(p)/D(p) \dots$$

Главный определитель системы

$$D(p) = \begin{vmatrix} (p^2 + \alpha_{12}^2) \alpha_{12}^2 \dots \alpha_{12}^2 & & & & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \\ \alpha_{12}^2 & & \alpha_{13}^2 \dots (p^2 + \alpha_{1n}^2) & & \\ & & & & \end{vmatrix} = 0.$$

Раскрыв определитель, получают характеристическое уравнение вида

$$p^{2(n-1)} + a_2 p^{2(n-2)} + a_4 p^{2(n-3)} + \dots \\ \dots + a_{2(n-2)} p^2 + a_{2(n-1)} = 0.$$

Исследование характера корней этого уравнения любым известным способом позволяет установить устойчивость системы, а если она неустойчива, то, каков характер нарушения устойчивости (апериодический или колебательный).

**Анализ систем, имеющих автоматическое регулирование.** Исследование регулируемой системы имеет два аспекта: анализ и синтез. Решение задачи анализа предполагает проверку устойчивости системы, выявление вида переходного процесса и определение его качества при известных параметрах регулирующих устройств и системы. Задачи синтеза сводятся к определению вида регулятора (структурной схемы системы регулирования) и его параметров, исходя из требований к устойчивости и качеству переходного процесса регулируемой системы.

На примере простой системы (станция — шины неизменного напряжения) рассмотрим основные физические представления, не выделяя задач анализа и синтеза. Генераторы без демпферных обмоток снабжены автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) без запаздывания ( $T_p = 0$ ). При наличии регулятора, реагирующего на отклонение напряжения (коэффициент усиления  $K_{0U}$ ), имеем уравнения

$$T_J p^2 \Delta \delta + \Delta P = 0; \Delta E_q = \xi(p) \Delta E'_q + \gamma(p) \Delta U_r,$$

причем  $\Delta E_{qe} = -K_{0U} \Delta U_r$ ;  $\Delta U_r = U_{r0} - U_r$ ;

$$K_{0U} = -\partial E_q / \partial U_r, \text{ а}$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{E_q}}{\partial E_q} \Delta E_q + \frac{\partial P_{E_q}}{\partial \delta} \Delta \delta = b_1 \Delta E_q + c_1 \Delta \delta; .$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{E_q}}{\partial E'_q} \Delta E'_q + \frac{\partial P_{E_q}}{\partial \delta} \Delta \delta = b_2 \Delta E'_q + c_2 \Delta \delta;$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{U_r}}{\partial U_r} \Delta U_r + \frac{\partial P_{U_r}}{\partial \delta} \Delta \delta = b_3 \Delta U_r + c_3 \Delta \delta.$$

Входящие в эти уравнения коэффициенты  $b$  и  $c$ , выражения для которых приведены в [35.1], зависят от режима.

Система уравнений путем преобразований может быть сведена к трем уравнениям с известными  $\Delta \delta$ ,  $\Delta E'_q$  и  $\Delta U_r$ :

$$(T_J p^2 + c_1) \Delta \delta + b_1 \xi(p) \Delta E'_q + b_1 \gamma(p) \Delta U_r = 0;$$

$$(T_J p^2 + c_2) \Delta \delta + b_2 \Delta E'_q + 0 = 0;$$

$$(T_J p^2 + c_3) \Delta \delta + 0 + b_3 \Delta U_r = 0.$$

Определитель системы

$$D(p) = \begin{vmatrix} T_J p^2 + c_1 & b_1 \xi p & b_1 \gamma p \\ T_J p^2 + c_2 & b_2 & 0 \\ T_J p^2 + c_3 & 0 & b_3 \end{vmatrix}.$$

Раскрыв выражение  $D(p)$  и приравняв его к нулю, получим:

$$D(p) = a_0 p^4 + a_1 p^3 + (a_2 + \Delta a_2) p + \\ + a_3 p + (a_4 + \Delta a_4) = 0,$$

где

$$a_0 = T_e T'_d T_J; \quad a_1 = T_J (T'_d + T_e);$$

$$a_2 = T_J + T_d T_e c_2; \quad a_3 = T'_d c_2 + T_e c_1; \quad a_4 = c_1.$$

Через  $\Delta a$  обозначены составляющие коэффициентов  $a$ , зависящие от действия регулятора:

$$\Delta a_2 = K_{0U} T_J \frac{b_1}{b_3};$$

$$\Delta a_4 = K_{0U} c_3 \frac{b_1}{b_3};$$

$\Delta a_0$ ,  $\Delta a_1$ ,  $\Delta a_3$  равны нулю.

Анализ устойчивости, выполненный по способу Гурвица [35.1, 35.5], дает возможность установить неравенства, при выполнении которых обеспечивается статическая устойчивость системы:

$$1) \quad c_2 > 0;$$

$$2) \quad K_{0U \min} = \frac{|-c_1|}{c_3} \frac{b_3}{b_1};$$

$$3) \quad K_{0U \max} =$$

$$= \frac{c_2 - c_1}{c_3 - c_2} \frac{b_3}{b_1} \left[ 1 + \frac{T'_e}{T_J} \frac{T'_d c_2 + T_e c_1}{T'_d + T_e} \omega_0 \right] \\ 1 + \frac{T_e}{T'_d} \frac{c_3 - c_1}{c_3 - c_2}.$$

**Анализ простых систем, имеющих сильное регулирование.** Регулятор сильного действия реагирует не только на отклонения режимных параметров, но и на первую и вторую их производные  $pI$ ,  $p^2I$ ,  $p\delta$ ,  $p^2\delta$ ,  $pU$ ,  $p^2U$ , при этом генератор (или станция, замещенная эквивалентным генератором) может работать при неизменном или даже увеличивающемся с нагрузкой напряжении на зажимах генератора или в начале линии. Напряжения выхода измерительного и дифференцирующих элементов ( $e_n$ ,  $e_1$ ,  $e_2$ ) суммируются в сумматоре:

$$e = e_n + e_1 + e_2$$

и подводятся к обмотке возбуждения (рис. 35.31).

Математический анализ современных систем сильного регулирования довольно гро-

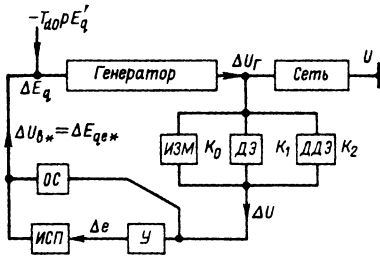


Рис. 35.31. Структурная схема автоматического регулятора возбуждения сильного действия:

ИЗМ – измерительный элемент (постоянная времени  $T_{и}$ ); ИСП – исполнительный элемент (постоянная времени  $T_{е}$ ); ДЭ – дифференцирующий элемент (постоянная времени  $T_1$ ); ДДЭ – двойной дифференцирующий элемент (постоянная времени  $T_2$ ); У – усилительный элемент (постоянная времени  $T_y$ ); ОС – обратная связь;  $K_0, K_1, K_2$  – коэффициенты усиления

моздкий. Соотношение, отражающее связь между отклонением напряжения  $\Delta U_r$  и сигналом  $\Delta U$ , который дает регулятор, может быть записано в виде

$$\Delta U = \frac{K_{0U}(-\Delta U_r)}{1 + T_{и}p} + \frac{K_{1U}p(-\Delta U_r)}{1 + T_1p} + \frac{K_{2U}p^2(-\Delta U_r)}{1 + T_2p}$$

После преобразований [35.1] получаем:

$$\Delta E_{qe} = \frac{K_{0U}(1 + K_{1U}p + K_{11U}p^2)(-\Delta U_r)}{(1 + T_y p)(1 + T_{и}p)(1 + T_e p)}$$

где  $T_{и} \approx T_1 \approx T_2$ ;  $K_{1U} = K_{1U}/K_{0U}$ ;  $K_{11U} = K_{2U}/K_{0U}$ .

Уравнения первого приближения (линеаризованные) регулируемой электрической системы при помощи АРВ сильного действия, выраженные в операторной форме:

$$\begin{aligned} T_1 p^2 \delta \delta + \Delta P &= 0; \\ T_{a0} p \Delta E'_q + \Delta E_q &= \Delta E_{qe}; \\ \Delta E_{qe} &= \Delta e / (T_e p + 1); \\ \Delta P &= b_1 \Delta E_q + c_1 \delta \delta; \\ \Delta P &= b_2 \Delta E'_q + c_2 \delta \delta; \\ \Delta P &= b_3 \Delta U_r + c_3 \delta \delta. \end{aligned}$$

Входящая в уравнения величина  $\Delta e$  зависит от того, по какому параметру ведется регулирование [35.1].

Постоянную времени измерительного элемента практически можно принять равной нулю.

При любом способе регулирования  $\Delta e$  может быть выражена таким образом, что

отклонение угла всегда можно найти в виде

$$\Delta \delta = D_1(p)/D(p).$$

Характеристическое уравнение системы  $D(p) = 0$

$$\begin{aligned} (a_0 + K_{11U} \Delta a_2) p^4 + (a_1 + K_{1U} \Delta a_2) p^3 + \\ + (a_2 + \Delta a_2 + K_{11U} \Delta a_4) p^2 + \\ + (a_3 + K_{1U} \Delta a_4) p + a_4 + \Delta a_4 = 0, \end{aligned}$$

где  $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4$  – слагаемые коэффициентов характеристического уравнения, зависящие от параметров системы и ее режима, а  $\Delta a_2, \Delta a_4$  – слагаемые этих коэффициентов, зависящие от параметров регулятора и параметров системы.

**Анализ характеристического уравнения.**

Целью этого анализа является установление коэффициентов усиления регулятора по отклонению  $K_0$  первой  $K_1$  и второй  $K_2$  производных режимных параметров (одного или нескольких), которые обеспечивали бы достаточно хорошее поддержание напряжения на выводах генератора или в начале передачи (в зависимости от условий работы системы) и в достаточной мере расширили бы область устойчивой работы (при необходимости до предела по линии).

Анализ обычно содержит три этапа: а) рассмотрение зависимостей коэффициентов  $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4$  от режима системы, выяснение характера аналогичных зависимостей для добавок  $\Delta a_2, \Delta a_4$  и проверка полученных результатов по необходимому критерию сохранения устойчивости (одинаковость знаков всех коэффициентов характеристического уравнения), которая дает возможность сделать вывод о введении добавок к тем или иным коэффициентам и наметить целесообразный способ регулирования возбуждения; б) выбор коэффициента усиления  $K_0$  по отклонению регулируемого параметра (обеспечивает поддержание напряжения в соответствующей точке с заданной степенью точности); в) выбор коэффициентов усиления по производным  $K_1$  и  $K_2$  (изменяют размеры области устойчивости).

При анализе обычно применяется способ D-разбиения по двум параметрам и построение областей устойчивости в плоскости настроечных параметров  $K_2 = f(K_1)$ . Возможно также применение любых других способов анализа корней характеристического уравнения [35.1].

**Исследование статической устойчивости сложной многомашинной системы с обычным или сильным регулированием возбуждения.** Уравнения малых колебаний записывают для каждой эквивалентной машины, представляю-

шей станцию сложной системы. Приращения мощностей выражают через частные производные и, составляя уравнения регулятора системы возбуждения, связывают отклонения параметра, по которому происходит регулирование, с изменением тока возбуждения. При этом сложную регулируемую электрическую систему можно условно представить в виде простых элементов, соединенных между собой: а) генератора, непосредственно включенного на узловую точку; б) генератора, включенного на узловую точку через линии, и в) двух узловых точек системы, соединенных линией передачи [35.1].

Целью исследований сложной регулируемой системы обычно является не только проверка устойчивости в том или ином режиме, но и выбор способов регулирования, обеспечивающих наиболее устойчивую (с большим коэффициентом запаса) передачу предельной мощности по линиям без перестройки АРВ, при различных изменениях в схеме (изменение числа генераторов и компенсаторов, включение и отключение нагрузок и т. д.).

Исследование в конечном счете сводится к рассмотрению системы уравнений, описывающих режим при малых отклонениях. После преобразований, как и в случае простейшей системы, получаем:

$$\Delta \delta_1 = D_1(p)/D(p),$$

где  $D(p) = 0$  — характеристическое уравнение системы  $n$ -й степени

$$D(p) = (a_0 + \Delta a_0)p^n + \dots + (a_n + \Delta a_n) = 0.$$

Исследование характеристического уравнения дает возможность установить условия аperiodической ( $a_n > 0$  при  $a_0 > 0$ ) и колебательной ( $\Delta_{n-1} > 0$ ) устойчивости.

Предельным режимам соответствуют критерийные равенства:  $a_n = 0$  (по текучести или сползанию),  $\Delta_{n-1} = 0$  (по самораскачиванию).

Практические расчеты статической устойчивости регулируемых электрических систем ведут в два этапа. Первая проверка предполагает, что все регулирующие устройства системы настроены так, что самораскачивание исключено и нарушение устойчивости может происходить только аperiodически. Вторая проверка проводится с целью выявления самораскачивания, обусловленного действием тех или иных регулирующих элементов. В условиях принятых допущений на первом этапе анализ системы на устойчивость при любом способе регулирования сводится к анализу нерегулируемой системы, генераторы которой вводятся в схему замещения некоторыми уменьшенными (фиктивными) реак-

тивными сопротивлениями  $\Delta x$  и приложенными за ними неизменными ЭДС  $E_x$ ; величины  $\Delta x$  и  $E_x$  зависят от типа генератора, вида регулятора возбуждения и его настройки. При принятой идеализации регулируемой системы ее проверка по упрощенным критериям, с помощью которых выявляется аperiodическая устойчивость, по существу сводится к выявлению знака свободного члена характеристического уравнения.

**Практические критерии статической устойчивости.** Анализ статической устойчивости по критерию  $dP/d\delta > 0$ . Для системы, в которой станция связана с системой через относительно длинную линию электропередачи, расчет по критерию  $dP/d\delta$  дает результаты, хорошо приближающиеся к действительности. Расчет ведут в последовательности:

- 1) определяют выражение мощности, отдаваемой генератором удаленной станции;
- 2) находят выражение для производной  $dP/d\delta$ ;
- 3) из условия  $dP/d\delta = 0$  определяют угол, соответствующий предельному режиму;
- 4) подставив это значение угла в выражение для мощности, вычисляют предел мощности, после чего, учтя нормативный коэффициент запаса по устойчивости [35.6, 35.12], определяют мощность, которую можно передать от удаленной станции без нарушения статической устойчивости.

В этих расчетах неявнополюсный генератор замещается той или иной ЭДС в зависимости от вида АРВ ( $E_q, E_x, U_T$ ).

У явнополюсных нерегулируемых генераторов ЭДС  $E_Q$  при изменении нагрузки меняется. При приближенной оценке рекомендуется упрощать задачу, проводя расчет как для неявнополюсной машины и принимая постоянную ЭДС, приложенную за сопротивлением  $0,85x_d$ .

В случае необходимости насыщение генераторов можно приближенно учесть, приняв для неявнополюсных машин  $x_{d\text{нас}} = (0,95 \div 0,98)x_d$ , для явнополюсных машин  $x_{d\text{нас}} = (0,85 \div 0,95)x_d$ .

Расчеты, проводимые при замене нагрузки постоянным сопротивлением и приводящие к некоторому завышению предела передаваемой мощности, должны рассматриваться только как ориентировочные. Учет действительных характеристик нагрузки может производиться или только в отношении влияния изменений напряжения на шинах нагрузки на потребляемую ею мощность, или в отношении одновременного учета изменений напряжения и частоты в системе.

При проверке устойчивости по критерию  $dP/d\delta$  сложных систем полагают ЭДС всех

станций неизменными ( $E = \text{const}$ ) и вычисляют синхронизирующие мощности станций, наиболее «опасных» в отношении возможности нарушения устойчивости. При этом могут вычисляться синхронизирующие мощности поочередно между станциями или между группами станций. Задача всегда носит несколько неопределенный характер: при вычислении синхронизирующей мощности какой-либо станции делаются достаточно грубые допущения относительно поведения остальных станций, распределения мощностей между ними и т. п. [35.2].

В системе, состоящей из двух станций, относительное ускорение в функции изменения угла  $\delta_{12}$  при уже сделанном допущении о поведении нагрузки однозначно определяет предел по устойчивости. Изменение взаимного угла между двумя станциями в сложной системе не дает такой определенности, поскольку каждой комбинации относительных углов остальных станций соответствуют свои значения мощностей станций системы. Синхронизирующая мощность каждой станции, в том числе и исследуемой, зависит от характера изменения всех относительных углов. В практике расчетов для устранения указанной неопределенности обычно принимают одно из следующих допущений:

- 1) постоянство углов всех генераторных станций, кроме данной;
- 2) постоянство активных мощностей, выдаваемых всеми станциями, кроме двух.

При первом допущении угол  $\delta_1$  удаленной станции, отсчитанный относительно синхронно вращающейся оси, получает перемещение  $d\delta_1$  (рис. 35.32). Абсолютные углы всех остальных станций  $\delta_2, \delta_3$  и т. д. остаются при этом неизменными. Все относительные углы первой станции получают одинаковое изменение  $d\delta_{12} = d\delta_{13}$  и т. д. Относительные углы остальных станций сохраняют свои значения, поэтому  $d\delta_{23} = 0$  и т. д. Такому определенному изменению относительных углов соответствуют определенные изменения мощностей всех станций, включая первую. Критерием устойчивости является знак синхронизирующей мощности

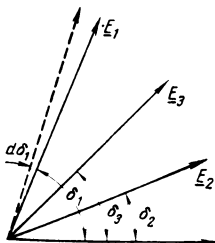


Рис. 35.32. Векторная диаграмма ЭДС генераторов сложной ЭС

$dP/d\delta_{1n}$ , где  $\delta_{1n}$  — угол между ЭДС данной станции и ЭДС любой другой станции системы.

Второе допущение предполагает изменение активных мощностей лишь двух станций, в то время как мощности остальных станций принимаются неизменными. Критерием устойчивости и в этом случае служит знак производной  $dP_1/d\delta_{1n}$ , где  $\delta_{1n}$  — угол между векторами ЭДС станции, которая нагружается (1), и балансирующей станции ( $n$ ).

Проверка устойчивости по критерию  $dQ/dU < 0$ . Этот практический критерий статической устойчивости применяют при исследовании систем с концентрированной нагрузкой, содержащих одну или несколько узловых точек, по отношению к которым станции и нагрузки имеют примерно одинаковую электрическую удаленность.

Сущность метода применительно к схеме, показанной на рис. 35.33, заключается в следующем. Каждая из нагрузок  $H_1$  или  $H_2$ , присоединенных к узловой точке  $a$ , обладает определенной характеристикой  $Q_n = f(U_a)$ . Объединив все нагрузки, получим результи-

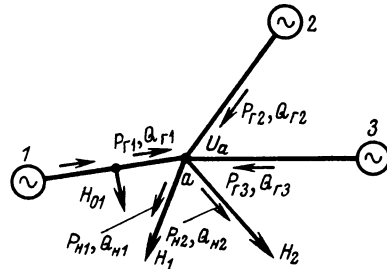


Рис. 35.33. Схема концентрированной ЭС с нагрузкой в узле

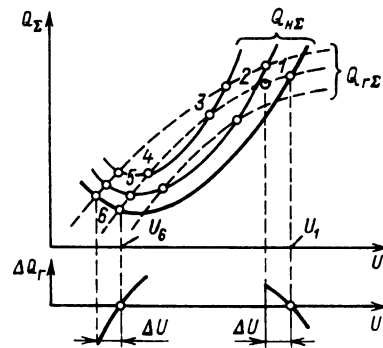


Рис. 35.34. Характеристики мощности генераторов и нагрузки узловой точки ЭС

рующую реактивную нагрузку узла в исходном режиме ( $U_a = 1$ ) и ее зависимость в функции напряжения

$$Q_{n\Sigma} = f(U_a) = Q_{n1}f_1(U_a) + \dots + Q_{nk}f_k(U_a).$$

Изменение нагрузки узла в исходном режиме на  $\pm \Delta Q_{n\Sigma}$  дает возможность найти новую характеристику ( $Q_{n\Sigma} \pm \Delta Q_{n\Sigma} = f(U_a)$ ). Таким образом можно получить семейство характеристик нагрузки (рис. 35.34). От каждого из генераторов к точке  $a$  поступает реактивная мощность. В случае замещения какого-либо генератора постоянной ЭДС  $E$  реактивная мощность, поступающая на шины нагрузки, определяется уравнением

$$Q_{rn} = \frac{E_n U_a}{x_{na}} \cos \delta_{na} - \frac{U_a^2}{x_{na}},$$

где  $n$  — номер генератора;  $x_{na}$  — сопротивление данной ветви генератора до точки  $a$ .

Зависимость суммарной реактивной мощности, поступающей от генераторов,

$$Q_{r\Sigma} = \varphi(U_a) = Q_{r1}\varphi_1(U_a) + \dots + Q_{rn}\varphi_n(U_a)$$

может быть представлена также в виде семейства характеристик, каждая из которых относится к некоторому исходному режиму.

В любом установившемся режиме  $Q_{r\Sigma} = Q_{n\Sigma}$ , т. е. имеет место пересечение этих характеристик. Очевидно, что могут быть два вида пересечения характеристик: такое, как в точках 1–3, где при отклонении напряжения

$$\frac{d\Delta Q_{r\Sigma}}{dU} = \frac{d(Q_{r\Sigma} - Q_{n\Sigma})}{dU} < 0,$$

или такое, как в точках 4–6, где

$$\frac{d\Delta Q_{r\Sigma}}{dU} = \frac{d(Q_{r\Sigma} - Q_{n\Sigma})}{dU} > 0.$$

В первом случае (точка 1), когда  $d\Delta Q_{r\Sigma}/dU < 0$ , система устойчива, так как при любом случайном уменьшении напряжения на  $\Delta U$  появляется избыток реактивной мощности  $\Delta Q_r$ , приводящей к увеличению напряжения, проявляющемуся до тех пор, пока напряжение не восстановится. Во втором случае (точка 6) система неустойчива.

Таким образом, критерий устойчивости системы будет заключаться в требовании выполнения условия

$$\frac{d\Delta Q_{r\Sigma}}{dU} < 0.$$

Рассмотренный метод расчета по пересечению характеристик генерации и потребления имеет и самостоятельное значение [35.1].

Проверка устойчивости по критерию  $dP/df$ . В некоторых системах, например

имеющих электрические печи, практический критерий  $dP/df$  может оказаться решающим для определения устойчивости режима. Критерий  $dP/df$  аналогичен критерию  $dQ/dU$ .

При проверке устойчивости по критерию  $dP/df$  строят зависимости  $P_{r\Sigma} = \varphi_1(f)$  и  $P_{n\Sigma} = \varphi_2(f)$ , по которым определяют небаланс мощности и его знак. При построении характеристик автоматическое регулирование частоты может учитываться или не учитываться (в зависимости от условий расчета).

Энергосистема должна работать так, чтобы некоторые изменения (ухудшения) режимных параметров не приводили к нарушению ее устойчивости, т. е. необходим запас. Запас по устойчивости оценивается соотношением параметров исходного и предельного (по устойчивости) режимов [35.13].

Следует, однако, иметь в виду, что исходные данные по параметрам системы и ее режима известны лишь с той или иной степенью точности, а возникновение аварийных ситуаций в системе носит случайный характер, поэтому результатам одиночных расчетов не всегда придают решающее значение [35.6, 35.12]. В ряде случаев здесь приходится проводить дополнительные исследования, связанные с учетом неточности исходных данных.

*Расчеты аperiodической статической устойчивости на ЭВМ.* Существует ряд программ для расчета на ЭВМ.

Эти программы позволяют рассчитывать параметры установившегося исходного и утяжеленных режимов с целью выявления предела по устойчивости. В соответствии с реальными условиями работы энергосистем утяжеление режима осуществляется:

увеличением нагрузки энергосистемы в данных узловых точках;

перераспределением нагрузок между генераторными станциями;

снижением напряжения в узловых точках системы.

При каждом из этих видов утяжеления определяются предельный режим и коэффициент запаса. В связи с тем, что исходный режим системы является аperiodически устойчивым, а переход к предельному осуществляется направленным изменением его параметров, определение предела по аperiodической устойчивости сводится к решению задач, связанных:

1) с расчетами исходного и утяжеленных установившихся режимов;

2) с расчетами свободного члена характеристического уравнения  $a_n$ , соответствующего расчетным режимам;

3) с расчетами режимов при изменении

Таблица 35.11

Программа	Организация-разработчик	Критерий статической устойчивости
СТАТУС	ИЭД АН УССР	Критерий апериодической и квазиапериодической устойчивости – знаки высшего, последнего и предпоследнего членов характеристического уравнения
	ЛПИ	Знак якобиана уравнений установившегося режима
СУМ-9	ЭНИН	Сходимость итерационного процесса
РАПУС-5	СибНИИЭ	Знак свободного члена характеристического уравнения
ЛИДЕР	МЭИ	Метод <i>D</i> -разбиения – выделение периодических границ области статической устойчивости в координатах настроечных параметров АРВ

исходных данных так, чтобы выполнялось условие  $a_n = 0$ .

На ЭВМ третьего поколения задачи расчета статической устойчивости решаются либо по критерию апериодической, либо колебательной устойчивости. По первому критерию проводятся расчеты предельных режимов достаточно сложных схем энергосистем. Для задач расчета колебательной устойчивости, предназначенных для выбора настроечных параметров АРВ, разработана промышленная программа, основанная на методе *D*-разбиения и критерии Михайлова. Характеристики этих программ приведены в табл. 35.11.

### 35.11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ТОКОВ КЗ, УЛУЧШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ЭС

Мероприятия по улучшению устойчивости и качества электромеханических переходных процессов разделяют на основные и дополнительные. Можно выделить группу режимных мероприятий, которые улучшают устойчивость, повышают надежность или сокращают время существования ненормального режима. Осуществление режимных мероприятий требует вмешательства персонала или использования дополнительных устройств, действующих автоматически.

#### Основные мероприятия

Улучшение параметров основных элементов системы является основным мероприятием, повышающим устойчивость. Уменьшение реактивных сопротивлений генераторов  $x_d$  благоприятно сказывается на статической устойчивости системы с нерегулируемыми

генераторами или с АРВ пропорционального действия.

Уменьшение  $x_d$  приводит к повышению амплитуды динамической характеристики. Эффективность этой меры выше при большем времени отключения короткого замыкания.

Высокий потолок возбуждения и большая скорость подъема напряжения возбуждения повышают динамическую устойчивость системы. Отсутствие зоны нечувствительности и непрерывность действия АРВ обеспечивают статическую устойчивость генераторов при работе с углами более  $90^\circ$ . Наибольший эффект дают АРВ сильного действия. Правильный выбор системы возбуждения улучшает условия работы генераторов с данными параметрами и характеристиками.

Повышение постоянной инерции генераторов приводит к увеличению предельного времени отключения повреждения или при заданном времени отключения – к увеличению передаваемой мощности.

Демпферные обмотки на гидрогенераторах и синхронных компенсаторах способствуют затуханию качаний их при самосинхронизации и ресинхронизации.

На пропускную способность электропередачи существенное влияние оказывают параметры линии электропередачи. Для увеличения пропускной способности целесообразно увеличивать ее номинальное напряжение, уменьшать индуктивное сопротивление линии электропередачи, применяя последовательную (продольную) емкостную компенсацию, расщепление проводов фаз линий электропередачи. Для увеличения пропускной способности в послеаварийном режиме на линии электропередачи предусматривают переключательные пункты. В этом случае при повреждении линии электропередачи отключается не вся линия, а часть ее, что приводит к меньшему увеличению индуктивного сопротивления линии в послеаварийном режиме.



Пропускную способность линий электропередачи можно увеличить, если на промежуточных подстанциях установить синхронные компенсаторы или быстродействующие СТК. В этом случае регулируемые компенсаторы делят линию на участки, что приводит к увеличению предела мощности всей электропередачи.

#### Дополнительные мероприятия

а) Заземление нейтрали трансформаторов через активное сопротивление; б) электрическое торможение генераторов во время аварии и после отключения ее; в) быстрое регулирование турбин.

Правильно выбранное сопротивление нейтрали трансформатора увеличивает амплитуду характеристики аварийного режима (при несимметричных замыканиях), что приводит к улучшению условий устойчивости.

Для повышения устойчивости могут быть использованы нагрузочные резисторы, включаемые последовательно или параллельно. При повреждениях в системе, связанных с нарушением баланса механической и электрической мощностей генератора (короткое замыкание, отключение одной из параллельных линий), включается нагрузочный резистор, который в некоторой мере компенсирует несоответствие мощностей, уменьшая избыточную мощность, развиваемую первичным двигателем.

Небаланс мощности может быть скомпенсирован также уменьшением мощности первичных двигателей, для чего необходима установка быстродействующих безынерционных регуляторов.

#### Мероприятия режимного характера

Характер переходных процессов и устойчивость ЭС зависят от предшествующего установившегося режима работы системы. Надлежащее изменение схемы может способствовать повышению устойчивости ЭС, например, своевременное отключение части генераторов, реакторов, нагрузки или деление системы на части при аварии может сохранить устойчивость ЭС в целом или ее частей. Статическая и динамическая устойчивости улучшаются при наличии резерва по активной мощности генераторов системы.

Работа генераторов в асинхронном режиме (при нарушении синхронизма) и последующая автоматическая ресинхронизация, так же как и их автоматическое повторное включение, способствуют обеспечению потребителем электроэнергии и сохранению устойчивости ЭС.

### 35.12. ОСОБЫЕ РЕЖИМЫ В ЭС

К особым режимам относят: XX электропередачи в ЭС, синхронизацию отдельных ее частей, асинхронный ход генератора (или части генераторов), выпавшего из синхронизма, и его ресинхронизация, работа части системы в неполнофазном режиме на «двух фазах», «пяти фазах» и т. д.

#### Холостой ход электропередачи (установившийся режим)

Этот режим должен проверяться по следующим показателям: 1) перегрузке генераторов реактивным током; 2) повышению напряжения на открытом конце линии; 3) самовозбуждению генераторов или синхронных компенсаторов, возникающему при определенных соотношениях длины линии и мощности генератора.

Реактивная мощность (знак минус соответствует емкостному току, опережающему напряжению) некомпенсированной линии при заданном в начале передачи напряжении  $U_1$  равна:

$$Q_1 = -\frac{U_1^2}{z_c} \operatorname{tg} \alpha_0 l = -\frac{U_1^2}{z_c} \operatorname{tg} \lambda,$$

где  $l$  — длина линии передачи, км;  $z_c$  — волновое сопротивление передачи;  $\alpha_0$  — коэффициент фазы;  $\alpha_0 l = \lambda$  — волновая длина линии электропередачи.

Напряжение в конце передачи

$$U_2 = U_1 / \cos \lambda.$$

В этих выражениях не учтено влияние короны и активного сопротивления.

При длинах линии порядка 500 км и менее коронирование проводов практически не

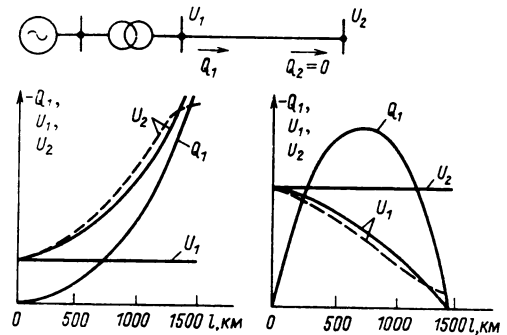


Рис. 35.35. Характер изменения напряжения на открытом конце линии и зарядной мощности в функции длины:

— без учета потерь на корону, --- с учетом потерь на корону

влияет на напряжение  $U_2$ , при длинах 500–1200 км коронирование увеличивает  $U_2$  и при длинах свыше 1200 км корона замедляет рост  $U_2$  — напряжения на открытом конце передачи.

На рис. 35.35 приведены зависимости  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $Q_1$  в функции длины передачи, а ниже приводятся примерные значения  $Q$ , которыми можно пользоваться для ориентировочных расчетов.

$U$ , кВ	$z_c$ , Ом	$Q$ , квар/км
35	Провода одиночные, 400	3,2
110		32
150		60
220		130
220	Провода, расщепленные на два в фазе, 300–315	170
330		360
400	Провода, расщепленные на три в фазе, 275	600
500		950
750	Четыре провода в фазе, 250	2400
1150		~5600

В первом приближении реактивную мощность, генерируемую линией, можно найти как

$$Q = \operatorname{tg} \lambda P_c,$$

где  $\lambda = \alpha_0 l$  — волновая длина линии;  $P_c$  — натуральная мощность.

Если на открытом конце передачи включен реактор ( $Q_p$ ), то реактивная мощность линии (рис. 35.36) равна:

$$Q_{lp} = -\frac{U_2^2}{z_c} \frac{\sin 2\alpha_0 l}{2} \left[ \left( \frac{Q_p}{P_c} \right)^2 + 2 \frac{Q_p}{P_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 l - 1 \right].$$

Более точные расчеты по определению потоков реактивной мощности и распределению напряжения в линии с учетом короны и насыщения стали генераторов и трансформаторов ведутся методом, изложенным в [35.14].

### Синхронизация

Процесс включения генераторов на параллельную работу называют синхронизацией. При проведении синхронизации важно провести

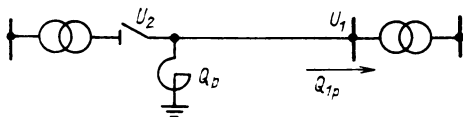


Рис. 35.36

включение так, чтобы возникающие на валу генератора механические моменты не были опасны для машины. Применяются точная синхронизация и самосинхронизация. Оба способа включения машин в систему могут осуществляться вручную и автоматически [35.1] (см. также разд. 42).

Точной синхронизацией называется включение возбужденного генератора в сеть при условии равенства его частоты и напряжения частоте и напряжению сети. При этом способе синхронизации разница угловых скоростей (частот) обеих частей системы не должна превышать 0,1–0,2 %.

Для определения условий успешной точной синхронизации может быть применен способ площадей.

Самосинхронизацией называется включение невозбужденного генератора в систему с предварительным сообщением ему с помощью первичного двигателя частоты вращения, близкой к синхронной. После включения или одновременно с ним на генератор подается возбуждение и он втягивается в синхронизм (под действием синхронного момента).

Определение тока генератора при самосинхронизации производится при допущении, что скольжение его равно нулю и что машина не возбуждена, а обмотка ротора замкнута на гасительные резисторы. Например, для фазы  $a$

$$i_a = U \left\{ \left[ \frac{1}{x_d} \cos \delta_0 (\theta + t) + \frac{1}{x_q} \sin \delta_0 \sin (\theta_0 + t) \right] + e^{-t/T_d} \left( \frac{1}{x_d'} - \frac{1}{x_d} \right) \cos \delta_0 \cos (\theta_0 + t) + e^{-t/T_d'} \left( \frac{1}{x_d''} - \frac{1}{x_d'} \right) \cos \delta_0 \cos (\theta_0 + t) + e^{-t/T_q'} \left( \frac{1}{x_q''} - \frac{1}{x_q'} \right) \sin \delta_0 \sin (\theta_0 + t) + \frac{1}{2} e^{-t/T_a} \left( \frac{1}{x_d''} - \frac{1}{x_q''} \right) \cos (\delta_0 + \theta_0 + 2t) - \frac{1}{2} e^{-t/T_a} \left( \frac{1}{x_d''} + \frac{1}{x_q''} \right) \cos (\delta_0 - \theta_0) \right\}.$$

Амплитудное значение ударного тока статора в наиболее неблагоприятный момент включения можно оценить так:

$$i_{yd} = 1.8 \sqrt{2} U/x_d'',$$

где  $U$  — напряжение шин ЭС.

После определения тока можно найти снижение напряжения в различных точках сети.

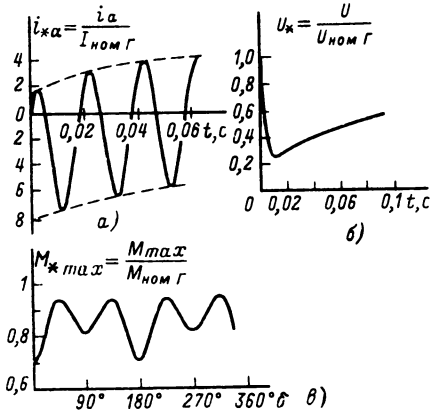


Рис. 35.37. Зависимость тока статора (а), напряжения на шинах потребителей (б) и максимального момента (в) мощного генератора от угла включения при самосинхронизации

Электромагнитный момент при самосинхронизации зависит от угла включения  $\delta_0$  и содержит ряд составляющих:

$$M_{s=0} \approx U^2 \left\{ \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) - \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) e^{-t/T_d} - \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x'_d} \right) e^{-t/T'_d} + \left( \frac{1}{x''_q} - \frac{1}{x_q} \right) \right] \sin 2\delta_0 + \left[ \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_q} \right) e^{-t/T_d} - \left( \frac{1}{x''_q} - \frac{1}{x_q} \right) \times e^{-(T'_d + T_d)/T'_d T_d} \right] \sin \delta_0 \cos(\delta_0 + t) + \left[ \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) e^{-(T_d + T_d)/T_d T_d} + \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \times e^{-(T_d + T_d)/T_d T_d} - \left( \frac{1}{x''_q} - \frac{1}{x_q} \right) e^{-t/T_d} \right] \times \cos \delta_0 \sin(\delta_0 + t) - \frac{1}{2} \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x''_q} \right) e^{-2t/T_d} \sin 2(\delta_0 + t) \right\}.$$

При включении с малым скольжением максимальный момент самосинхронизации наступает при углах включения  $\delta_0$ , равных  $45^\circ$ ,  $135^\circ$  и т. д.

Максимальный электромагнитный момент при самосинхронизации не должен превышать момента, появляющегося при трехфазном КЗ на выводах машины, определяемого по выражению

$$M_k = E_q^2 \left[ \frac{1}{x'_d} \sin t - \frac{1}{2} \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x''_q} \right) \sin 2t \right].$$

Протекание процесса втягивания в синхронизм рассчитывается (в случае надобности) методом последовательных интервалов.

На рис. 35.37 показаны характер изменения тока статора, спад и восстановление напряжения на шинах потребителя при самосинхронизации мощного генератора; здесь же приведена зависимость максимального момента от угла включения.

### Несинхронное автоматическое повторное включение (НАПВ)

Расчет допустимости НАПВ заключается в определении максимального тока, возникающего при включении генераторов, синхронных компенсаторов (СК) и сравнении его с допустимым.

Генераторы и синхронные компенсаторы в расчетной схеме замещаются ЭДС  $E''_q$  и сверхпереходным реактивным сопротивлением  $x''_d$ . Генераторы, не имеющие демпферных контуров, замещаются соответственно ЭДС  $E'_q$  и  $x'_d$ . Нагрузка, когда необходимо, вводится в схему ЭДС  $E''_n$  и реактивным шунтом  $x_n$ .

Линии электропередачи и трансформаторы замещаются реактивными сопротивлениями. Все ЭДС генераторов и СК предполагаются равными  $1,05$  ( $E''_n$  принимается равной  $0,9$ ) и совпадающими по фазе.

Векторы ЭДС источников противоположных концов включаемой линии предполагаются сдвинутыми на угол  $\delta = 180^\circ$ . Схема приводится к виду «две станции, соединенные линией электропередачи».

Максимальный ток (периодическая слагающая), протекающий при несинхронном включении,  $I_{нс}$  определяется по выражению

$$I_{нс} = \frac{E''_{q1} + E''_{q2}}{x_3} = \frac{2,1}{x_3},$$

где  $E''_{q1}$  и  $E''_{q2}$  — ЭДС эквивалентных генераторов противоположных частей энергосистемы;  $x_3$  — эквивалентное реактивное сопротивление между частями энергосистемы (генераторов, трансформаторов и линии электропередачи).

Далее находится распределение полученного таким образом тока между всеми генераторами системы. Если при этом условии для гидрогенераторов

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,84}{x''_{dг}}$$

и для турбогенераторов

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,7}{x''_{dг}}$$

неравенства соблюдаются, то НАПВ допустимо; в противном случае оно недопустимо. Указанные соотношения токов характерны и для определения допустимости асинхронного режима в других случаях.

**Асинхронный ход генератора в системе.  
Условия успешной ресинхронизации**

Установившийся асинхронный ход характеризуется скольжением  $s_x$ , при котором момент турбины уравновешивается асинхронным моментом генератора.

Значение  $s_\infty$  можно ориентировочно определять графическим построением (рис. 35.38), дающим точку пересечения характеристики момента турбины в функции скольжения  $M_T = \varphi(s)$  (с учетом коэффициента неравномерности регулятора турбины) и зависимости среднего значения асинхронного момента от скольжения, который для симметричной машины записывается приближенно как

$$M_{ac,cp} \approx - \frac{U^2}{2} s \left[ \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \frac{T_d}{1 + (sT_d)^2} \right].$$

Если машина, выпавшая из синхронизма, возбуждена, то на валу генератора действует также синхронный момент переменного знака, обусловливающий пульсации мгновенного значения скольжения от  $s_{max}$  до  $s_{min}$  (рис. 35.39). Прохождение мгновенного значения скольжения через нуль является призна-

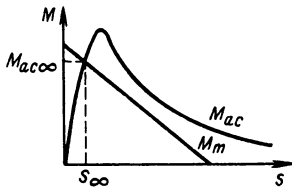


Рис. 35.38

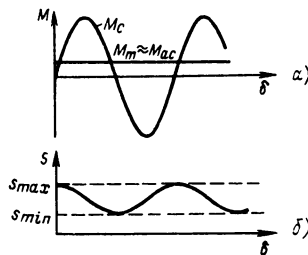


Рис. 35.39. Синхронный момент (а) и скольжение (б) в функции угла  $\delta$  при асинхронном ходе генератора

ком (необходимым) возможности ресинхронизации (см. ниже).

Синхронный генератор в асинхронном режиме может потреблять из сети значительную реактивную мощность, что ведет к уменьшению напряжения в системе, неблагоприятно сказывается на работе нагрузки и требует проверки ее статической устойчивости (опасность лавины напряжения).

В простейшей системе станция – шины неизменного напряжения реактивная мощность, потребляемая генератором, определяется выражением

$$Q = \frac{E_q U}{x_d} \cos st - \frac{U^2}{x_d} + U^2 \frac{x_d - x'_d}{2x_d x'_d} \times \left[ \frac{(sT_d')^2}{1 + (sT_d')^2} + \frac{sT_d'}{\sqrt{1 + (sT_d')^2}} \cos(2st - \arctg \frac{1}{sT_d'}) \right].$$

Два последних выражения для определения среднего асинхронного момента  $M_{ac,cp}$  и реактивной мощности  $Q$  дают эти значения только в первом грубом приближении, пригодном для предварительной (качественной) оценки. В случае связи станции с системой через сложную сеть используются формулы, позволяющие выразить активные и реактивные мощности асинхронно работающего генератора с помощью собственных и взаимных проводимостей рассматриваемой системы [35.1, 35.14]. Порядок проверки допустимости асинхронного хода генератора  $\Gamma$  в системе вида рис. 35.40 дан в [35.14]. Колебания напряжения на шинах нагрузки в этих условиях не должны вызывать нарушения ее нормальной работы.

Ресинхронизация, т. е. вхождение в синхронизм асинхронно работающего генератора, зависит от управления моментом турбины и током возбуждения машины. Надлежащее управление может уменьшить размах колебаний ротора и сделать более быстрым и уверенным вхождение в синхронизм.

При значительном асинхронном моменте рекомендуется ресинхронизацию осуществлять при включенном токе возбуждения, увеличивая его после вхождения генератора в синхронизм, что ведет к уменьшению размаха качаний.

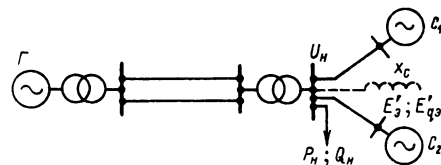


Рис. 35.40

При малом асинхронном моменте (значительная протяженность линии, гидрогенераторы и т. д.) ресинхронизацию лучше осуществлять, сильно уменьшая или полностью снимая ток возбуждения и включая или увеличивая его при подходе генератора к синхронной скорости ( $s \approx 0$ ).

Определение возможности ресинхронизации производится на основании следующих соображений. В асинхронном режиме мгновенное значение скольжения генератора, колеблющееся от  $s_{max}$  до  $s_{min}$ , может стать равным нулю и генератор может встать в синхронизм под действием взаимного момента  $M_{12}$ . Этому условию отвечает мгновенное значение максимального скольжения

$$s_{max} = 2\sqrt{M_{12}/T_J}.$$

Среднее значение скольжения, если закон изменения скольжения принять синусоидальным с амплитудой, равной  $s_{max}$ , будет при этом равно:

$$s_{cp} = \sqrt{M_{12}/T_J}.$$

Здесь  $M_{12}$  берется в относительных единицах, а  $T_J$  — в радианах.

Если генератор перешел в асинхронный режим, то скольжение его в установившемся асинхронном режиме будет определяться статической характеристикой регулятора скорости турбины и может быть представлено следующим выражением:

$$s_{уст} = (M_{T(0)} - M_{11} - M_{ac})\sigma.$$

Отсюда основным условием ресинхронизации генератора является

$$s_{уст} \leq s_{cp, доп}.$$

По аналогии со случаем генератор — шины условием ресинхронизации для двухмашинной схемы будет:

$$s_{уст12} \leq s_{cp, доп12}.$$

где  $s_{уст12}$  равно разности установившихся значений скольжений генераторов 1 и 2:

$$s_{уст12} = (M_{T1} - M_{11} - M_{ac1})\sigma_1 - (M_{12} - M_{22} - M_{ac2})\sigma_2.$$

Критическое скольжение определяется выражением

$$s_{cp, доп12} = \sqrt{M_{12}/T_J}.$$

Значения статизма  $\sigma$  определяются настройкой регуляторов скорости. Для турбогенераторов  $\sigma$  обычно составляет 4–5%, а для гидрогенераторов — несколько меньше. Для эквивалентных генераторов отдельных

частей энергосистемы  $\sigma$  часто увеличивается до 8–10%.

Формулами можно пользоваться только в тех случаях, когда в асинхронном режиме генератор не оказывается на ограничителе мощности. Последнее имеет место, в частности, если значение  $M_{11} > M_{T, ном}$ . В этих случаях установившееся значение скольжения определяется с учетом регулирующего эффекта нагрузки по частоте и действия автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Расчет проводится следующим образом. Определяют снижение частоты (или  $s_{уст}$ ) без учета АЧР:

$$s_{уст} = \frac{M_{11} - M_{T, max} - M_{ac}}{M_{11}} \left( \frac{\partial P}{\partial f} \right)_{f=f_{ном}},$$

где  $M_{T, max}$  — момент турбины, соответствующий положению ограничителя мощности;  $M_{11}$  — значение нагрузки при  $f_{ном}$ ;  $(\partial P/\partial f)_{f=f_{ном}}$  — регулирующий эффект активной мощности нагрузки по частоте (лежит в пределах 1,5–2,5, при отсутствии более точных данных может быть принят равным 2).

Если значение частоты, соответствующее полученной, меньше категории АЧР-I, то расчет повторяется для значения, уменьшенного на отключенную нагрузку, и проверяется возможность срабатывания АЧР-II. Таким образом, выясняется установившееся значение скольжения с учетом действия АЧР, после чего проверяется возможность ресинхронизации по критериям, приведенным выше.

### Самовозбуждение синхронных машин

Под самовозбуждением синхронной машины при работе на емкостную нагрузку понимается режим, возникающий при определенном соотношении параметров системы и сопровождающийся значительным самопроизвольным ростом токов и напряжений в цепи.

Различают синхронное и асинхронное самовозбуждение. Синхронное характеризуется плавным ростом напряжения и тока в обмотке статора. Асинхронное носит колебательный характер; при этом виде самовозбуждения появляются бегущие напряжения и тока в цепи.

Синхронное самовозбуждение возникает в явнополюсной машине при соотношении емкостного сопротивления  $x_c$  и сопротивлений  $x_q$  и  $x_d$  (рис. 35.41), определяемом неравенством

$$x_q < x_c < x_d$$

при малых значениях активного сопротивления цепи статора.

Зона I ограничивается половиной окружности.

При  $r \geq r_{кр} = (x_d - x_q)/2$  самовозбуждение отсутствует.

Асинхронное самовозбуждение в явнополюсной машине без демпферных обмоток и эквивалентных им цепей наблюдается при малых  $r$  при соотношении  $x'_d < x_c < x_q$  (зона II).

Критическое значение активного сопротивления цепи статора в этой зоне

$$r_{кр} = (x_q - x'_d)/2.$$

Зона II, определенная приближенно, ограничивается полукругом (иногда зону II называют зоной репульсионно-синхронного самовозбуждения). Зона III асинхронного самовозбуждения указывает на существование самовозбуждения также при  $0 < x_c < x'_d$ . Размеры этой области существенным образом зависят от наличия и конструкции демпферных обмоток на роторе машины.

Зона самовозбуждения III явнополюсной машины, не имеющей демпферной обмотки, узка, поэтому приближенно считают, что в этом случае самовозбуждение не может возникнуть, если  $x_c = (0,5 \div 0,7)x'_d$ . Достаточно полно методы определения границ самовозбуждения изложены в [35.15].

Неявнополюсные машины могут самовозбуждаться в асинхронных зонах II и III, т. е. при соотношениях параметров внешней сети и генератора, удовлетворяющих неравенству  $0 < x_c < x_d$ . У турбогенераторов зона III больше, чем у гидрогенераторов.

Асинхронное самовозбуждение зон II и III не может быть устранено существующими в настоящее время устройствами АРВ.

Проверка отсутствия самовозбуждения генераторов, работающих на линию электропередачи ( $l < 1500$  км), имеющую реакторы на обоих концах, может проводиться по упрощенному критерию (соответствует условию  $x_c > x_d$ )

$$\frac{\text{ctg } \alpha_0 l + Q_{p2*}}{1 - (Q_{p1*} + Q_{p2*}) \text{ctg } \alpha_0 l - Q_{p1*} Q_{p2*}} > \frac{x_{d*}}{K_S},$$

где  $x_{d*}$  — синхронное сопротивление генератора по продольной оси в относительных единицах (принимается по каталожным данным);  $K_S = S_{г,ном}/P_c$  — номинальная мощность генераторов (в относительных единицах), на шины которых включается линия. За базисную принята натуральная мощность линии  $P_{баз} = P_c = U_{ном}^2/z_c$ ;  $l$  — длина включаемой линии;  $Q_{p1*}$ ,  $Q_{p2*}$  — мощность реакторов, включенных соответственно в начале и конце линии, отнесенная к натуральной мощности линии.

При отсутствии в начале и конце линии реакторов соответствующие им величины в

этом и приводимых ниже неравенствах принимаются равными нулю. Включение на линию одного, двух и более генераторов учитывается в значениях  $x_d$  и  $K_S$ .

Самовозбуждение генераторов будет, если предыдущее неравенство не выполняется. Его можно устранить, предусмотрев на линии установку дополнительных реакторов, их мощность будет наименьшей при размещении реакторов на открытом конце линии

$$Q_{p2*} \geq \frac{\frac{x_{d*}}{K_S} - \left( Q_{p1*} \frac{x_{d*}}{K_S} + 1 \right) \text{ctg } \alpha_0 l}{1 + \frac{x_{d*}}{K_S} (\text{ctg } \alpha_0 l + Q_{p1*})}.$$

Если по результатам расчетов нормальных рабочих режимов была предусмотрена установка реакторов в конце линии мощностью  $Q_{p2*}$ , то мощность дополнительных реакторов для подавления самовозбуждения

$$Q_{p21} = Q_{p2*} - Q_{p21*}.$$

Для определения нагрузки генераторов, включенных на ненагруженную линию с реакторами на ее обоих концах, находится зарядная мощность линии

$$Q_{1x*} = \frac{U_2^2}{2z_c} \sin 2\alpha_0 l \{ Q_{p1*} \text{ctg } \alpha_0 l + Q_{p2*} [2Q_{p1*} + 2 \text{ctg } \alpha_0 l + 2Q_{p2*} (1 + Q_{p1*} \text{tg } \alpha_0 l)] - 1 \},$$

где  $U_2$  — напряжение на открытом конце линии (принимается равным допустимому в этих режимах).

Реально самовозбуждение можно ожидать при работе генераторов на ненагруженные электропередачи и в ЭС, содержащих продольную емкостную компенсацию каких-либо ее элементов (линии электропередачи, настроенные на полуволну, и т. д.).

В ряде случаев самовозбуждение вероятно в режимах малых нагрузок синхронных машин.

### Самораскачивание синхронных машин

Под самораскачиванием понимают режим, при котором случайно возникшие колебания ротора генератора имеют нарастающую или установившуюся амплитуду. Самораскачивание делает невозможной нормальную работу системы или сильно ее затрудняет.

Самораскачивание генераторов может возникать при малой нагрузке машины и соответственно малом угле  $\delta$ , значение которого может быть грубо оценено из нера-

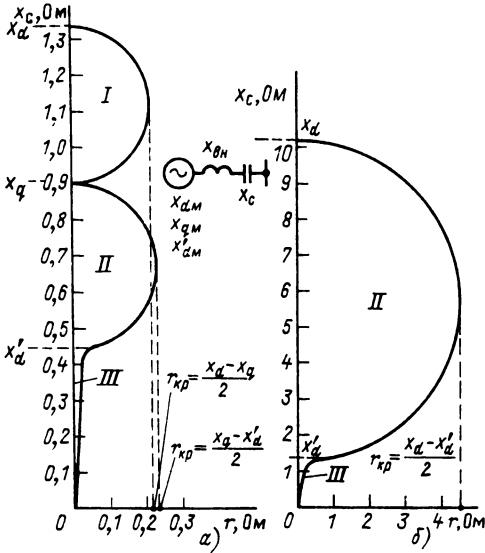


Рис. 35.41. Зоны синхронного (I) и асинхронного (II и III) самовозбуждения:

а — явнополюсной машины; б — неявнополюсной машины  
 $x_d = x_{dM} + x_{вк}$ ,  $x_d' = x_{dM}' + x_{вк}$ ,  $x_d'' = x_{dM}'' + x_{вк}$ ,  $x_d''' = x_{dM}''' + x_{вк}$

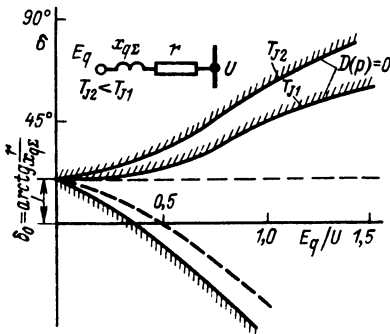


Рис. 35.42. Вид областей самораскачивания синхронных машин в режимах малых нагрузок:  
 --- без учета переходных процессов в статоре

венства

$$\delta \leq \arctg \frac{r}{x_{q\Sigma}}$$

Выявление границ, при которых может возникнуть самораскачивание, может быть проведено с помощью уравнений П.-Г., характеризующих электромагнитные процессы и движение ротора [35.13, 35.14].

Увеличение возбуждения генератора расширяет область самораскачивания; аналогично действует увеличение активного сопротивления

в системе. Повышение постоянной инерции машины сужает область самораскачивания (рис. 35.42).

Практика показывает, что крупные машины даже при установке продольной емкостной компенсации не подвержены самораскачиванию (в таких системах  $r/x_{q\Sigma} < 0,1$ ).

Наличие на явнополюсных генераторах демпферных обмоток (особенно поперечных), регуляторов возбуждения пропорционального типа без зоны нечувствительности и тем более регуляторов сильного действия устраняет самораскачивание.

### Установившиеся несимметричные и несинусоидальные режимы работы электроэнергетических систем

Кратковременные несимметричные (неполнофазные) режимы линий электропередачи, трансформаторов и другого оборудования повышают надежность электроснабжения.

Применение несимметричных режимов может ограничиваться [35.14] условиями работы оборудования вследствие возрастания токов в здоровых фазах и появления перегревов элементов ЭС (в первую очередь обмоток генераторов), возможностью неправильного действия релейной защиты, повышением влияния на провода связи, увеличением шагового напряжения, ухудшением качества энергии вследствие появляющейся несимметрии напряжения.

При исследовании несимметричных режимов обычно применяется метод симметричных составляющих, позволяющий вести расчеты применительно к одной фазе.

Схема замещения системы для расчета неполнофазных режимов зависит от вида несимметрии. Так, при включении дополнительного сопротивления  $Z$  в фазу схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей принимает вид рис. 35.43, а. Для определения тока прямой последовательности в схему замещения включается сопротивление  $1/Z_{\Sigma 1} = 3/Z + 1/Z_{\Sigma 2} + 1/Z_{\Sigma 0}$ . При полном разрыве фаз (рис. 35.43, б)

$$Z_{\Sigma 1} = Z_{\Sigma 2} Z_{\Sigma 0} / (Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 0}).$$

Если сопротивления фаз не равны ( $Z_a \neq Z_b \neq Z_c$ ), то падения напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей фазы записываются при отсутствии нулевого провода следующим образом (для фазы а):

$$\Delta U_{a1} = I_{a1} H_0 + I_{a2} H_2;$$

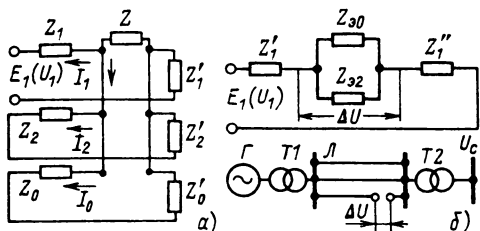


Рис. 35.43. Расчетные схемы замещения линии электропередачи в несимметричных режимах:

*a* – при включении в фазу сопротивления  $Z$ , *б* – при полном разрыве фазы  $Z'_1 = Z_1 + Z_{T1} + Z_{L1}$ ,  $Z'_2 = Z_{T2}$

$$\Delta U_{a2} = I_{a1} H_1 + I_{a2} H_0;$$

$$\Delta U_{a0} = I_{a1} H_2 + I_{a2} H_1,$$

где

$$H_0 = (Z_a + Z_b + Z_c)/3;$$

$$H_1 = (Z_a + aZ_b + a^2Z_c)/3;$$

$$H_2 = (Z_a + a^2Z_b + aZ_c)/3.$$

при этом в системе координат симметричных составляющих имеет место уравнение

$$I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0.$$

Появление несимметрии неблагоприятно сказывается на рабочих и технико-экономических показателях генераторов и потребителей. Поэтому в соответствии с ГОСТ 13109-67 степень несимметрии  $U_2/U_1$  рассматривается как один из показателей качества электроэнергии.

Допустимые пределы несимметрии и допустимые нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов в несимметричных режимах зависят от конструкций генераторов и компенсаторов и нормированы.

Допустимая несимметрия для турбогенераторов по их нагреву обычно меньше, чем для гидрогенераторов, но вибрации для гидрогенераторов более опасны и могут ограничить допустимую несимметрию.

Допустимая нагрузка на трансформатор в несимметричных режимах определяется нагревом отдельных его частей.

Появление в системе степени несимметрии больше допустимой требует специальных мер, способствующих снижению несимметрии токов и напряжений.

Таковыми мерами, например, могут быть: отключение элемента, являющегося источником несимметрии; включение устройств, оказывающих симметрирующее воздействие на параметры режима (батареи конденсаторов или статические регулируемые источники реактивной мощности – ИРМ).

Несинусоидальные режимы характеризуются появлением высших гармоник тока и напряжения. Искажение формы кривой напряжений и токов вызывается нелинейностью нагрузок системы, например таких, как выпрямители электровозов. Несинусоидальность формы кривой напряжения рассматривается как показатель ухудшения качества электроэнергии. Предельно допустимые искажения синусоиды переменного тока определяются ГОСТ 13109-67.

### Список литературы

- 35.1. **Веников В. А.** Переходные электрохимические процессы в электрических системах. 4-е изд. М.: Высшая школа, 1985. 515 с.
- 35.2. **Жданов П. С.** Вопросы устойчивости электрических систем. М.: Энергия, 1979. 456 с.
- 35.3. **Горев А. А.** Переходные процессы синхронной машины. 2-е изд. Л.: Наука, 1985. 502 с.
- 35.4. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970. 520 с.
- 35.5. **Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях/Под ред. В. А. Веникова.** М.: Энергия, 1967. 455 с.
- 35.6. **Руководящие указания по расчету коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания.** I редакция. М.: МЭИ, 1975.
- 35.7. **Электротехнический справочник/Под ред. профессоров МЭИ.** Изд. 6-е. Т. 3, Кн. 1. М.: Энергия, 1982. 656 с.
- 35.8. **Вайнер И. Г., Крючков И. П.** Кривые изменения периодической составляющей тока короткого замыкания мощных генераторов с учетом влияния энергосистем//Электричество, 1975, № 10, с. 53–56.
- 35.9. **Лосев С. Б., Чернин А. Б.** Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1983. 528 с.
- 35.10. **Таев И. С.** Электрические контакты и дугогасительные устройства аппаратов низкого напряжения. М.: Энергия, 1973. 423 с.
- 35.11. **Руководящие указания по релейной защите.** Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. М.: Энергия, 1979. 152 с.
- 35.12. **Методические указания по определению устойчивости энергосистем.** Ч. I, II. М.: СПО Союзтехэнерго Минэнерго СССР, 1979. 184 с.; 152 с. Ч. II.
- 35.13. **Методика расчетов устойчивости автоматизированных электрических систем/Под ред. В. А. Веникова.** М.: Высшая школа, 1966. 247 с.
- 35.14. **Электрические системы.** Т. III. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения/Под ред. В. А. Веникова. М.: Высшая школа, 1972. 367 с.
- 35.15. **Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах/В. А. Веников, Н. Д. Анисимова, А. И. Долгинов, Д. А. Федоров.** М.: Высшая школа, 1964. 295 с.



# Раздел 36

## ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ (ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ)

### СОДЕРЖАНИЕ

<p>36.1. Схемы электрических соединений Общие положения (104). Нормативные материалы (105). Выбор главных схем (105). Выбор схем собственных нужд (106).</p> <p>36.2. Схемы КЭС . . . . . 106 Общие сведения (106). Схемы на генераторном напряжении (106). Схемы на повышенных напряжениях (108). Примеры схем КЭС (112).</p> <p>36.3. Схемы ТЭЦ . . . . . 112 Общие сведения (112). Схемы на генераторном напряжении (115). Схемы на повышенных напряжениях (117). Примеры схем ТЭЦ (117).</p> <p>36.4. Схемы АЭС . . . . . 117 Общие сведения (117). Примеры схем АЭС (120).</p> <p>36.5. Схемы ГЭС и ГАЭС . . . . . 120 Общие сведения (120). Схемы ГЭС (120). Схемы ГАЭС (123). Примеры схем ГЭС и ГАЭС (124).</p> <p>36.6. Схемы подстанций . . . . . 125 Общие сведения (125). Схемы на высшем напряжении (126). Схемы на низшем напряжении (126).</p> <p>36.7. Собственные нужды электростанций и подстанций . . . . . 129 Общие сведения (129). Собственные нужды КЭС (130). Собственные нужды</p>	<p>104</p> <p>106</p> <p>112</p> <p>117</p> <p>120</p> <p>125</p> <p>129</p>	<p>ТЭЦ (133). Собственные нужды АЭС (135). Собственные нужды ГЭС и ГАЭС (137). Собственные нужды подстанций (146).</p> <p>36.8. Координация уровней токов КЗ на электростанциях и подстанциях . . . 148 Общие сведения (148). Уровни токов короткого замыкания и динамика их изменения (149). Параметры электрооборудования и динамика их изменения (151). Технико-экономические характеристики электрооборудования (151). Методы и средства ограничения токов короткого замыкания (154). Вопросы оптимизации и прогнозирования уровней токов короткого замыкания (156). Методика координации уровней токов короткого замыкания (157).</p> <p>36.9. Выбор электрических аппаратов и проводников . . . . . 159 Расчетные условия (159). Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов (160). Проверка на электродинамическую стойкость (162). Проверка на термическую стойкость (165). Проверка на коммутационную способность (167). Сводные данные условий выбора и проверки электрических аппаратов и проводников (171).</p> <p>Список литературы . . . . . 171</p>
---	--	--

### 36.1. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

#### Общие положения

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций и подстанций. Различают главные схемы и схемы собственных нужд. От выбранной схемы зависит

надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т. е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

На выбор схем электрических соединений электростанций и подстанций влияет ряд факторов:

тип, назначение и месторасположение

электростанции (ЭС), подстанции (ПС) энергосистемы;

число и мощность генераторов, силовых трансформаторов и линий;

наличие, мощность и энергопотребление местной нагрузки;

требуемая степень надежности электроснабжения потребителей (категория электроприемников);

схемы и напряжения прилегающих сетей энергосистемы;

уровень токов КЗ;

наличие оборудования нужных параметров и надежность его работы;

размер ущерба при нарушении электроснабжения и недоотпуске электроэнергии потребителям, а также системного ущерба из-за ухудшения режимов работы энергетических систем при отказе их элементов.

### Нормативные материалы

При проектировании электростанций и ПС следует руководствоваться следующими нормативными материалами:

«Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ);

«Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ);

«Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций» (ПТБ);

«Нормами технологического проектирования электрических станций и подстанций» (НТП);

«Руководящими указаниями по проектированию контрольно-измерительной системы на электростанциях»;

«Руководящими указаниями и нормативами по проектированию развития энергосистем»;

«Руководящими указаниями по определению устойчивости энергосистем»;

«Руководящими указаниями по расчету коротких замыканий».

### Выбор главных схем

Выбор главных схем электрических соединений электростанций и подстанций производится на основании утвержденных схемы развития энергосистемы и схемы развития электрических сетей прилегающего района на планируемое пятилетие с перспективой на 5–10 лет.

По условиям и требованиям электробезопасности электрические сети подразделяются на сети напряжением до 1 кВ (до 1000 В) и сети напряжением свыше 1 кВ

(свыше 1000 В). Однако в практике работы электроэнергетических систем как в СССР, так и за рубежом электрические сети принято подразделять на сети низкого напряжения (НН) (до 1 кВ); сети среднего напряжения (СН) (3–35; 66 кВ); сети высокого напряжения (ВН) (110–220 кВ); сети сверхвысокого напряжения (СВН) (330–750 кВ) и сети ультравысокого напряжения (УВН) (свыше 1000 кВ).

Если электростанция или ПС имеют несколько (два или более) РУ напряжением выше 1 кВ, то их называют по уровню номинального напряжения (например, РУ 10, 110 или 220 кВ), либо присваивают РУ с наиболее низким напряжением термин «РУ низшего напряжения» (РУ НН), а другим РУ соответственно относительному уровню их напряжения – термин РУ среднего и высшего напряжения (РУ СН и РУ ВН). В ряде случаев все РУ с номинальным напряжением выше напряжения РУ НН обобщенно именуется РУ повышенных напряжений.

В схеме развития ЭС указываются напряжения сетей, в которые выдается электроэнергия электростанций; графики нагрузки в рабочие и выходные дни на каждом из напряжений (зимний, летний, паводковый); число часов использования максимума нагрузки; предварительные данные о расчетных перетоках мощности между сетями различных напряжений и распределении генераторов (источников) по сетям; схема сетей и число линий на каждом напряжении; уровни токов КЗ в РУ повышенных напряжений; требования к схеме электрических соединений с точки зрения устойчивости ЭС; предельно допустимая по условию резерва в системе и пропускной способности внутрисистемных и межсистемных связей теряемая мощность при повреждении любого выключателя схемы (включая секционные и шиносоединительные).

Перечисленные данные указываются для каждого из характерных этапов развития электростанций и ЭС.

В схеме развития электрических сетей определяются номинальные напряжения сетей; район размещения ПС; число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов, а также пределы регулирования напряжения; уровни напряжений на шинах ПС; уровни токов КЗ; число, назначения и нагрузки отходящих от ПС линий; предварительная принципиальная схема электрических соединений ПС; необходимость в источниках реактивной мощности, а также их тип, количество и мощность.

На электростанциях устанавливаются, как правило, трехфазные двухобмоточные трансформаторы, а также трех- и однофазные

автотрансформаторы (АТ). Для крупных блоков допускается параллельное включение под один выключатель двух трехфазных двухобмоточных трансформаторов. В схемах укрупненных блоков, когда необходимо ограничить уровень токов КЗ, используются трансформаторы с расщепленной обмоткой НН. Автотрансформаторы на электростанциях устанавливаются для связи между РУ повышенных напряжений или, что реже, применяются в качестве блочных элементов. Использование трехобмоточных трансформаторов (в настоящее время они выпускаются мощностью до 80 МВ·А) обосновывается технико-экономическими расчетами.

Мощность повышающих трансформаторов должна быть достаточной для выдачи всей избыточной мощности электростанции в сети повышенных напряжений в часы минимума местной нагрузки (включая выходные дни и ночные часы). Отступление от этого правила обосновывается технико-экономическими расчетами. При выборе трансформаторов связи ТЭЦ с энергосистемой должны учитываться требования обеспечения надежности питания нагрузок генераторного напряжения и выдачи мощности по тепловому графику в нерабочие дни.

На ПС устанавливаются, как правило, трехфазные двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы или АТ.

При проектировании схем электрических соединений электростанций определяется оптимальный вариант (в наибольшей степени удовлетворяющий изложенным выше требованиям). В общем случае выбор схем производится на основе сравнения вариантов по формуле полных приведенных затрат с учетом вероятного ущерба (см. разд. 34).

При сравнении целесообразно учитывать приведенные затраты только по различающимся элементам в вариантах схем. Вероятный ущерб исчисляют по условному недоотпуску электроэнергии потребителям и условиям функционирования энергосистемы, используя показатели надежности элементов энергосистем и характеристики удельных ущербов. При этом используются соответствующие материалы Минэнерго СССР.

Варианты схем, отличающиеся по приведенным затратам на 3–5%, считаются равноэкономичными.

#### **Выбор схем собственных нужд**

Схемы собственных нужд (с. н.) выбирают в зависимости от типа, мощности и характеристик электроустановки, ее главной схемы, состава и мощности механизмов с. н.,

требований к надежности электроснабжения. При выборе схем с. н. руководствуются НТП для соответствующих электроустановок с учетом конкретных условий проектируемых электростанций и подстанций. При этом тщательно анализируются возможные режимы и надежность работы системы с. н. при пусках и остановах основного энергетического оборудования, при работе электроустановки в нормальном и ремонтном режимах, а также во время возможных аварийных и послеаварийных режимах. Анализируются варианты схем, исключающие в оговоренных расчетных условиях возникновение общестанционных и системных аварий по причине ненадежной работы системы с. н. электростанции. Оптимальный вариант схемы определяется по минимуму приведенных затрат с учетом возможного ущерба.

## **36.2. СХЕМЫ КЭС**

### **Общие сведения**

Конденсационные электростанции (КЭС) исторически получили наименование государственных районных электрических станций (ГРЭС). Они проектируются с агрегатами мощностью 100, 150, 200, 300, 500, 800, 1200 МВт, имеющими номинальное напряжение генераторов (генераторное напряжение) 10,5–24 кВ. Основными агрегатами, используемыми на большинстве сооружаемых и проектируемых КЭС, являются серийно изготавливаемые агрегаты 300, 500 и 800 МВт. Установленная мощность типовых электростанций составляет 2400–6400 МВт. Ввод в работу таких электростанций возможен только в мощных ЭС.

При проектировании электрических схем КЭС учитывается, что они всю вырабатываемую электроэнергию, за исключением потребления электроэнергии на собственные нужды, выдают в сети повышенных напряжений.

### **Схемы на генераторном напряжении**

Схемы КЭС на генераторном напряжении строятся по блочному принципу с питанием с. н. блока от своей сети генераторного напряжения. Параллельная работа блоков осуществляется на повышенном напряжении. С учетом наличия оборудования и ограничений, налагаемых системой, блоки выполняются простыми, укрупненными и объединенными.

Варианты блоков приведены на рис. 36.1, где *a–e* – простые блоки, *ж, з* – укрупненные блоки, *и* – объединенный блок. Количество выключателей на высшем и среднем напряжениях блока зависит от принятой схемы РУ на этих напряжениях. Установка выключателя или выключателя нагрузки между генератором и двухобмоточным трансформатором блока должна иметь технико-экономическое обоснование.

Мощность трансформаторов (автотрансформаторов) блоков согласуется с мощностью генераторов так, чтобы обеспечить выдачу всей установленной мощности генераторов за вычетом собственных нужд в сеть повышенного напряжения.

Номинальная мощность АТ связи между сетями ВН и СН выбирается по расчетной проходной мощности с учетом допустимых перегрузок АТ.

Для блочных двухобмоточных трансформаторов не требуются устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы (как блочные, так и связи)

должны иметь устройства РПН на одном из повышенных напряжений. На другом повышенном напряжении регулирование напряжения может производиться с помощью линейного регулировочного трансформатора.

При установке в блоках трехфазных трансформаторов предусматривается один резервный неприсоединенный трансформатор на восемь и более рабочих трансформаторов. При установке в блоках групп однофазных трансформаторов предусматривается один резервный неприсоединенный однофазный трансформатор на девять и более рабочих (на три и более рабочие группы). В отдельных случаях, например при одной группе автотрансформаторов связи, допускается установка резервных фаз (трансформаторов) и при меньшем числе рабочих фаз. Резервные трансформаторы устанавливаются на фундаменте и должны иметь возможность перекачки на место поврежденного трансформатора.

На КЭС должно быть, как правило, не более двух РУ повышенных напряжений. Эти РУ связываются между собой с помощью автотрансформаторов или, что может быть в частных случаях при относительно небольших мощностях генераторов или мощности перетока между сетями ВН и СН, с помощью трехобмоточных трансформаторов, если мощность, отдаваемая на одном напряжении, составляет не менее 15% мощности, отдаваемой на другом напряжении. Указанные трансформаторы (АТ) могут включаться как по схеме блока генератор – трансформатор (АТ), так и в виде отдельных трансформаторов (АТ) связи. Рекомендуется рассматривать возможность отказа от автотрансформаторов связи, а также возможность применения на КЭС двух РУ одного напряжения с параллельной работой этих РУ через районную сеть.

Номинальные мощности блочных трансформаторов  $S_{т, ном}$ , блочных АТ  $S_{АТ, б.л, ном}$  и АТ связи  $S_{АТ, св, ном}$  выбираются по выражениям

$$S_{т, ном} \geq |S_{г, ном} - S_{сн, max}|;$$

$$S_{АТ, б.л, ном} \geq \frac{S_{г, ном}}{K_{тип}};$$

$$S_{АТ, св, ном} \geq S_{переток, расч},$$

где  $S_{г, ном}$  – номинальная мощность генератора;  $S_{сн, max}$  – максимальная мощность с.н.;  $K_{тип}$  – коэффициент типовой мощности;  $S_{переток, расч}$  – расчетный переток мощности через автотрансформатор связи.

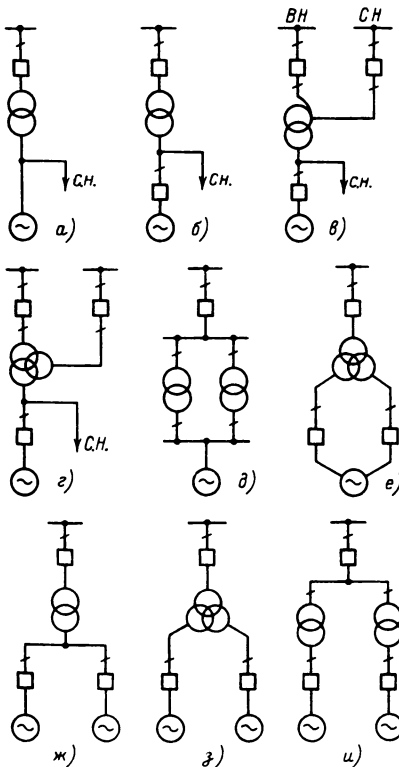


Рис. 36.1. Структурные схемы блоков

### Схемы на повышенных напряжениях

В соответствии с действующими НТП к схемам РУ 35–750 кВ КЭС предъявляются следующие требования по надежности электроснабжения:

1) на электростанциях с агрегатами 300 МВт и выше повреждение или отказ любого из выключателей (за исключением секционного или шиносоединительного) не должны, как правило, приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий (при этом должна быть обеспечена устойчивость ЭС или ее части);

2) повреждение или отказ секционного или шиносоединительного выключателя, а также совпадение отказа или повреждения одного из выключателей с ремонтом любого другого не должны приводить к отключению более двух энергоблоков и линий (при этом должна быть обеспечена устойчивость энергосистемы или ее части). В отдельных случаях при специальном обосновании допускается одновременная потеря более двух блоков мощностью 300 МВт или меньше, если это допустимо по условиям устойчивости энергосистемы или ее части, не приводит к полному останову электростанции и не нарушает нормальной работы остальных блоков;

3) повреждение или отказ любого выключателя не должны, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух линий) двухцепного транзита 110 кВ и выше;

4) отключение линий электропередачи должно, как правило, производиться не более чем двумя выключателями; повышающих трансформаторов, трансформаторов (автотрансформаторов) связи и трансформаторов с. н. — не более чем тремя выключателями РУ каждого повышенного напряжения. При прочих равных условиях предпочтение следует отдавать схеме, в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей;

5) должна быть обеспечена возможность ремонта выключателей 110 кВ и выше без отключения соответствующих присоединений;

6) при питании от данного РУ двух резервных трансформаторов собственных нужд блочных электростанций должна быть исключена возможность отключения обоих трансформаторов в случае повреждения или отказа любого выключателя, в том числе секционного или шиносоединительного.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться более простому и экономичному варианту как по конечной схеме, так и по этапам ее развития, требующему меньшего числа операций, выполняемых выключателями

и разъединителями при режимных и ремонтных переключениях, а также при отключении поврежденных участков в аварийных режимах. При выборе схем рекомендуется проверять возможность присоединения одного или нескольких блоков по схеме генератор — трансформатор — линия (ГТЛ) к шинам районных подстанций с установкой генераторного выключателя, а также с установкой или без установки выключателя ВН.

В РУ с небольшим числом присоединений (до четырех) применяются следующие схемы: мостик, треугольник, четырехугольник. Допускаются присоединения к магистральным линиям 220 кВ и выше (при наличии достаточных обоснований). Компоновка РУ с указанными схемами должна предусматривать возможность перехода на схемы полного развития.

Для РУ с большим числом присоединений рекомендуются следующие схемы.

При напряжениях 35–220 кВ: две системы шин с обходной — рис. 36.2, а–в, одна секционированная система шин с обходной — рис. 36.2, г, блочные схемы ГТЛ — рис. 36.2, д, е (на 35 кВ обходная система шин не предусматривается).

В РУ с двумя системами сборных шин с обходной шиной не секционируются при числе присоединений (линий, трансформаторов) менее 12, секционируется выключателем на две части одна из систем шин при числе присоединений 12–16, при большем числе присоединений обе рабочие системы шин секционируются выключателями на две части.

Обходная система шин в РУ 110–220 кВ охватывает выключатели всех линий и трансформаторов. В схеме с одной секционированной системой сборных шин используются отдельные обходные выключатели на каждой секции шин. В схеме с двумя системами сборных шин при отсутствии секционирования используется отдельный обходной выключатель, а при наличии секционирования — совмещенные обходной и шиносоединительный выключатели на каждой секции. В закрытых РУ (ЗРУ) допускается иметь отдельные шиносоединительные и обходные выключатели, если их совмещение конструктивно невозможно.

На напряжениях 330–750 кВ применяют: блочные схемы (ГТЛ — РУ понижающей подстанции);

две системы шин с четырьмя выключателями на три цепи (схема 4/3) (рис. 36.2, ж);

две системы шин с тремя выключателями на две цепи (схема 3/2) (рис. 36.2, з);

блочные схемы ГТЛ с уравнительно-обходным многоугольником (рис. 36.2, и);

схемы многоугольников с числом присоединений до шести (рис. 36.2, к);

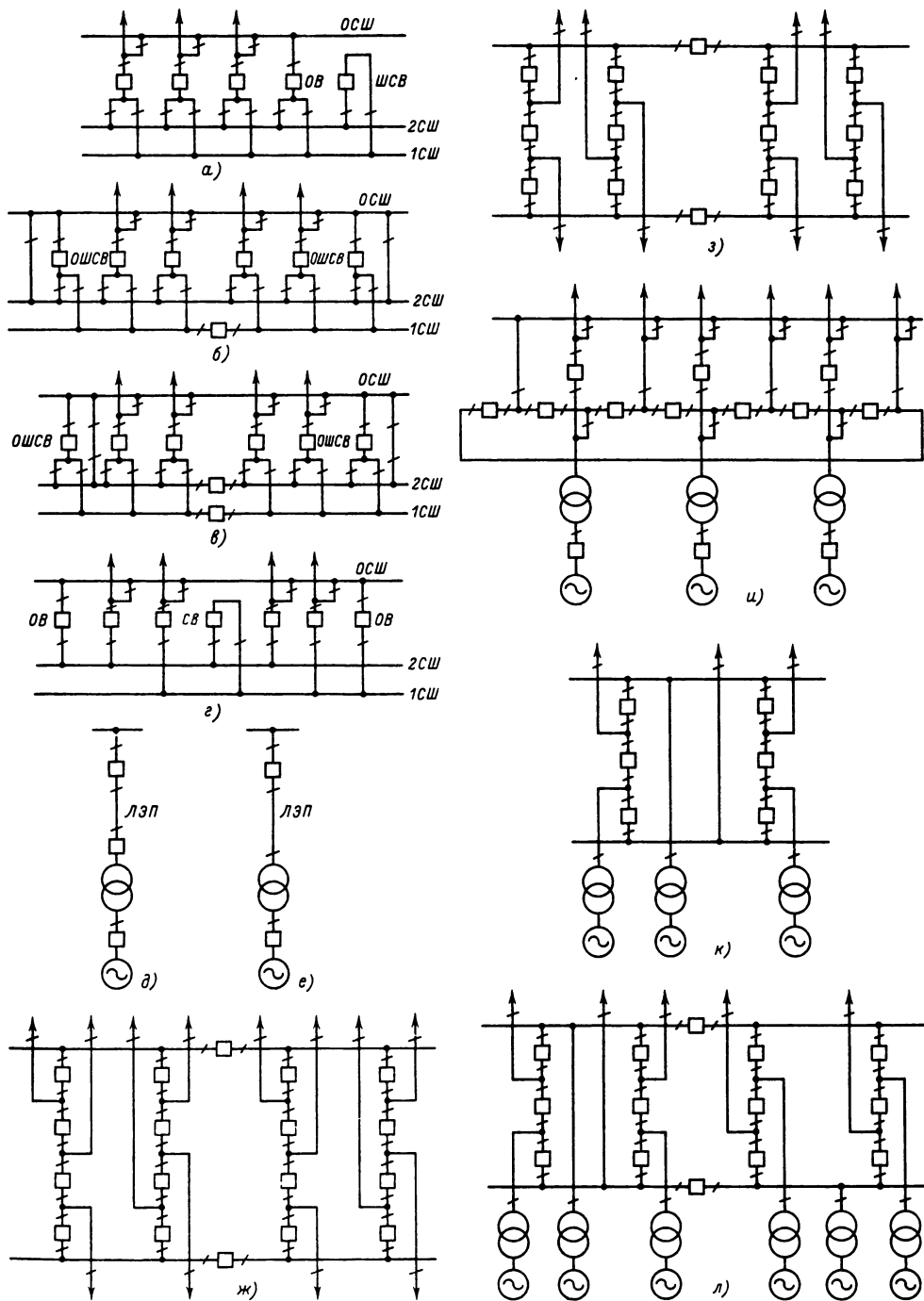


Рис. 36.2. Схемы КЭС на повышенных напряжениях

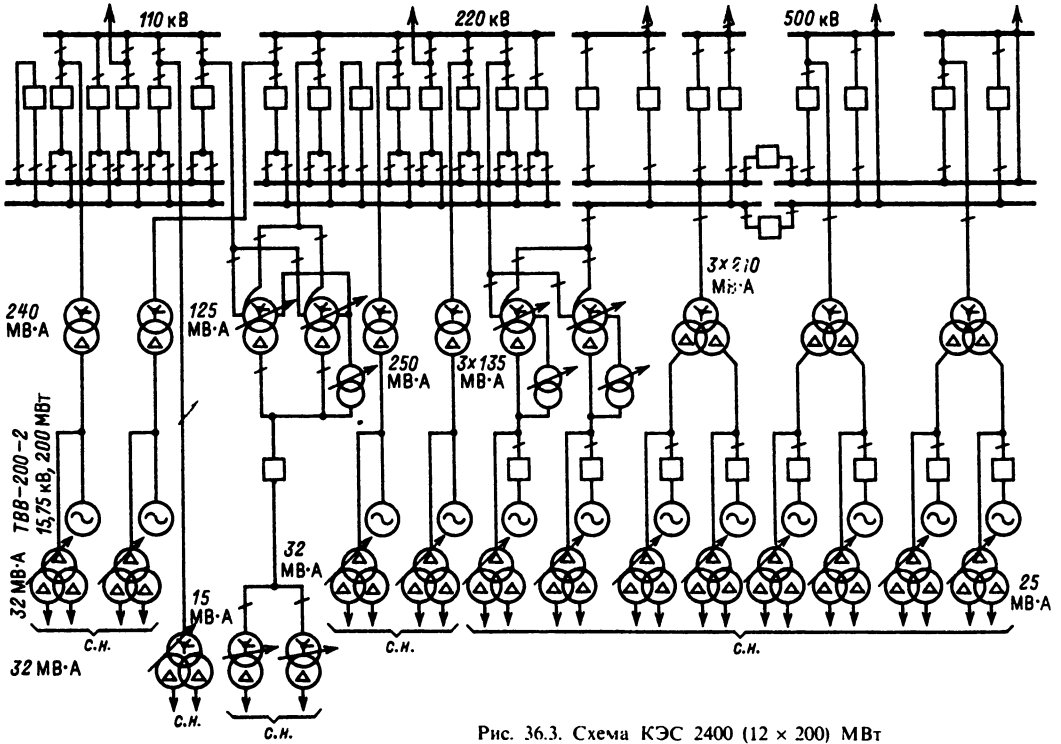


Рис. 36.3. Схема КЭС 2400 (12 × 200) МВт

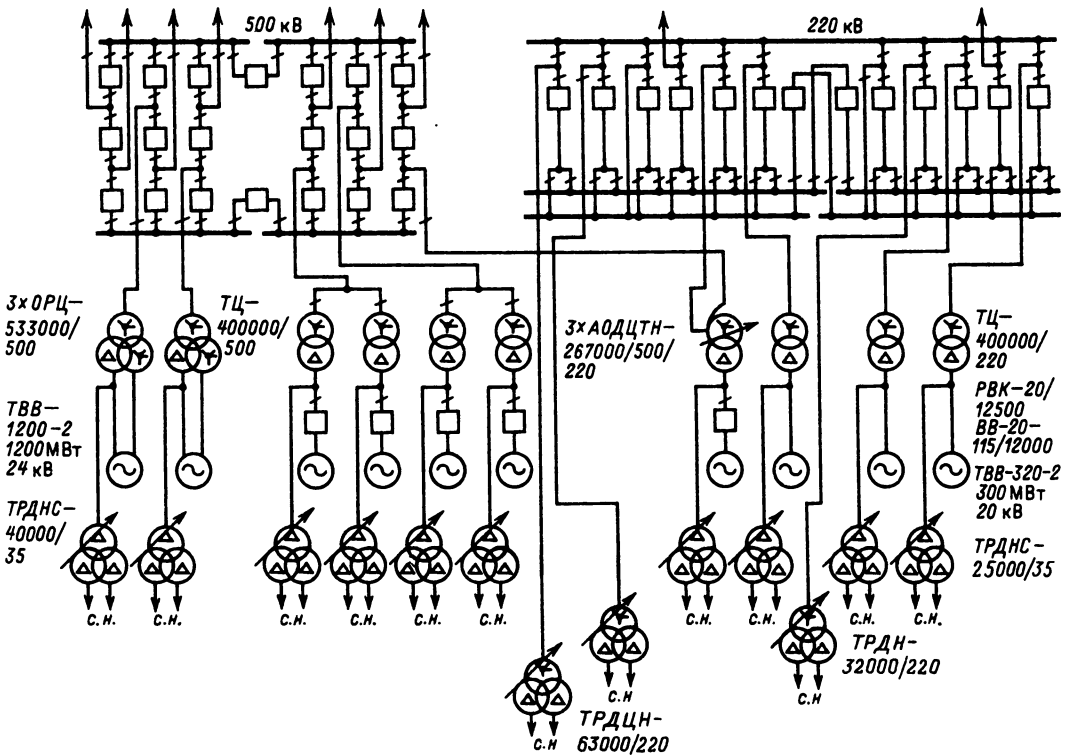


Рис. 36.4. Схема КЭС 4800 (8 × 300 + 2 × 1200) МВт

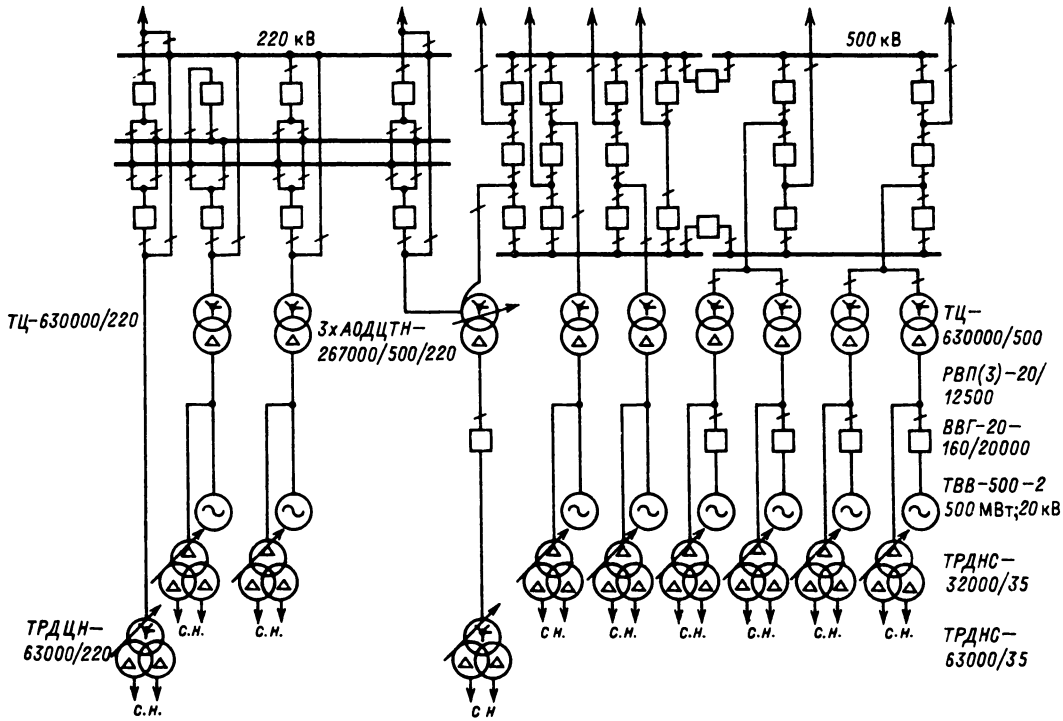


Рис. 36.5. Схема КЭС 4000 (8 × 500) МВт

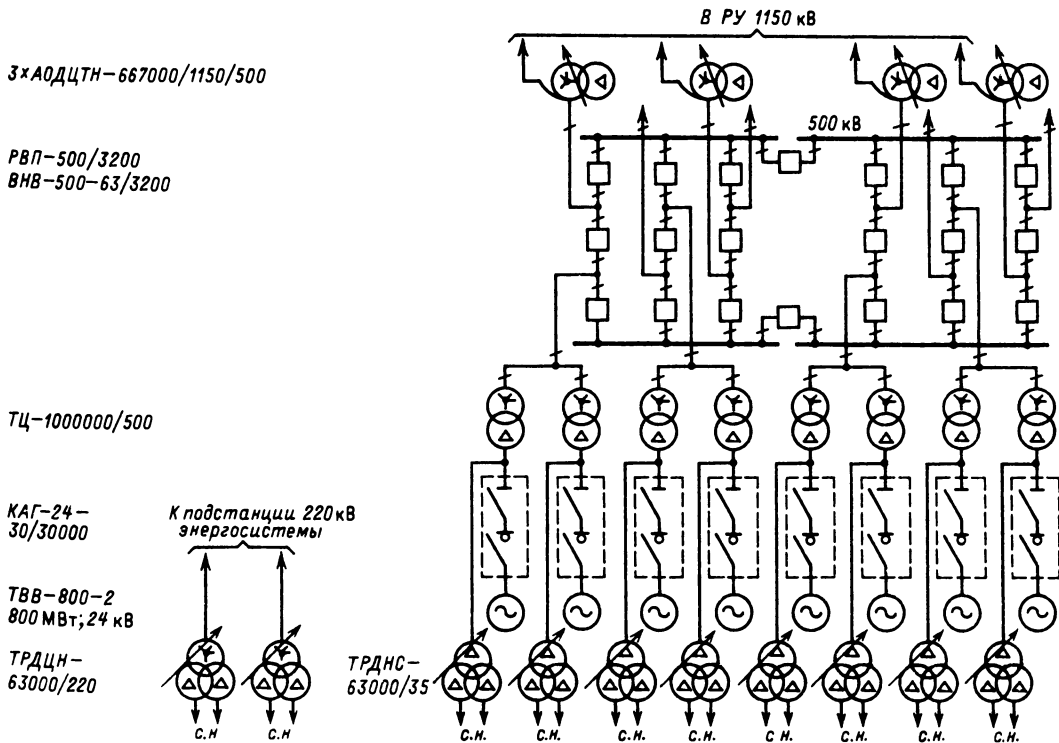


Рис. 36.6. Схема КЭС 6400 (8 × 800) МВт



схемы связанных многоугольников с двумя связывающими переключками с выключателями в них (рис. 36.2, а);  
 другие схемы – при надлежащем обосновании.

**Примеры схем КЭС**

Характерные электрические схемы КЭС приведены на рис. 36.3–36.6. Схемы различаются мощностью блоков, наличием (или отсутствием) генераторных выключателей блоков, числом отходящих линий и характером связи между сетями ВН и СН.

**36.3. СХЕМЫ ТЭЦ**

**Общие сведения**

При проектировании электрической части теплоэлектростанций (ТЭЦ) необходимо учитывать следующие их особенности:

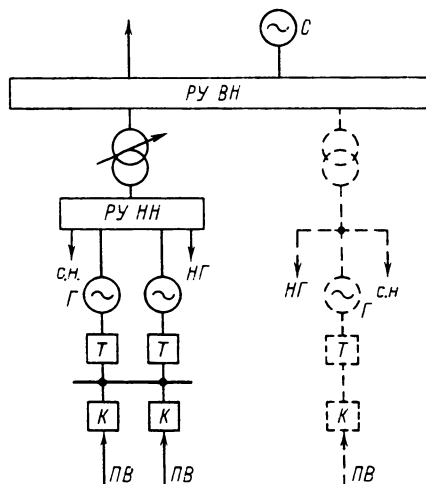


Рис. 36.7. Структурная схема ТЭЦ

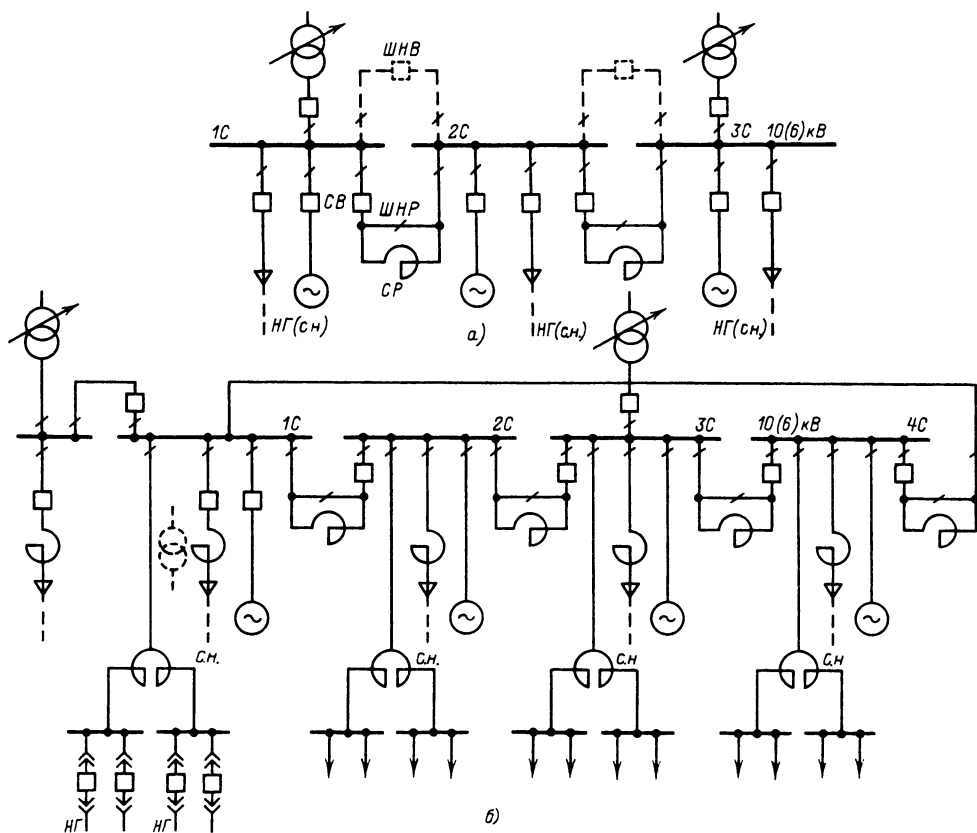


Рис. 36.8. Схемы ТЭЦ на генераторном напряжении

1) ТЭЦ сооружаются вблизи или на территории промышленных объектов и городов, возможно ближе к тепловой нагрузке;

2) значительная часть электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ, выдается местной нагрузке (в радиусе 5–10 км) на генераторном напряжении. Исключение составляют ТЭЦ блочного типа с крупными агрегатами, а также ТЭЦ смешанного типа с блочной и неблочной частью главной схемы.

Структурная схема ТЭЦ приведена на рис. 36.7. На схеме показаны генераторы  $G$ , система  $C$ , РУ высшего и низшего напряжений (РУ ВН, РУ НН), нагрузка  $НГ$ , потребители собственных нужд с. н., котлы  $K$ , турбины  $T$ , питательная вода  $ПВ$ . Блочная часть схемы (показана пунктиром) добавляется к схемам действующих ТЭЦ при расширении их за счет крупных агрегатов по 100–250 МВт. Блочная схема принимается также при проектировании новых мощных ТЭЦ с крупными агрегатами.

С учетом необходимости питания местной нагрузки генераторное напряжение ТЭЦ с поперечными связями по пару и в электрической схеме (ТЭЦ неблочного типа) принимает-

ся равным 10 или 6 кВ. В блочной части генераторное напряжение определяется параметрами устанавливаемых серийных генераторов.

Схемы ТЭЦ проектируются в увязке со схемами электроснабжения соответствующих промышленных предприятий или городов и схемами распределительных сетей. Отказ любого из выключателей схемы не должен приводить к нарушению устойчивости работы электростанции и энергосистемы, к нарушению электро- и теплоснабжения потребителей ТЭЦ.

Для связи с энергосистемой ТЭЦ неблочного типа, имеющих РУ НН, обычно устанавливаются два или большее число трансформаторов с РПН. Суммарная мощность трансформаторов выбирается по условию

$$S_{г, ном} \geq |S_{г, уст} - S_{сн max} - S_{н min}|,$$

где  $S_{г, уст}$  – установленная мощность генераторов;  $S_{сн max}$  – максимальная нагрузка с. н.;  $S_{н min}$  – минимальная по суточному графику нагрузка потребителей генераторного напряжения.

Нагрузка потребителей генераторного напряжения складывается из активной и реактив-

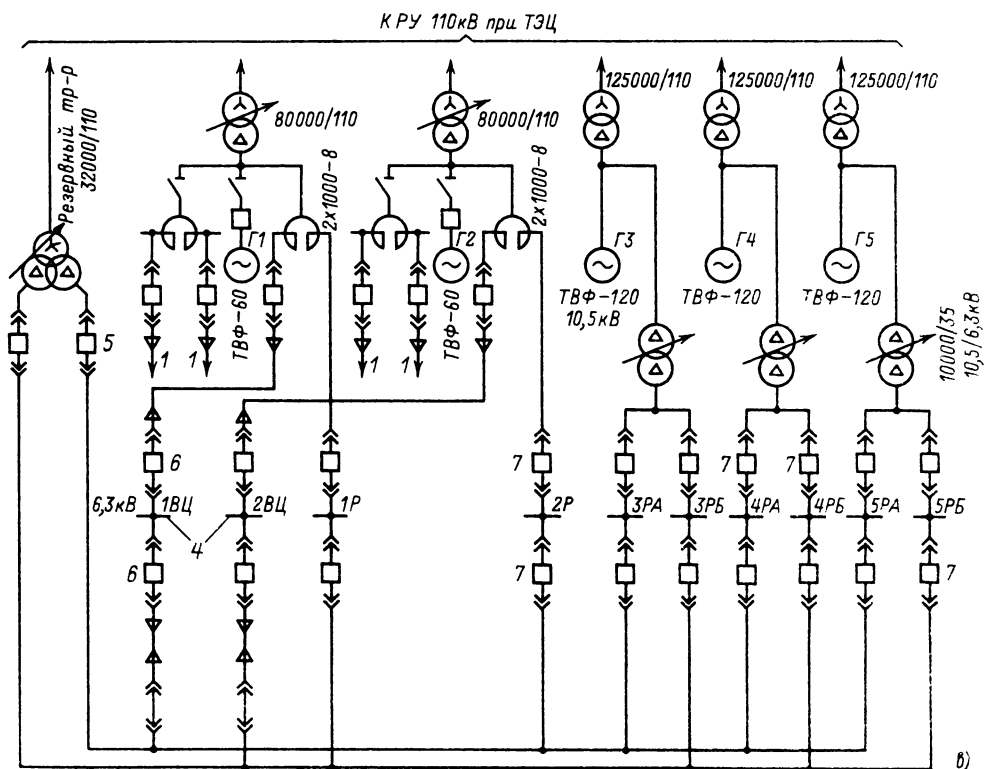


Рис. 36.8. Продолжение

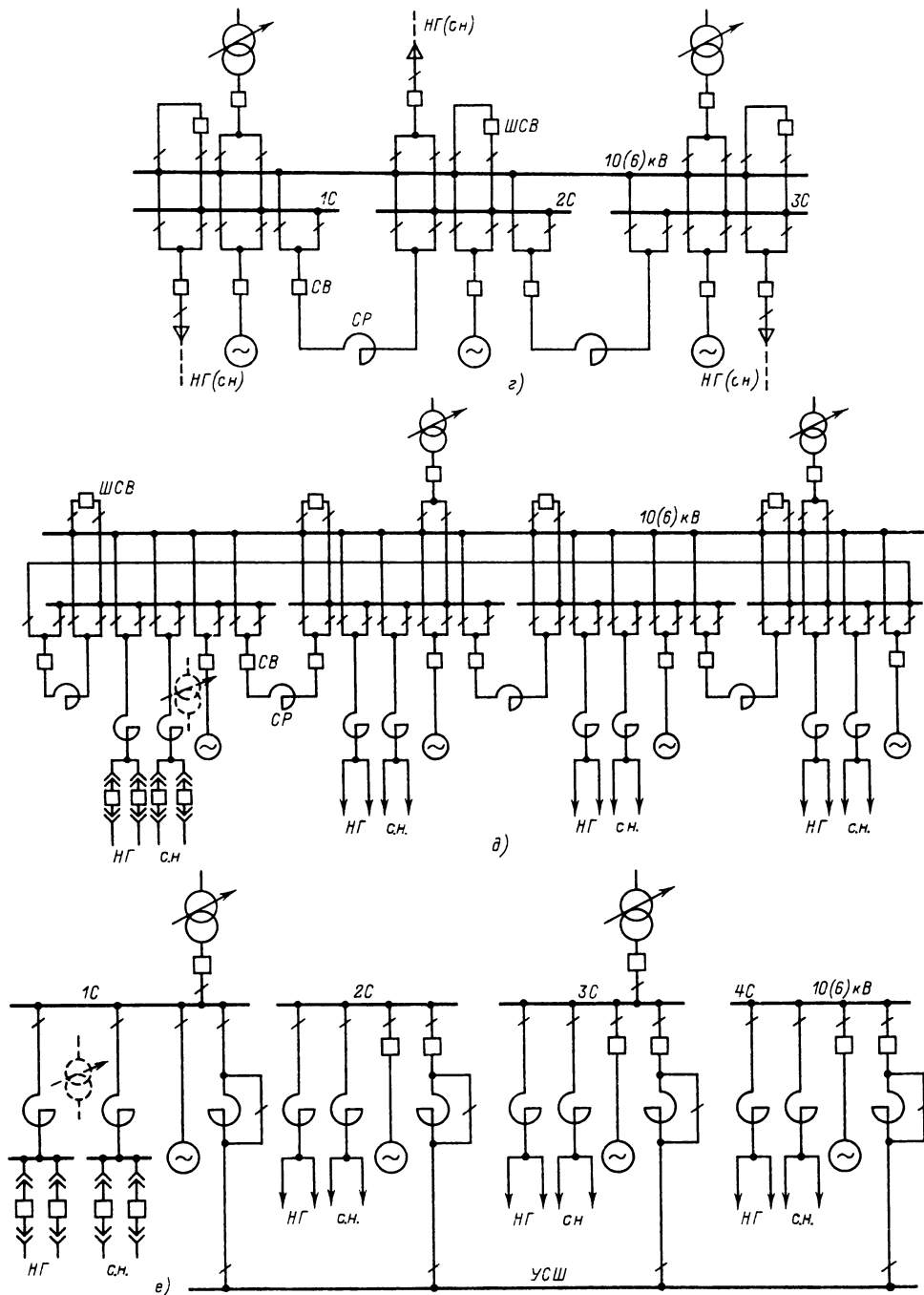


Рис. 36.8. Продолжение

ной нагрузок

$$\Sigma_{нг} = P_{нг} + jQ_{нг}$$

При выборе мощности трансформаторов учитывается следующее:

1) если мощность на тепловом потреблении меньше установленной мощности генераторов и выдача всей мощности ТЭЦ в систему при минимуме нагрузки генераторной системы требуется только при кратковременных режимах в системе, то при выборе трансформаторов может быть учтена их допустимая перегрузка;

2) трансформаторы должны быть проверены на режим питания нагрузки генераторного напряжения как в нормальном режиме, так и при отказе одного из генераторов. Мощность трансформаторов выбирается с учетом их нагрузочной способности в нормальном режиме и работы с допустимой аварийной перегрузкой при отказе одного из генераторов или трансформаторов;

3) в период паводка возможно снижение загрузки генераторов ТЭЦ за счет большей загрузки агрегатов ГЭС.

Блочные трансформаторы выбираются с учетом мощности генератора блока, нагрузки с. н. и местной нагрузки, если она подключена на ответвлении к блоку.

### Схемы на генераторном напряжении

Распределительные устройства генераторного напряжения (ГРУ) выполняются, как

правило, с одной системой сборных шин (рис. 36.8, а), при этом рекомендуется использовать КРУ и групповые двоянные реакторы для питания потребителей (рис. 36.8 б, в). Ранее при проектировании ТЭЦ, особенно при большом числе присоединений генераторного напряжения, широко использовали схему с двумя системами сборных шин (рис. 36.8, г, д). В отдельных случаях была использована также схема звезда с уравнилельной системой шин (рис. 36.8, е).

Трансформаторы связи ТЭЦ с системой должны иметь устройства РПН. Для ограничения токов КЗ в сети генераторного напряжения рекомендуется использовать двоянные реакторы.

На реактированных линиях должна, как правило, применяться следующая схема соединения элементов: шины – реактор – выключатель – линия. Схема шины – выключатель – реактор – линия допускается к применению при расширении действующих ТЭЦ, ранее выполненных с такой же схемой.

При необходимости глубокого ограничения уровней токов КЗ допускается раздельная работа секций ГРУ с обеспечением параллельной работы агрегатов ТЭЦ на повышенном напряжении, при этом, однако, должно быть обеспечено надежное питание потребителей ТЭЦ.

Блочная часть ТЭЦ выполняется аналогично схемам КЭС (рис. 36.8, в).

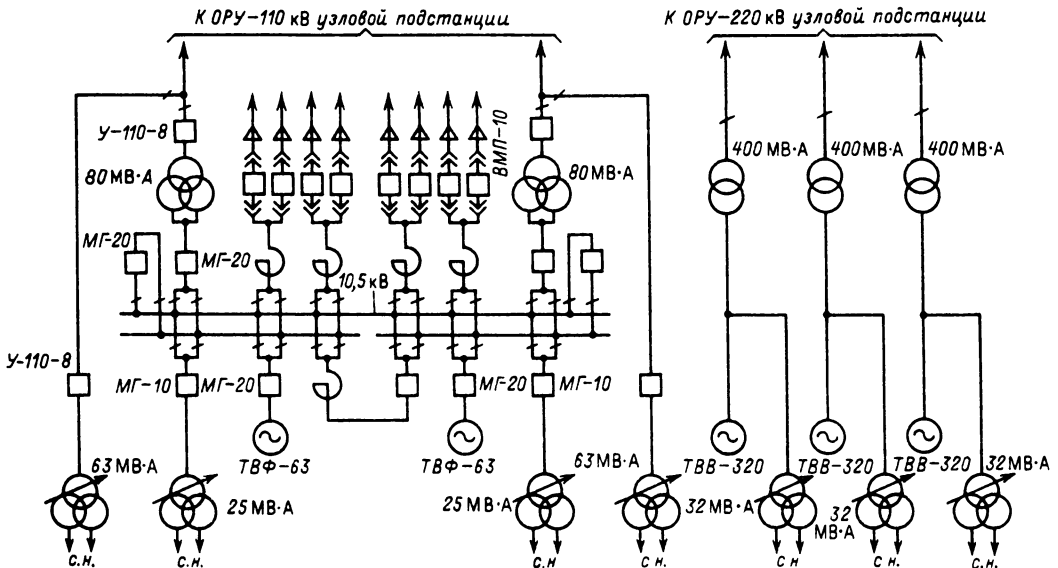


Рис. 36.9. Схема ТЭЦ 876 (2 × 63 + 3 × 250) МВт

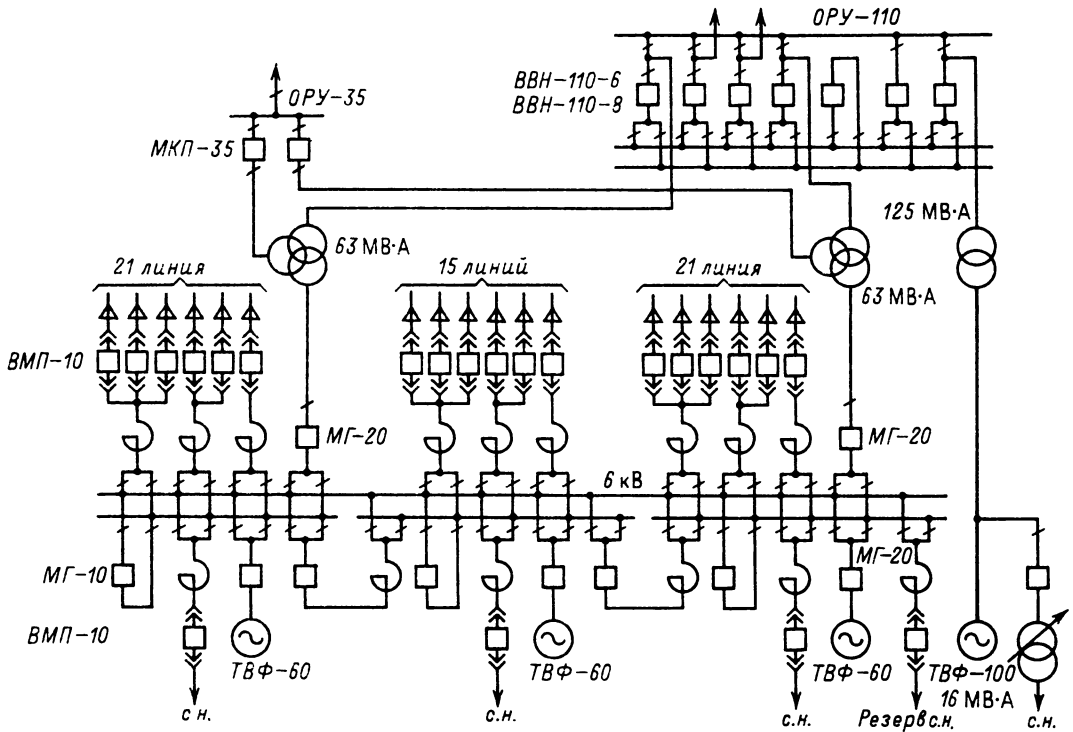


Рис. 36.10. Схема ТЭЦ 280 (3 × 60 + 1 × 100) МВт

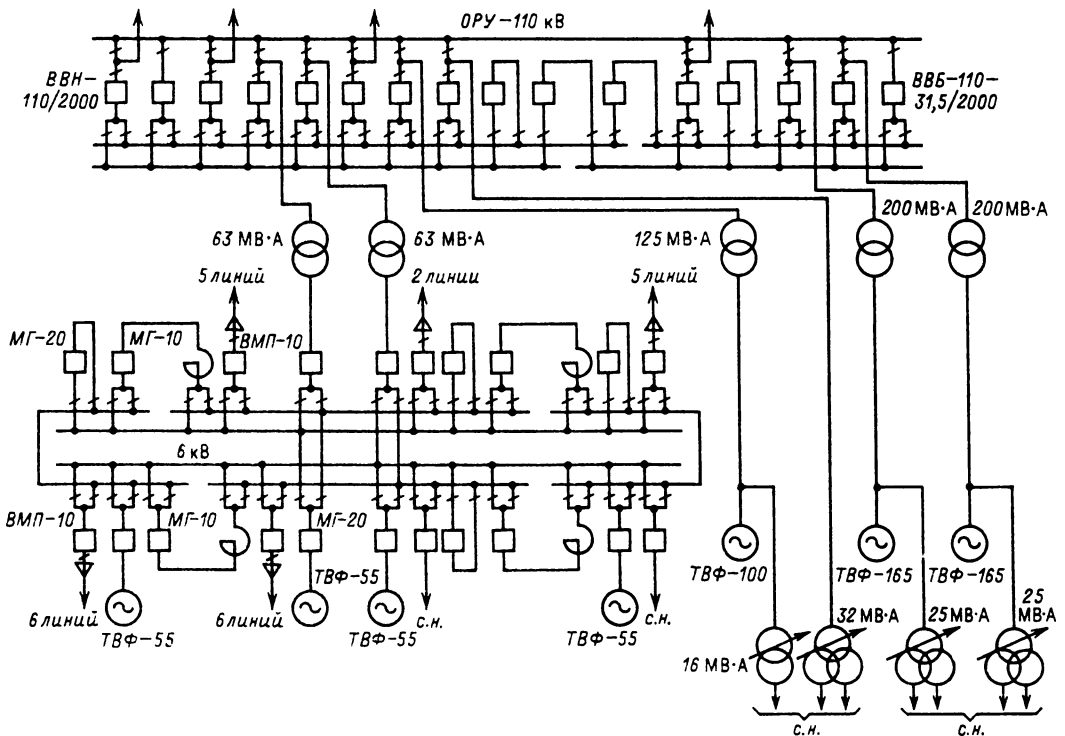
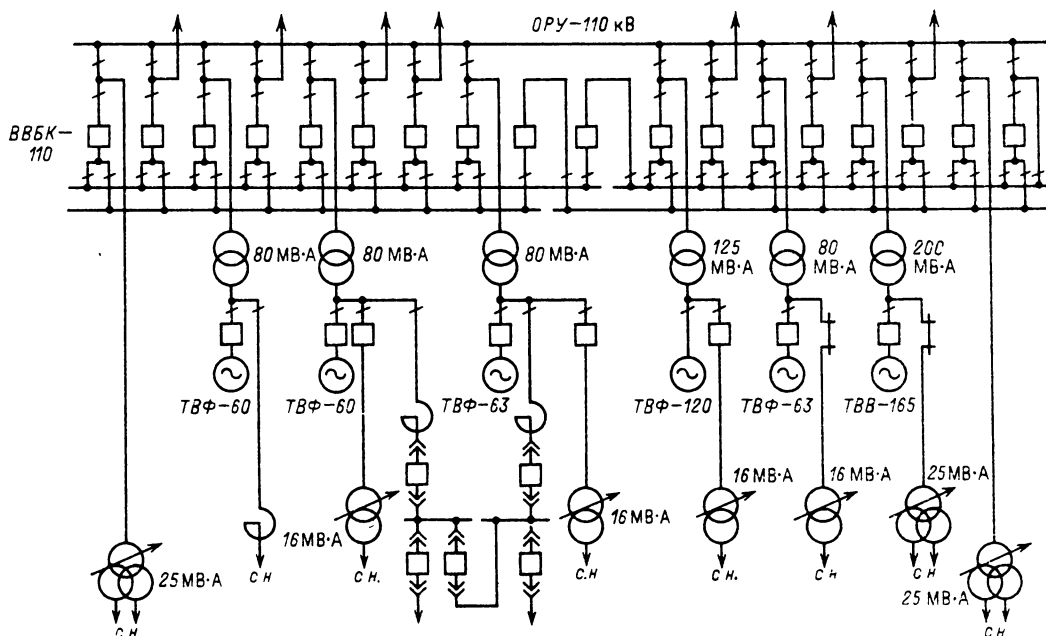


Рис. 36.11. Схема ТЭЦ 570 (4 × 50 + 1 × 100 + 2 × 135) МВт

Рис. 36.12. Схема ТЭЦ 496 ( $2 \times 60 + 2 \times 63 + 1 \times 100 + 1 \times 150$ ) МВт

#### Схемы на повышенных напряжениях

На повышенных напряжениях ТЭЦ рекомендуются к использованию те же схемы, что и для КЭС (см. § 36.2) с соответствующими номинальными напряжениями сетей. С учетом единичных мощностей используемых агрегатов ( $\leq 250$  МВт) высшее напряжение ТЭЦ обычно принимается равным 110 или 220 кВ.

#### Примеры схем ТЭЦ

Характерные электрические схемы ТЭЦ – неблочные, смешанные и блочные – приведены на рис. 36.9–36.12, где указаны параметры основного оборудования и параметры сетей.

### 36.4. СХЕМЫ АЭС

#### Общие сведения

Атомные электростанции (АЭС) подразделяются на конденсационные (АКЭС) и теплофикационные (АТЭС). В настоящее время преимущественно сооружаются АКЭС.

К электрическим схемам АЭС предъявляются те же общие требования, что и к схемам КЭС и ТЭЦ (см. § 36.2, 36.3).

Повышенные требования предъявляются к надежности работы системы с.н., а также к системам контроля и управления технологическим процессом, безопасности обслуживания.

Схемы АЭС строятся по блочному принципу. Между генератором и трансформатором блока устанавливается выключатель. Отказ от его установки должен иметь обоснования. В целях повышения надежности работы систем с.н. и блока в целом между генератором и трансформатором блока возможна установка двух последовательно включенных выключателей с ответвлением между ними к трансформатору с.н. блока.

Мощность блочных трансформаторов согласуется с мощностью генератора блока. На шесть блочных трехфазных трансформаторов предусматривается один резервный неприсоединенный, заказываемый одновременно с оборудованием второго блока. При установке на АЭС групп однофазных блочных трансформаторов предусматривается резервная фаза, заказываемая одновременно с оборудованием первого блока. При установке на АЭС одной группы однофазных АТ связи предусматривается резервная фаза, при двух группах резервная фаза не предусматривается.

Для ВН АЭС рекомендуются те же схемы, что и для КЭС (см. § 36.2).

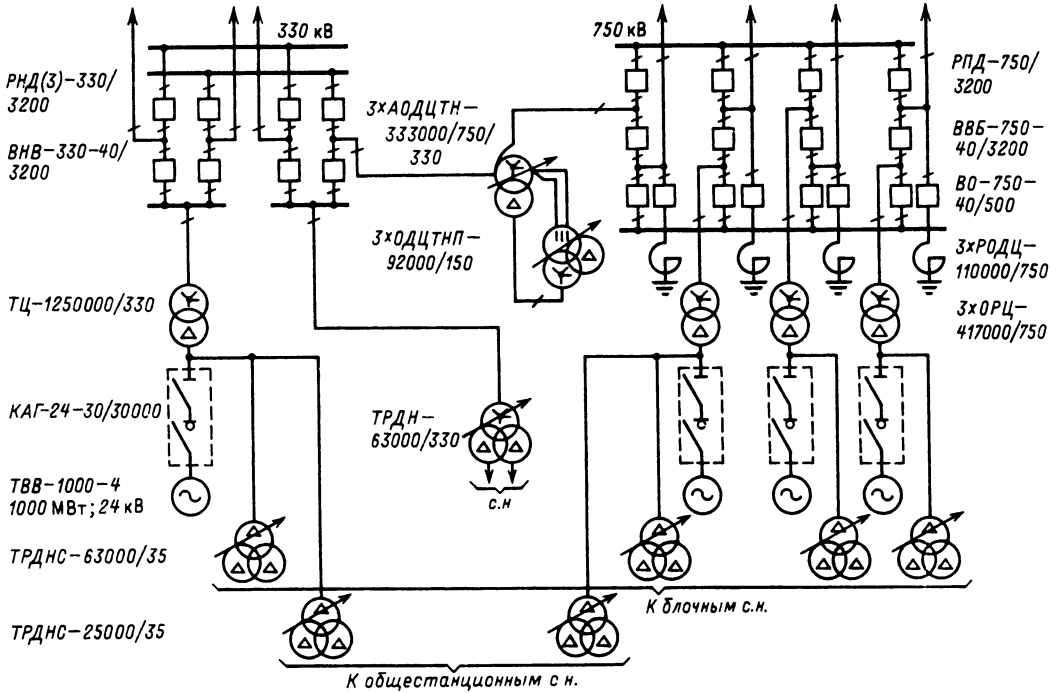


Рис. 36.13. Схема АЭС 4000 (4 × 1000) МВт с реакторами ВВЭР-1000

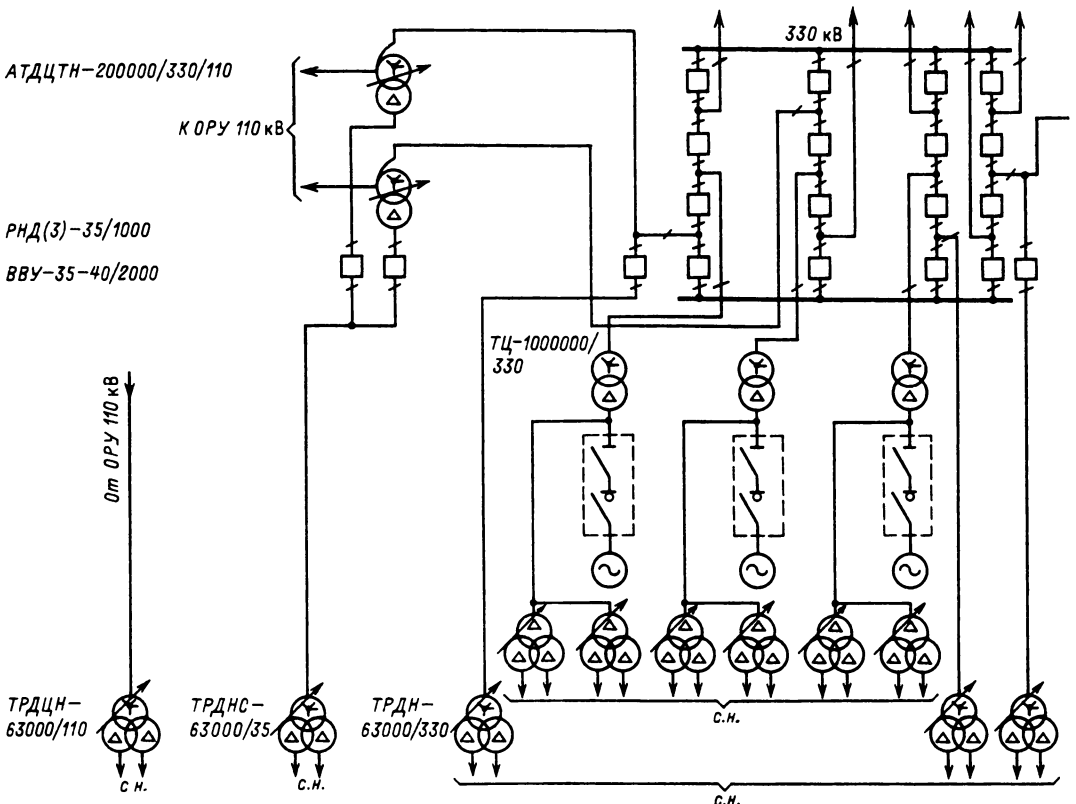


Рис. 36.15. Схема АЭС 6400 (8 × 800) МВт

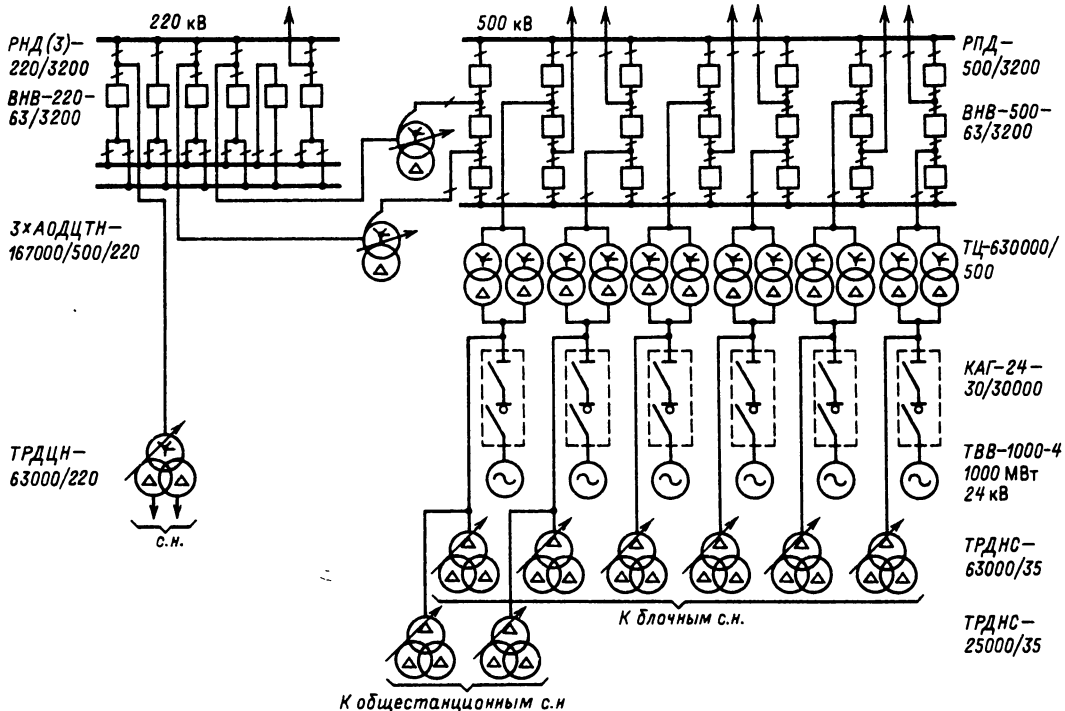
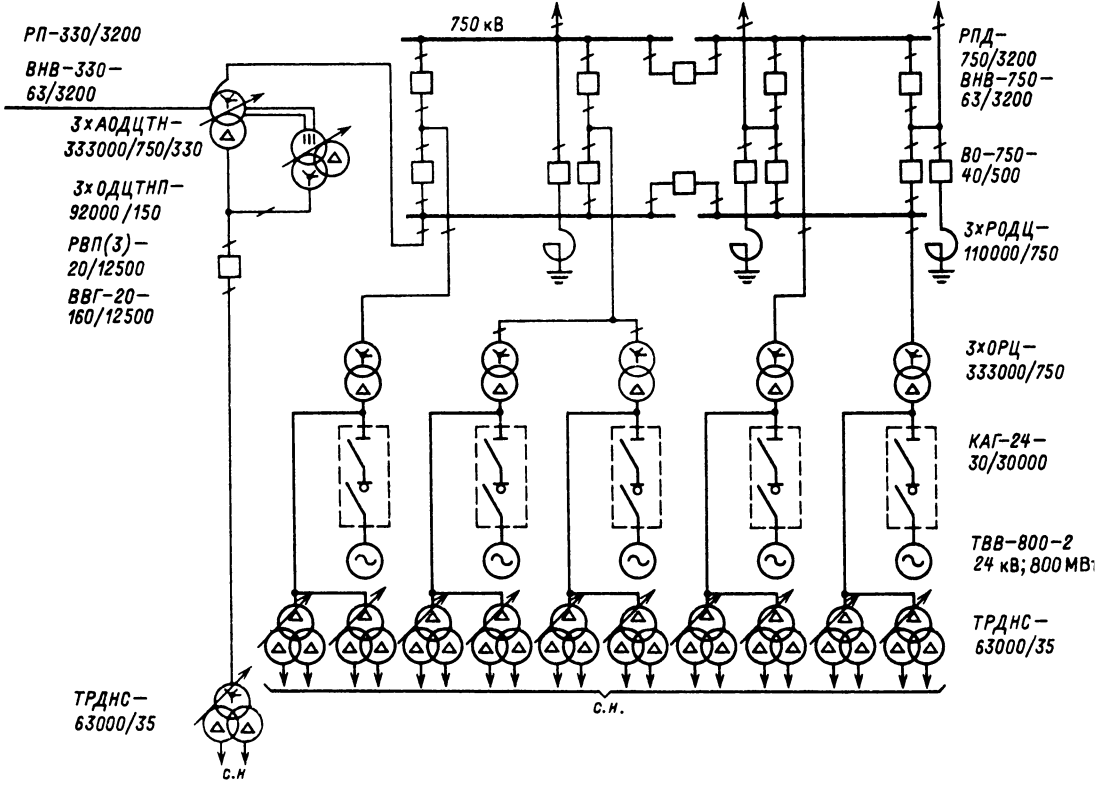


Рис. 36.14. Схема АЭС 6000 (6 x 1000) МВт с реакторами ВВЭР-1000



с реакторами РБМК-1500



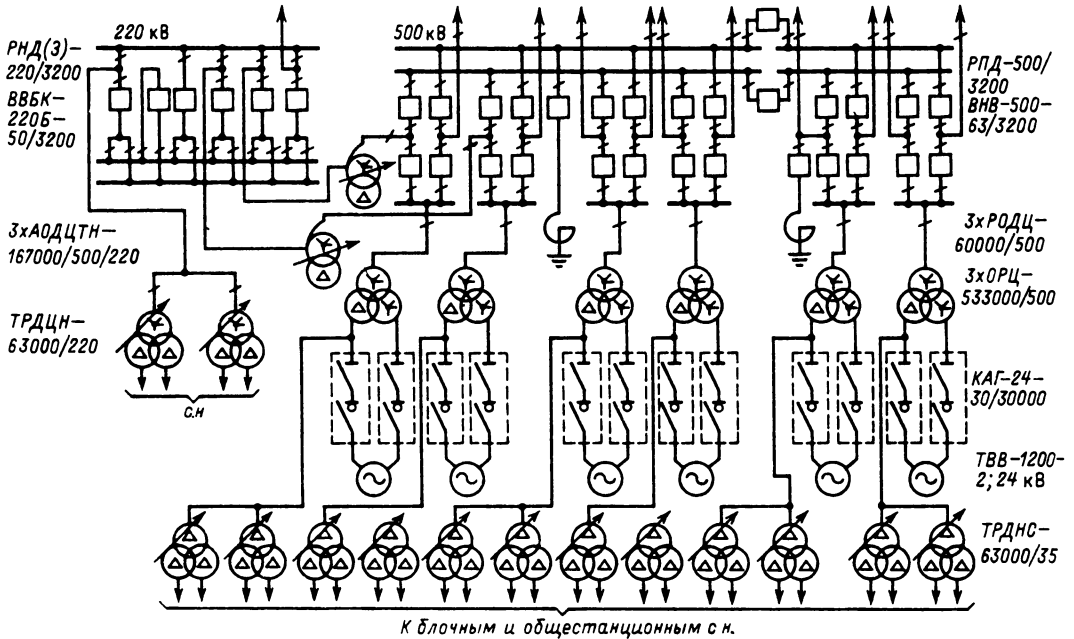


Рис. 36.16. Схема АЭС 7200 (6 × 1200) МВт с реакторами ВВЭР-100

### Примеры схем АЭС

Характерные электрические схемы АЭС с различным основным оборудованием приведены на рис. 36.13–36.16.

отключившихся по той или иной причине исправных агрегатов может быть осуществлен за 10–30 с; нет ограничений по технологическому минимуму нагрузки.

### Схемы ГЭС

## 36.5. СХЕМЫ ГЭС И ГАЭС

### Общие сведения

Гидроэлектростанции (ГЭС) и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) по условиям технологического процесса, режиму работы в энергосистеме, параметрам оборудования, компоновочным решениям и другим параметрам существенно отличаются от ТЭС.

При проектировании электрической части ГЭС учитываются следующие их особенности:

- 1) вся вырабатываемая электроэнергия обычно (на ГЭС средней и большой мощности) выдается в сеть повышенного напряжения;
- 2) простота технологического процесса с высокой степенью автоматизации работы оборудования;
- 3) высокая мобильность и маневренность оборудования – разворот, синхронизация и набор нагрузки требуют 1–5 мин; при необходимости автоматический ввод в работу

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Учитывая режим работы ГЭС в системе, маневренность и мобильность агрегатов и необходимость уменьшения капиталовложений, помимо одиночных блоков широко применяют укрупненные блоки с подключением нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору (обычного исполнения или с расщепленными обмотками), а также объединенные блоки (см. § 36.2). В укрупненных и объединенных блоках в цепях генераторов устанавливаются выключатели или выключатели нагрузки. В отдельных случаях при обеспечении условий групповой синхронизации возможна установка только разъединителей. На генераторном напряжении блоков выполняются ответвления для питания с.н.

Выключатели или выключатели нагрузки устанавливаются в цепях генераторов в следующих случаях:

при подключении генераторов к АТ или трехобмоточным трансформаторам;

при подключении блоков к РУ на стороне ВН через два выключателя, когда отключение блока изменяет схему подключения других присоединений (схема 3/2, 4/3, многоугольники и др.);

в укрупненных и объединенных блоках, когда это диктуется режимными условиями или условиями пуска, останова и синхронизации генераторов. Отказ от установки указанных аппаратов в этих блоках должен быть обоснован.

К схемам ГЭС на повышенных напряжениях предъявляются практически те же требования, что и к схемам КЭС (см. § 36.2).

Главные схемы ГЭС проектируются на основании «Схемы развития ОЭС» и «Схемы присоединения проектируемой ГЭС и ЭС».

Согласно [36.3] схема должна предусматривать отключение линий электропередачи с одного конца, как правило, не более чем двумя выключателями, отключение блока — не более чем тремя выключателями РУ повышенного напряжения, отключение трансформаторов

(автотрансформаторов) связи РУ различных напряжений — не более чем четырьмя выключателями в РУ одного напряжения, но не более чем шестью выключателями в РУ двух повышенных напряжений.

Должна быть предусмотрена возможность вывода в ремонт выключателей повышенных напряжений без отключения соответствующих присоединений. Исключение из этого правила допускается только для ГЭС местного значения с ВН 110 кВ при стесненных условиях размещения ОРУ вблизи здания ГЭС.

Отказ любого выключателя, даже в период ремонта любого другого выключателя, не должен приводить к потере такого числа блоков и линий электропередачи, которое может вызвать нарушение устойчивости параллельной работы ГЭС и ЭС или нарушение системных и межсистемных перетоков. Отказ любого выключателя не должен приводить к отключению двух линий одного направления двухцепного транзита.

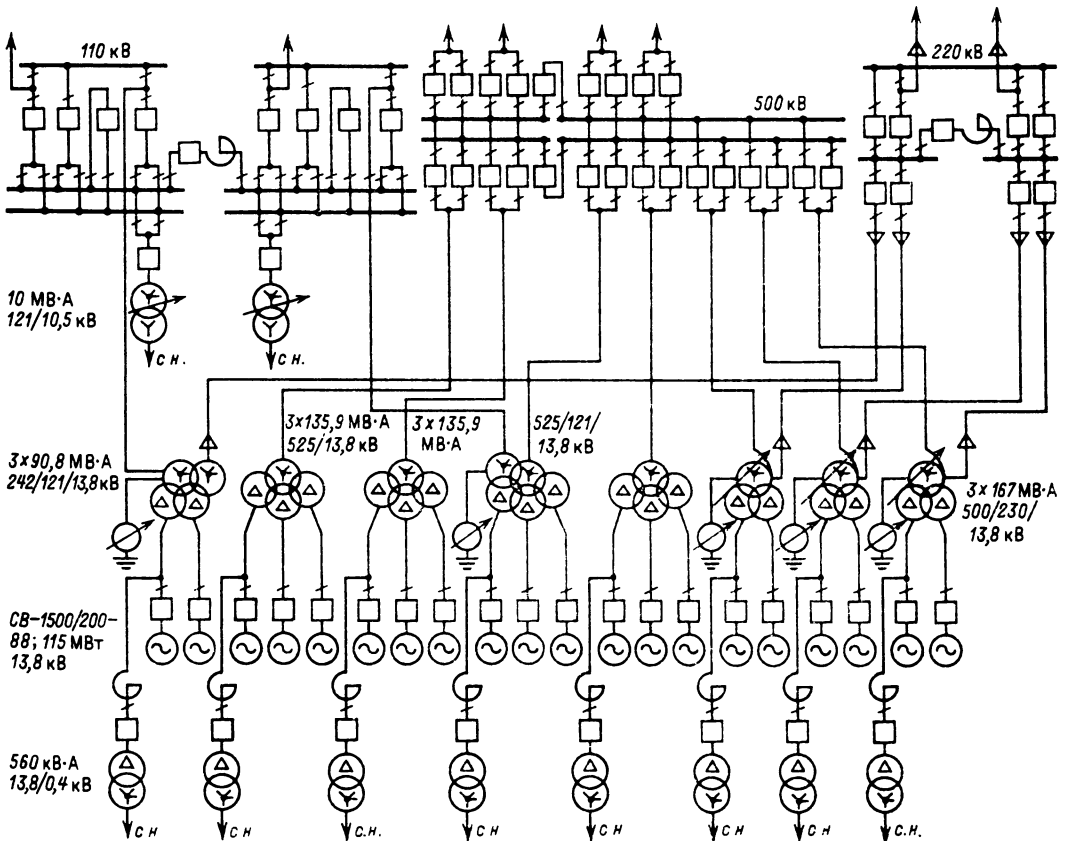


Рис. 36.17. Схема ГЭС 2300 (20 × 115) МВт

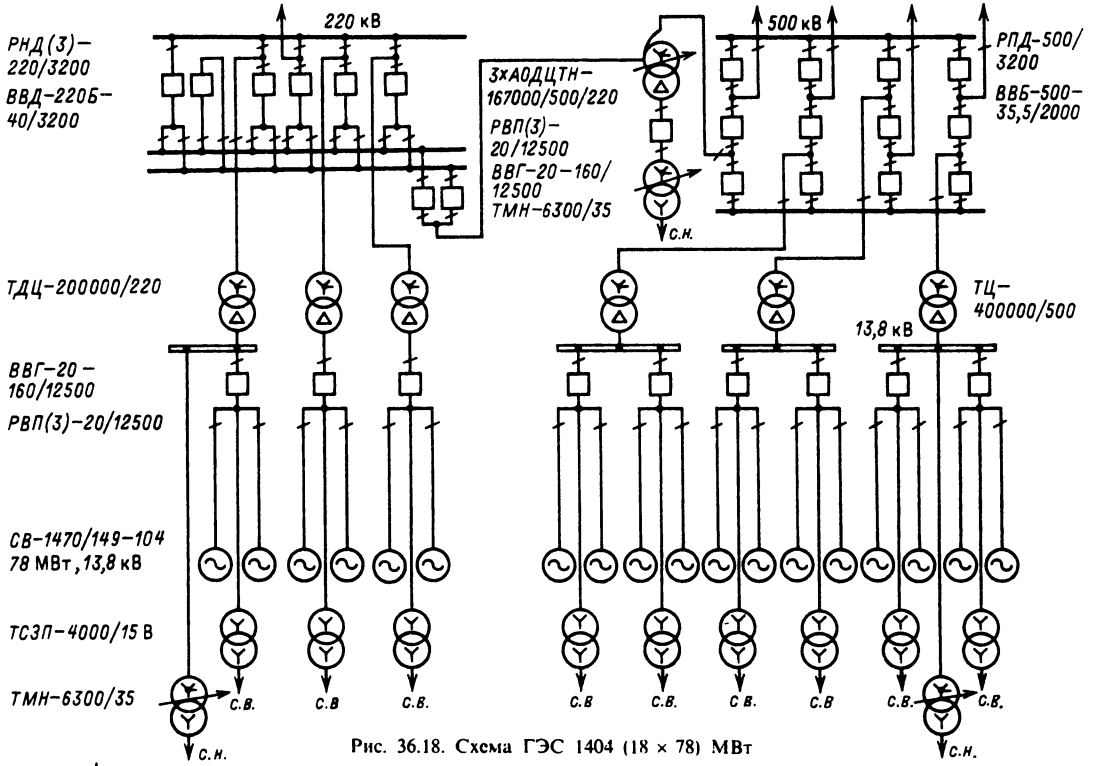


Рис. 36.18. Схема ГЭС 1404 (18 × 78) МВт

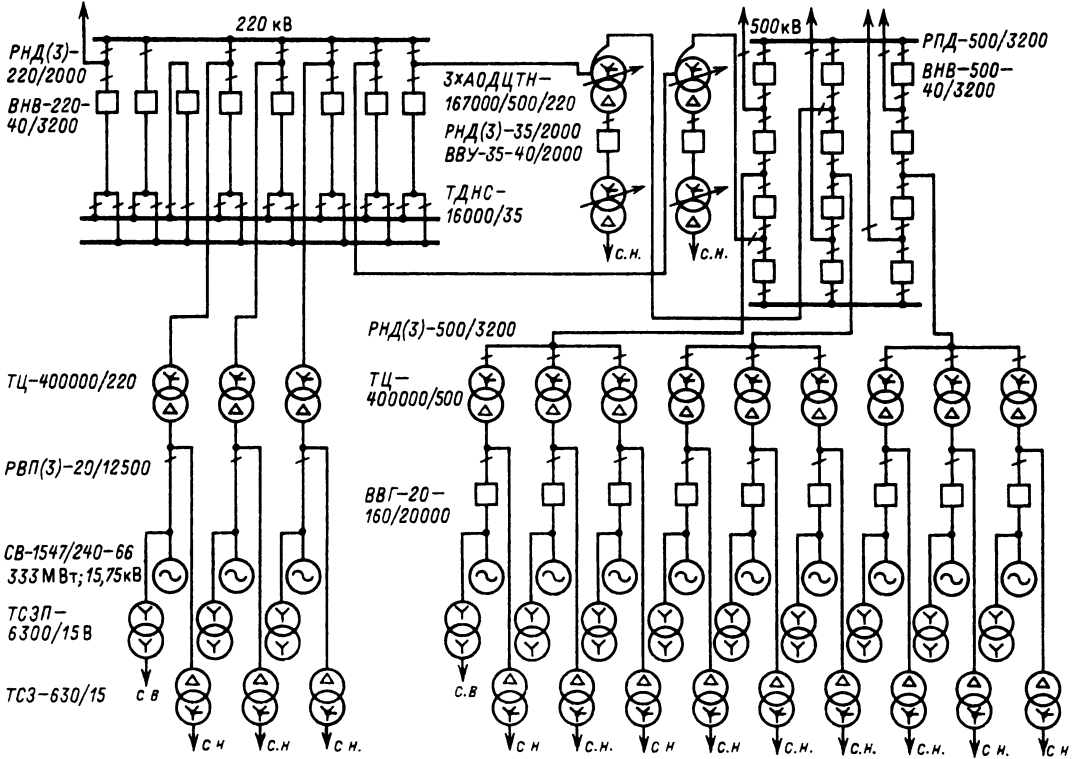


Рис. 36.19. Схема ГЭС 3996 (12 × 333) МВт

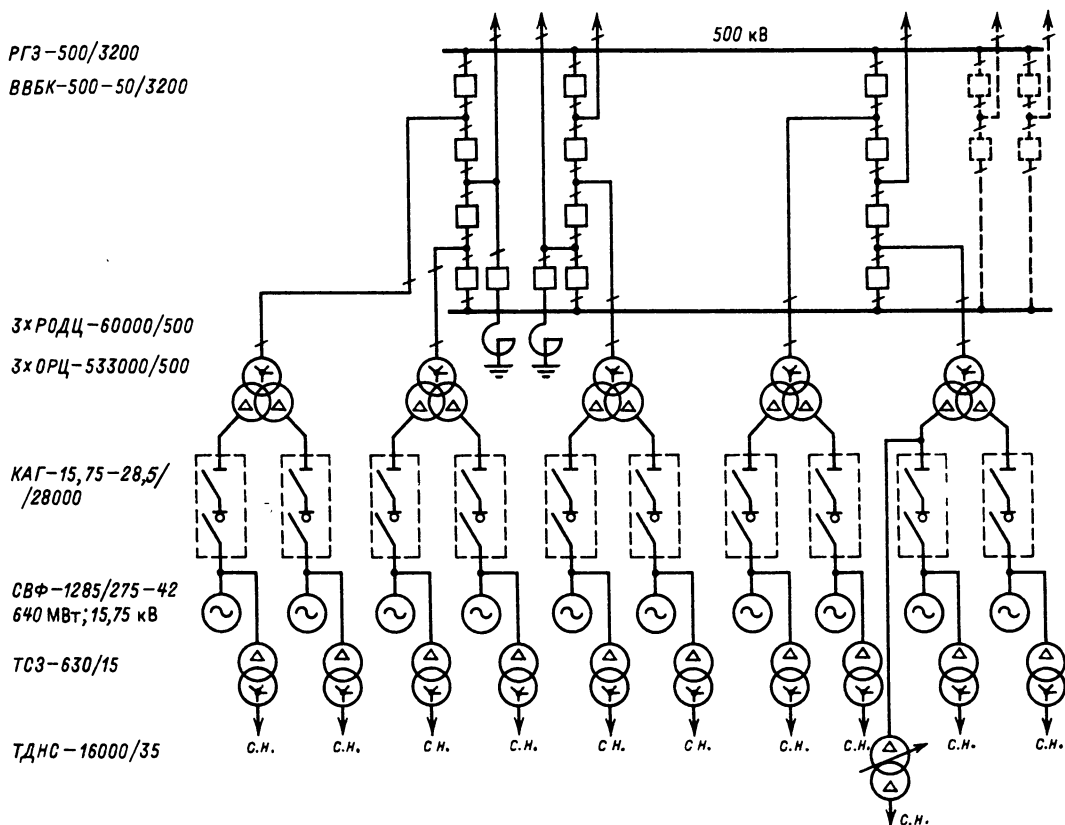


Рис. 36.20. Схема ГЭС 6400 (10 × 640) МВт

Для РУ 110 кВ и выше НТП для ГЭС рекомендуют следующие схемы:

на напряжениях 110–220 кВ: мостик, двоянный мостик (см. § 36.6), одна секционированная система шин с обходной, две несекционированные системы шин с обходной, две секционированные системы шин с обходной, ответвления от проходящих линий электропередачи;

на напряжениях 220–500 кВ: треугольник, четырехугольник, ГТЛ (с одним или несколькими блоками, подсоединенными к одной линии), ГТЛ с уравнивающей системой шин;

на напряжениях 330–500 кВ: две секционированные или несекционированные системы шин с тремя выключателями на две цепи (схема 3/2), две секционированные или несекционированные системы шин с четырьмя выключателями на три цепи (схема 4/3), схемы 3/2 и 4/3 (с секционированными или несекционированными шинами) с подключением линий через два выключателя, а блоков к сборным шинам – через выключатель,

выключатель нагрузки или через разъединитель (схема трансформатор – шины). Последнее подключение допускается при наличии в блоках генераторных выключателей.

Кроме перечисленных схем на ГЭС в зависимости от конкретных условий могут использоваться и другие схемы при надлежащем технико-экономическом обосновании. При технико-экономическом анализе схем должны быть учтены оперативные и ремонтные свойства схем, надежность электроснабжения, необходимое количество аппаратуры, стоимость РУ, удобство деления схемы противоаварийной автоматикой, количество операций с разъединителями, потери электроэнергии в трансформаторах, в том числе в режиме ХХ, и другие существенные характеристики схем.

### Схемы ГАЭС

Гидроаккумулирующие электрические станции (ГАЭС) сооружаются по возможности вблизи мощных узлов нагрузки энергосистем, с

которыми они соединяются относительно короткими линиями 220—750 кВ. Оправдано сооружение ГАЭС вблизи мощных АЭС и КЭС, работающих в базисном режиме.

Главные схемы ГАЭС строятся по блочному принципу. Применяют простые, укрупненные и объединенные блоки, что зависит от мощности генераторов, вида гидроагрегатов (двухмашинный, трехмашинный или четырехмашинный), способа пуска в насосном режиме (прямой асинхронный, асинхронный при пониженном напряжении, частотный, с помощью вспомогательного разворотного асинхронного электродвигателя). При напорах до 500 м в зарубежной практике получили распространение двухмашинные обратимые агрегаты, требующие изменения направления вращения вала агрегата при переходе от турбинного режима к насосному и наоборот. При больших напорах используются трехмашинные агрегаты с неизменным направлением вращения в турбинном и насосном режимах.

В цепях генераторов для осуществления операций включения и отключения агрегатов устанавливаются выключатели или выключатели нагрузки. На ГАЭС с двухмашинными обратимыми агрегатами в цепях генераторов для изменения направления вращения устанавливаются либо два реверсивных разъединителя и выключатель, либо два реверсивных выключателя, либо реверсивный пятиполюсный выключатель.

На высшем напряжении ГАЭС используются наиболее простые схемы, рекомендованные для ГЭС.

**Примеры схем ГЭС и ГАЭС**

Характерные электрические схемы ГЭС и ГАЭС с различным по параметрам оборудованием приведены на рис. 36.17—36.22.

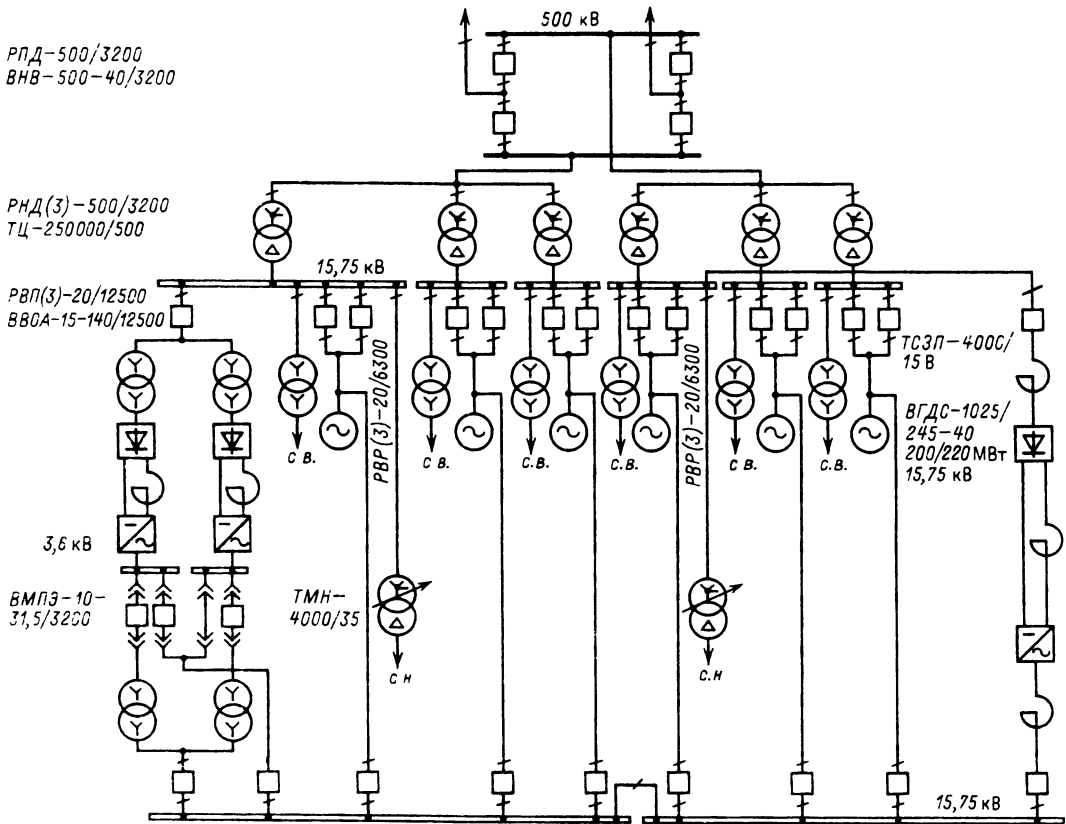


Рис 36.21. Схема ГАЭС 1200 (6 × 200) МВт

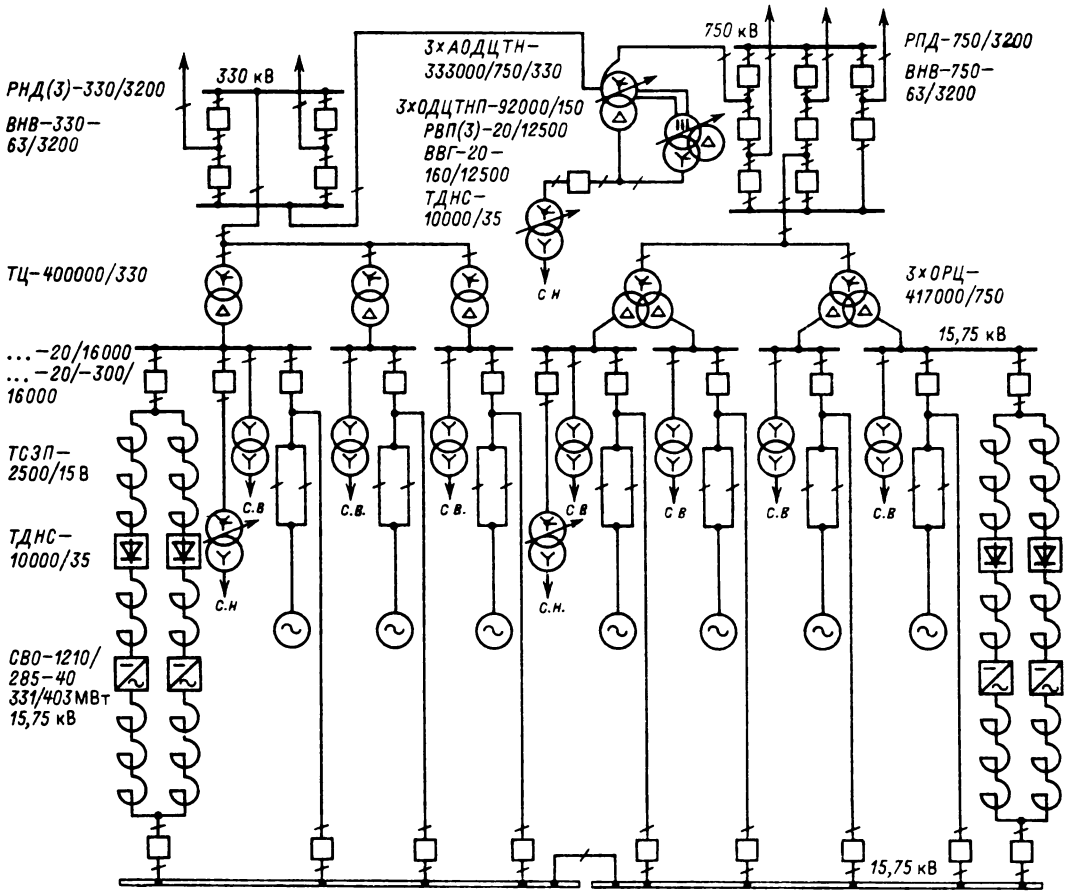


Рис. 36.22. Схема ГАЭС 2317 (7 × 331) МВт

## 36.6. СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ

### Общие сведения

Главные схемы подстанций выбираются на основании схемы развития энергосистемы или схемы электроснабжения района.

На подстанциях 35 – 750 кВ обычно устанавливаются один или два трансформатора (автотрансформатора). Выбор числа и мощности трансформаторов производится с учетом требований к надежности электроснабжения, характера графиков нагрузки и допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов по ГОСТ 14209-85.

При постепенном росте нагрузки допускается установка одного трансформатора на начальный период эксплуатации, если обеспечивается резервирование питания потребителей по сетям среднего и низшего напря-

жений. Аппараты и проводники в цепях трансформаторов с учетом перспективы должны быть, как правило, рассчитаны по номинальному току, току перегрузки и току КЗ на установку более мощных трансформаторов, следующей по стандартной шкале номинальной мощности.

Выбор аппаратов и проводников подстанций производится с учетом нагрузочной способности основного оборудования (трансформаторов, реакторов, синхронных компенсаторов).

Установка одного трансформатора на подстанции допускается, если обеспечивается требуемая степень надежности электроснабжения потребителей.

Устанавливаемые трансформаторы и автотрансформаторы должны иметь встроенное устройство РПН. Дополнительная установка линейных регулировочных трансформаторов

Таблица 36.1

№ схемы	Наименование схемы	Рисунок 36.23	Применение схем в сетях напряжением, кВ					
			35	110	220	330	500	750
1	Блок (линия—трансформатор) с разъединителем	<i>a</i>	+	+	+	+	-	-
2	Блок (линия—трансформатор) с предохранителем	<i>б</i>	+	-	-	-	-	-
3	Блок (линия—трансформатор) с отделителем	<i>в</i>	+	+	+	-	-	-
4	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны шин	<i>г</i>	+	+	+	-	-	-
5	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	<i>д</i>	+	+	+	-	-	-
6	Сдвоенный мостик с отделителями в цепях трансформаторов	<i>e</i>	-	+	-	-	-	-
7	Четырехугольник	<i>ж</i>	-	-	+	+	+	+
8	Расширенный четырехугольник	<i>з</i>	-	-	+	+	-	-
9	Одна секционированная система шин (до 10 присоединений)	<i>и</i>	+	-	-	-	-	-
10	Одна секционированная система шин с обходной с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенным секционным и обходным выключателем (до шести присоединений)	<i>к</i>	-	+	-	-	-	-
11	Одна секционированная система шин с обходной с совмещенным секционным и обходным выключателем (до шести присоединений)	<i>л</i>	-	+	+	-	-	-
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (7—10 присоединений)	<i>м</i>	-	+	+	-	-	-
13	Две несекционированные системы шин с обходной (7—15 присоединений)	<i>н</i>	-	+	+	-	-	-
14	Две секционированные системы шин с обходной (более 15 присоединений)	<i>о</i>	-	+	+	-	-	-
15	Трансформаторы—шины с присоединением линий через два выключателя (до четырех линий 330—500 кВ и трех при 750 кВ)	<i>п</i>	-	-	-	+	+	+
16	Трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий (до шести линий)	<i>р</i>	-	-	-	+	+	+
17	Полуторная схема (восемь и более присоединений)	<i>с</i>	-	-	-	+	+	+

Примечания: 1. Для РУ 150 кВ рекомендуются те же схемы, что и для РУ 110 кВ.

2. Ремонтная перемычка для рис. 36.23, *д* на напряжение 35 кВ не предусматривается.

3. Знак «+» означает «применяется», знак «-» означает «не применяется».

для независимого регулирования напряжения в различных сетях требует обоснований. При этом учитываются характер нагрузки потребителей, требования к качеству электроэнергии и параметры трансформаторов (автотрансформаторов). Отключение линий должно производиться не более чем двумя выключателями, трансформаторов до 500 кВ — не более чем четырьмя, а трансформаторов 750 кВ — не более чем тремя выключателями в РУ одного напряжения.

#### Схемы на высшем напряжении

Подстанции делятся на тупиковые (концевые), ответвительные, проходные и узловые. В соответствии с НТП для подстан-

ций 35—750 кВ разработаны типовые схемы, позволяющие максимально унифицировать проектные решения. Перечень схем и область их применения даны в табл. 36.1, а изображение — на рис. 36.23. Схемы подстанций обозначаются двумя цифрами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 35—1, 110—6 и т. п.).

#### Схемы на низшем напряжении

На НН ПС 6—10 кВ применяется одиночная секционированная система шин с раздельной работой секций. При необходимости глубокого ограничения уровня токов КЗ применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой

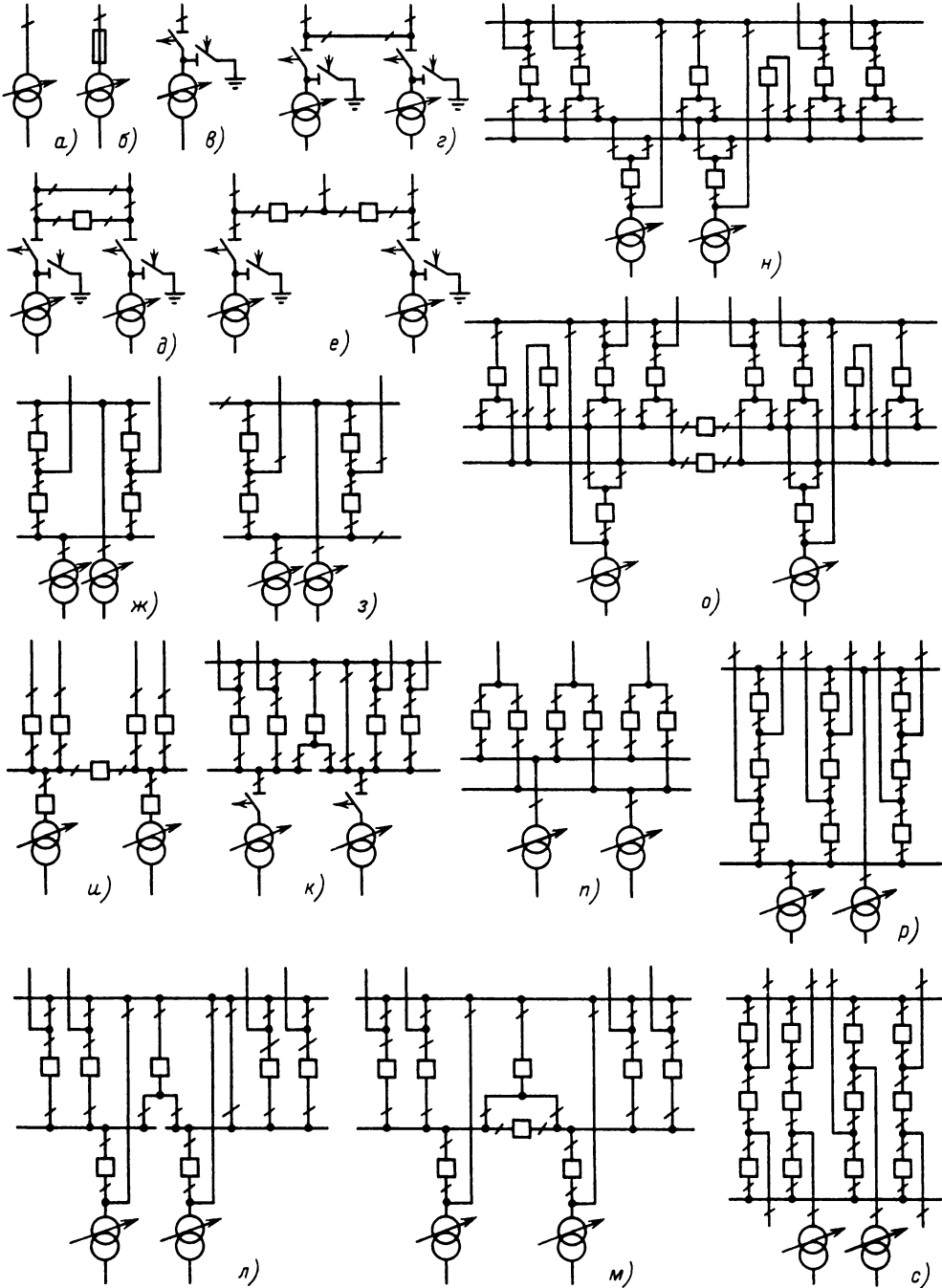


Рис. 36.23. Типовые схемы ПС на повышенных напряжениях

Примечания: 1. Вместо двухобмоточных трансформаторов в схемах на отдельных напряжениях могут использоваться трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы и трансформаторы с расщепленной обмоткой НН.

2. В схеме *д* на напряжение 35 кВ ремонтная перемычка не предусматривается.
3. В схеме *в* на напряжение 35 кВ разъединитель не предусматривается.



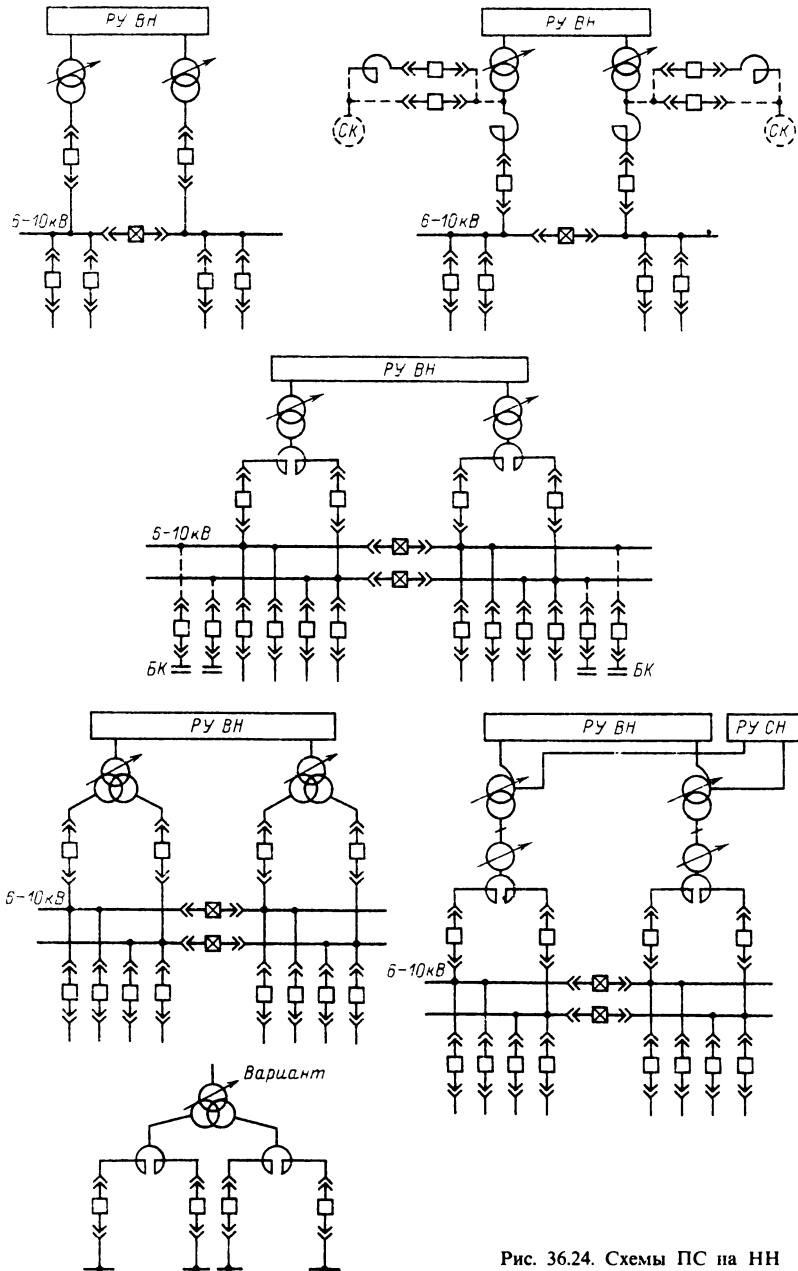


Рис. 36.24. Схемы ПС на НН

НН, а также одинарные и двойные групповые реакторы в цепи трансформаторов. В отходящих линиях, как правило, реакторы не предусматриваются. Кроме того, на ПС секционные реакторы малоэффективны и потому не устанавливаются. Допустимый уровень токов КЗ зависит от параметров электро-

оборудования и параметров распределительной кабельной сети. Снижение уровня токов КЗ электрически отдаляет потребителей от источников энергии и при прочих равных условиях ухудшает условия работы комплексной нагрузки при переходных процессах.

При наличии на ПС синхронных компе-

саторов (СК) последние включаются непосредственно после трансформаторов. Пуск СК в зависимости от мощности — прямой или реакторный. Батареи конденсаторов (БК) обычно включаются непосредственно на секции РУ НН. Линейные регулировочные трансформаторы включаются между трансформатором (автотрансформатором) и реактором.

Типовые схемы подстанций на НН приведены на рис. 36.24. Вопрос об установке синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов или линейных регулировочных трансформаторов решается на основании технико-экономических расчетов с учетом требований к качеству электроэнергии у потребителей, уровней напряжения на стороне ВН подстанции в различных режимах, уровня токов КЗ, надежности работы оборудования и т. п.

### 36.7. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

#### Общие сведения

Установка собственных нужд (с. н.) — важный элемент электростанций и подстанций. Повреждения в системе с. н. электростанций неоднократно приводили к нарушению работы основного оборудования, энергоблоков, электростанций в целом и развитию аварий в энергосистемах.

Состав электроприемников с. н., значение потребляемой ими мощности и электроэнергии зависят от типа электростанции (подстанции), вида топлива, мощности агрегатов и т. п.

В табл. 36.2 приведены ориентировочные максимальные нагрузки с. н. по отношению к установленной мощности электростанций, расход энергии на с. н. в процентах годовой выработанной энергии и установленная мощность с. н. подстанций.

При проектировании необходимо знать состав электроприемников, их мощность и категорию.

Электроприемники с. н. делятся на ответственные и неответственные. К ответственным относят электроприемники, выход из строя которых может привести к нарушению нормальной работы или возникновению аварии на электростанции или подстанции. Такие электроприемники требуют надежного питания.

Основным приводом механизмов с. н. являются асинхронные электродвигатели различных исполнений с прямым пуском. Для тихоходных механизмов (шаровые мельницы), а также для очень мощных механизмов находят применение синхронные электродвигатели. Для

Таблица 36.2. Максимальные нагрузки и расход электроэнергии установок собственных нужд

Электроустановка	$\frac{P_{сн\ max}}{P_{уст}}$ , %	$\frac{W_{сн}}{W_{выр}}$ , %
	$P_{уст}$	$W_{выр}$
ТЭЦ:		
пылеугольная	8—14	8—13
газозапутная	5—7	6—10
КЭС:		
пылеугольная	6—8	4—7
газозапутная	3—5	3—6
АЭС:		
с газовым теплоносителем	5—14	3—12
с водным теплоносителем	5—8	5—9
ГЭС:		
малой и средней мощности	3—2	2—1,5
большой мощности	1—0,5	2—1,5
Подстанции:		
тупиковая	50—200*	—
узловая	200—500*	—

\* Мощность, кВт.

механизмов, требующих регулирования частоты вращения в широких пределах, применяют электродвигатели постоянного тока и асинхронные электродвигатели с тиристорным преобразователем в цепи статора.

На электростанциях обычно имеются два напряжения с. н.: высшее (6 или 10 кВ) и низшее 0,4 кВ. Может использоваться также напряжение 660 В.

На КЭС, ТЭЦ, а также на АЭС высшее напряжение с. н., как правило, принимается равным 6 кВ. На расширяемых электростанциях, уже имеющих напряжение 3 кВ, а также на электростанциях средней мощности с генераторным напряжением 10 кВ может быть принято напряжение 3 кВ. На КЭС и АЭС с мощными агрегатами и соответственно крупными механизмами с. н. оправдано (при наличии оборудования) применение напряжения 10 кВ.

На ГЭС основные механизмы питаются от сети 0,4 кВ, а отдельные крупные механизмы — от сети 6 или 10 кВ. На подстанциях напряжение с. н. 0,4 кВ.

При выборе напряжения с. н. следует иметь в виду, что электродвигатели с меньшим номинальным напряжением имеют несколько лучшие технико-экономические показатели, чем той же мощности на более высокое напряжение.

С другой стороны, применение более высокого напряжения с. н. уменьшает номинальные токи цепей, облегчает кабели, уменьшает при прочих равных условиях токи КЗ

в системе с. н. и облегчает условия самозапуска электродвигателей механизмов с. н.

В системе с. н. на всех напряжениях применяется одиночная секционированная система сборных шин, причем рабочее питание электроприемников одного элемента (котел, энергоблок, гидроагрегат) производится на напряжениях 6–10 кВ и 0,4 кВ по блочной схеме от одного первичного источника, а резервное — от другого.

Предельная мощность трансформаторов с. н. 6–10/0,4 кВ принимается равной 1000 кВ·А при напряжении КЗ, равном 8%. При меньшей мощности трансформаторов принимаются сниженные напряжения КЗ (4,5–5,5%). В цепях электродвигателей и питающих линий сборок 0,4 кВ устанавливаются автоматы. Установка предохранителей допускается только в цепях освещения, сварки и неотчетственных электродвигателей, не связанных с основным технологическим процессом (например, в мастерских, лабораториях и т. п.).

#### Собственные нужды КЭС

Потребители с. н. делятся на блочные и общестанционные. Блочные потребители питаются от трансформаторов с. н. блоков, общестанционные по возможности равномерно распределяются между блоками (на первой стадии строительства КЭС общестанционную нагрузку питают либо от секций собственной нужды 1-го и 2-го блоков, либо от местной сети 6–35 кВ, имеющейся в районе строительной площадки).

Собственные нужды блоков 6 кВ получают питание от блочных трансформаторов с. н., подключаемых на ответвлении между генератором и силовым трансформатором (автотрансформатором). Каждый блок мощностью 160 МВт и выше имеет две секции с. н. напряжением 6 кВ. Блоки до 120 МВт включительно имеют по одной секции на котел, необходимость двух секций должна быть обоснована. Резервирование питания секций осуществляется автоматически от спаренных резервных магистралей 6 кВ, получающих питание от резервных трансформаторов. Резервные магистрали секционируются выключателями через два-три блока и имеют выключатели на вводе от резервных трансформаторов. Согласно действующим НТП число резервных трансформаторов в схемах, где блоки не имеют генераторных выключателей, принимается равным: одному — при числе блоков один или два; двум — при числе блоков от трех до шести включительно; трем (один, генераторного напряжения, не подключен к

источнику, но готов к транспортировке и включению в работу) — при числе блоков семь и более.

В схемах, где блоки имеют генераторные выключатели, принимается: один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, — при числе блоков один или два; один присоединенный и один неприсоединенный трансформатор генераторного напряжения — при числе блоков три и более. На каждый блок предусматриваются две секции с. н. 0,4 кВ.

Каждая секция 0,4 кВ имеет рабочее и резервное питание, последнее включается автоматически. Рабочее питание секций 0,4 кВ блока осуществляется от секций 6 кВ своего блока через трансформаторы 6/0,4 кВ, резервное — от секций 6 кВ одного из других блоков.

Применяются две принципиально различные схемы питания и резервирования потребителей с. н. в зависимости от наличия в блоке генераторного выключателя (или выключателя нагрузки). В схеме рис. 36.25, а две секции каждого блока питаются от блочного трансформатора с. н., присоединенного к ответвлению от выводов генератора. Резервирование питания осуществляется от резервных магистралей 6 кВ, питающихся от пускорезервных трансформаторов собственных нужд (ПРТ). Мощность рабочего трансформатора с. н. выбирается по мощности блочной нагрузки с учетом доли общестанционной нагрузки, подключенной к секциям блока. Если общестанционная нагрузка в основном подключена к секциям с. н. первых двух блоков, то их рабочие трансформаторы с. н. могут быть большей мощности, чем рабочие трансформаторы с. н. других блоков. Рабочие трансформаторы с. н. в данной схеме не могут обеспечить питание с. н. блока при пуске и остановке. Последние функции передаются на специальные пускорезервные трансформаторы с. н., каждый из которых должен обеспечить замену рабочего трансформатора с. н. одного блока и одновременный пуск или аварийную остановку второго блока. На КЭС с блоками, имеющими пускорезервные питательные насосы с электроприводом, принимаются следующие расчетные условия при выборе резервных трансформаторов с. н.: а) замена рабочего трансформатора с. н. блока, работающего со 100%-ной нагрузкой (при работе блока на турбопитательном насосе), с одновременным пуском второго блока; б) замена рабочего трансформатора с. н. блока (при работе на электропитательном насосе) с одновременным пуском второго блока или одного котла при дубль-блоке.

Резервные трансформаторы подключаются к сети более низкого из повышенных напряжений КЭС, к третичным обмоткам автотрансформаторов связи или к другим независимым источникам питания. Они могут также подключаться на ответвлении от бло-

ков, имеющих генераторные выключатели (рис. 36.25, б).

Резервный трансформатор с. н. должен обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов с. н. (допустимо отключение неответственных механизмов) при

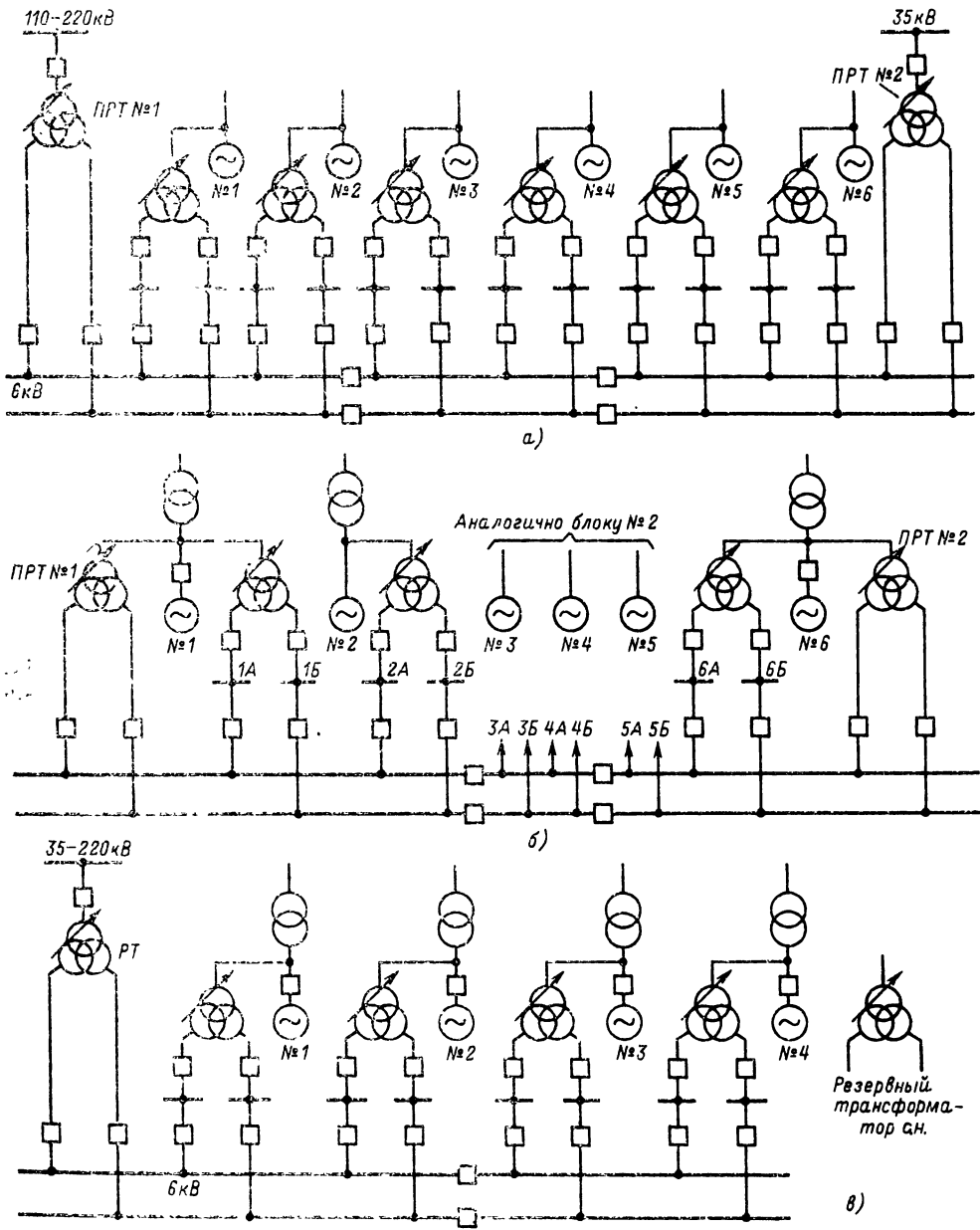


Рис. 36.25. Схемы собственных нужд 6 кВ КЭС:

а — без генераторных выключателей блоков; б — частично с генераторными выключателями блоков; в — с генераторными выключателями блоков

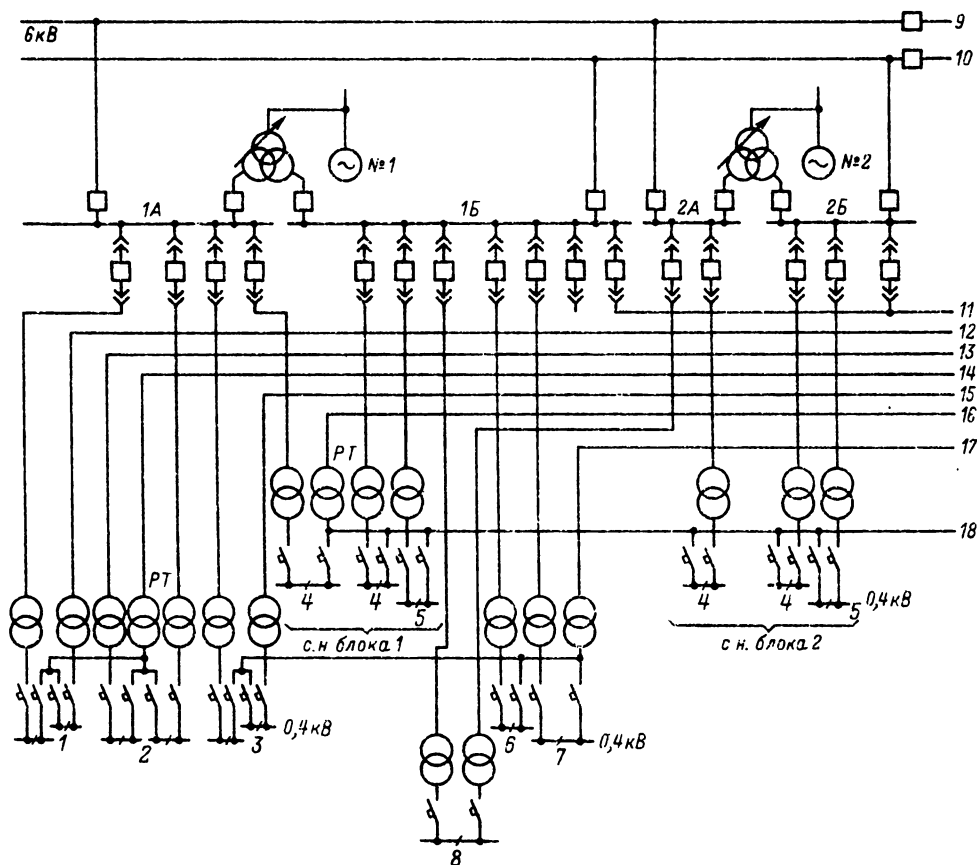


Рис. 36.26. Схема собственных нужд 0,4 кВ КЭС с блоками 300 МВт

расчетном времени перерыва питания 2,5 с, определяемом временем действия релейных защит, временем отключения выключателей, временем действия системы автоматического включения резерва (АВР) и взаимодействия электрических и технологических защит и блокировок.

На электростанциях всех типов должен быть обеспечен самозапуск механизмов с.н. без мероприятий по ступенчатому включению электродвигателей. Мощность ПРТ практически выбирается на ступень выше мощности рабочих трансформаторов с.н.

Мощность трансформаторов с.н. согласуется с допустимым уровнем токов КЗ в сети 6 кВ по отключающей способности выключателей и параметрам кабелей. Ток КЗ следует определить с учетом тока подпитки от электродвигателей.

В схеме рис. 36.25, в в цепях генераторов установлены выключатели, а рабочие трансформаторы с.н. присоединены к ответвлению

между выключателем и трансформатором блока. Здесь рабочие трансформаторы с.н. могут обеспечить пуск и остановку своего блока. Мощность рабочих трансформаторов с.н. выбирается по мощности блочной и общестанционной нагрузок своих секций. Мощность резервных трансформаторов принимается равной мощности рабочих трансформаторов с.н.

Вариант схемы питания с.н. по рис. 36.25, в обладает определенными технологическими преимуществами по сравнению с вариантом схемы по рис. 36.25, а.

Весьма высокие требования предъявляются к схеме с.н. 0,4 кВ. Принципиальная схема с.н. 0,4 кВ блока 300 МВт приведена на рис. 36.26. Разъединители и рубильники цепей присоединений в схеме не показаны. На блочных электростанциях система резервирования питания секций 0,4 кВ должна обеспечивать запуск электродвигателей 0,4 кВ ответственных механизмов, а также питание

средств пожаротушения и освещения в случае потери электроснабжения с. н. 6–10 кВ резервируемых блоков.

### Собственные нужды ТЭЦ

Распределительные устройства с. н. напряжением 6–10 кВ принимаются с одной системой сборных шин с числом секций, равным числу котлов. На ТЭЦ смешанного типа с неблочной (с поперечными связями по пару) и блочной частями число секций в первой части принимается равным числу котлов, а во второй части – так же, как на КЭС, т. е. одна-две секции на блок в зависимости от мощности блока.

Рабочее питание секций с. н. 6–10 кВ неблочной части осуществляется от сборных шин генераторного напряжения, а блочной части – ответвлениями от соответствующих блоков. Не рекомендуется питание собственных нужд осуществлять ответвлениями от блоков с турбинами типа Р с противодавлением. Резервирование питания с. н. производится от шин генераторного напряжения.

Число резервных трансформаторов или линий (на ТЭЦ с напряжением с. н., равным генераторному напряжению) на электростанциях с поперечными связями принимается по одному на каждые шесть рабочих трансформаторов с. н. или линий. При этом к одной секции шин генераторного напряжения (ГРУ) не должно присоединяться более двух рабочих трансформаторов с. н. Рабочие и резервные источники (трансформатор, линия) присоединяются к разным секциям ГРУ. При двух системах сборных шин в ГРУ резервный источник вместе с трансформатором связи может быть подключен к резервной системе шин, а в случае одной системы сборных шин в ГРУ – к ответвлению от трансформатора связи. Рабочие трансформаторы с. н. должны обеспечивать без перегрузки питание всех потребителей соответствующих секций.

Мощность резервных источников питания с. н. выбирается с учетом следующего:

1) при питании рабочих и резервных источников от шин ГРУ и подключении к секции ГРУ одного рабочего источника мощность резервного источника принимается не менее мощности наиболее крупного рабочего источника;

2) при питании рабочих и резервных источников от шин ГРУ и подключении к секции ГРУ двух рабочих источников мощность резервного источника должна быть на

50% больше мощности наиболее крупного рабочего источника;

3) при питании рабочих источников ответвлениями от блоков генераторных выключателей мощность резервного источника должна быть достаточной для замены наиболее крупного рабочего источника и одновременно пуска одного котла или турбины;

4) при питании рабочих источников от блоков, имеющих выключатели генераторного напряжения, мощность резервного источника должна быть равна мощности рабочего источника.

Для каждого котла (или турбины, если число турбин превышает число котлов) предусматривается секция РУ 0,4 кВ в главном корпусе. Необходимость двух секций на котел должна быть обоснована. При блочной тепловой схеме должно быть не менее двух секций 0,4 кВ на блок в главном корпусе. Общестанционная нагрузка по возможности равномерно распределяется между секциями РУ 0,4 кВ. Допускается иметь в главном корпусе отдельные общестанционные секции 0,4 кВ, при этом число секций должно быть не менее двух.

Резервные источники питания РУ 0,4 кВ должны обеспечивать самозапуск ответственных механизмов, от работы которых зависит сохранность в работе основного оборудования, а также обеспечивать надежным питанием системы пожаротушения и освещения в случае потери питания с. н. 6–10 кВ. Часть секций 0,4 кВ блоков секционируется автоматами на две полусекции, к одной из которых подключаются ответственные потребители. При длительном исчезновении напряжения 0,4 кВ защита минимального напряжения отключает секцию с неотчетственными потребителями, а секция с ответственными потребителями автоматически подключается к резервному источнику. На каждые шесть рабочих трансформаторов с. н. 6/0,4 кВ принимается один резервный трансформатор.

Для электростанций с блочной тепловой схемой принимается один резервный трансформатор 6–10/0,4 кВ на два блока (при числе рабочих трансформаторов до шести) или один резервный трансформатор на блок (при числе рабочих трансформаторов более шести).

На тепловых электростанциях на случай полной длительной (более 30 мин) потери напряжения промышленной частоты при авариях на станции и системных авариях должно быть предусмотрено надежное питание ответственных потребителей 0,4 кВ от неблочной части (если она имеется), от ближайших электростанций или от аварийных дизель-генераторных установок следующих потреби-

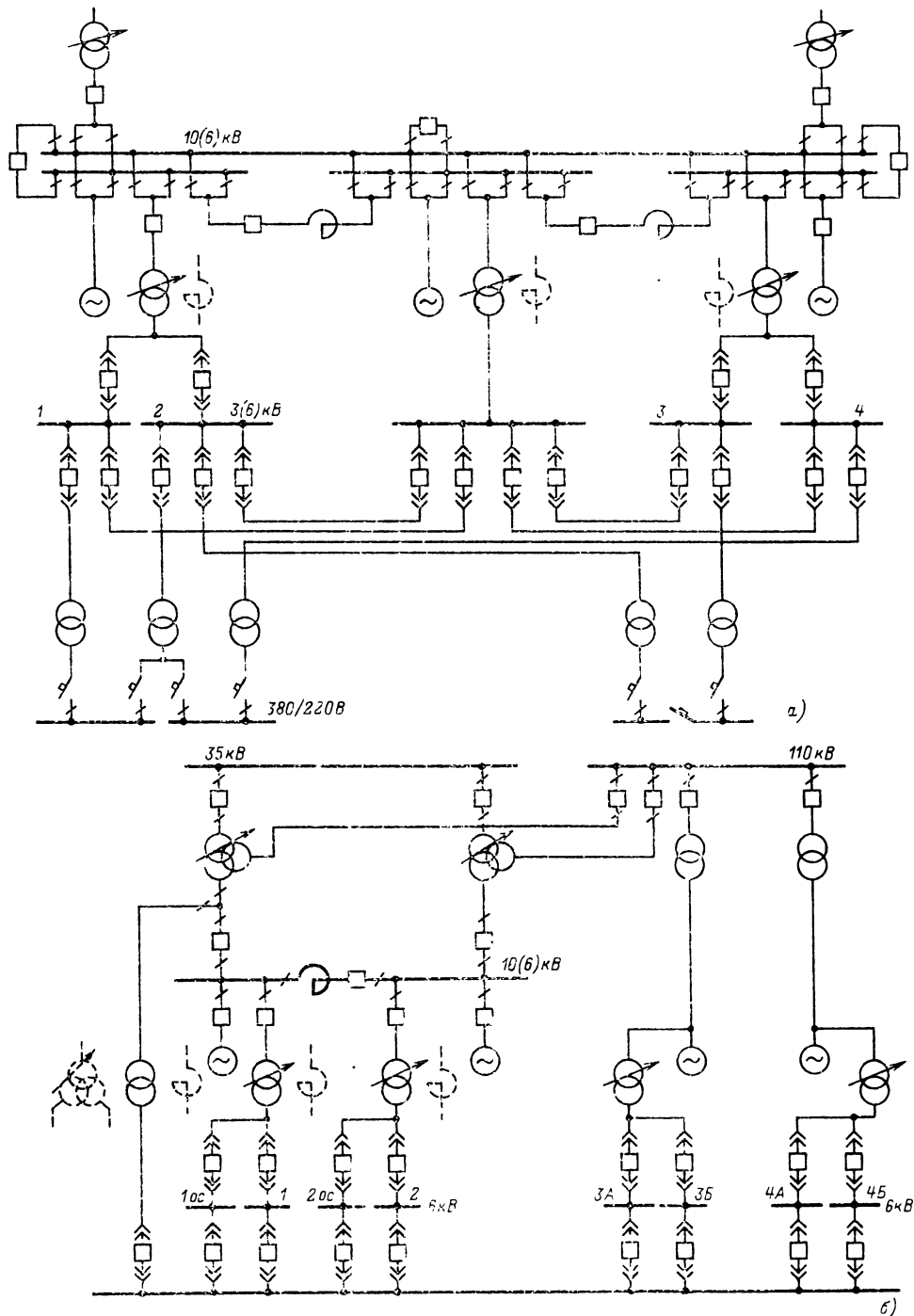


Рис. 36.27. Схемы собственных нужд ТЭЦ:  
 а - с поперечными связями по паре; б - смешанного типа

телей: электродвигатели валоповоротных устройств, подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей, аппаратура КИП и автоматики, аварийное освещение и пожаротушение. Примеры схем с. н. ТЭЦ приведены на рис. 36.27, а, б.

### Собственные нужды АЭС

Состав потребителей с. н., их мощность и потребляемая электроэнергия зависят от типа электростанции и параметров основного оборудования. Расход электроэнергии на с. н. наиболее высок на АЭС с газовым теплоносителем при электроприводе газодувки, на станциях с водным теплоносителем он существенно меньше (см. табл. 36.2). Потребители с. н. АЭС делятся по требованиям к надежности их питания на три группы.

К потребителям 1-й группы относятся система управления и защиты реактора (СУЗ), система контрольно-измерительных приборов и устройств автоматики реактора, система дозиметрического контроля, часть аварийного освещения, маслонасосы постоянного тока турбогенераторов и т. п. По условиям безопасности перерыв питания допускается только на доли секунды во всех режимах, включая режим полного исчезновения переменного напряжения от рабочих и резервных трансформаторов с. н. Эти потребители требуют обязательного наличия питания после срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора.

К потребителям 2-й группы относятся механизмы расхолаживания энергетического реактора (аварийные питательные насосы, аварийные насосы технической воды, насосы промежуточного контура), насосы вентиляционных систем охлаждения помещений первого контура, маслонасосы переменного тока турбогенераторов, валоповоротные устройства, перегрузочная машина и т. п. Допустимый перерыв питания, определяемый условиями безопасности, соответствует типу реактора и технологической схеме и составляет от десятков секунд до десятков минут. По условиям работы этих потребителей обязательно требуется наличие питания после срабатывания АЗ реактора.

Для потребителей 1-й и 2-й групп создается специальная система надежного питания с числом секций, равным числу систем безопасности. В нормальном режиме потребители 1-й и 2-й групп переменного тока получают питание от общей сети с. н. АЭС, а потребители постоянного тока — от аккумуляторной батареи. В аварийных режимах при потере питания от общей сети с. н. все потребители 1-й группы получают питание

от аккумуляторной батареи либо непосредственно, либо через специальные преобразователи — обратимые двигатель-генераторные агрегаты или тиристорные преобразователи. Потребители 2-й группы в аварийных режимах обеспечиваются питанием либо от дизель-генераторов, либо от газотурбинных установок с быстродействующим автоматическим запуском, а также от ГЭС, расположенных вблизи АЭС.

К потребителям 3-й группы относятся главные циркуляционные насосы (ГЦН) и газодувки (на АЭС с газовым теплоносителем). Потребители 3-й группы — наиболее мощные среди электроприемников с. н., однако они не требуют повышенной степени надежности питания, допускают перерыв питания на время действия АВР и не требуют обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора.

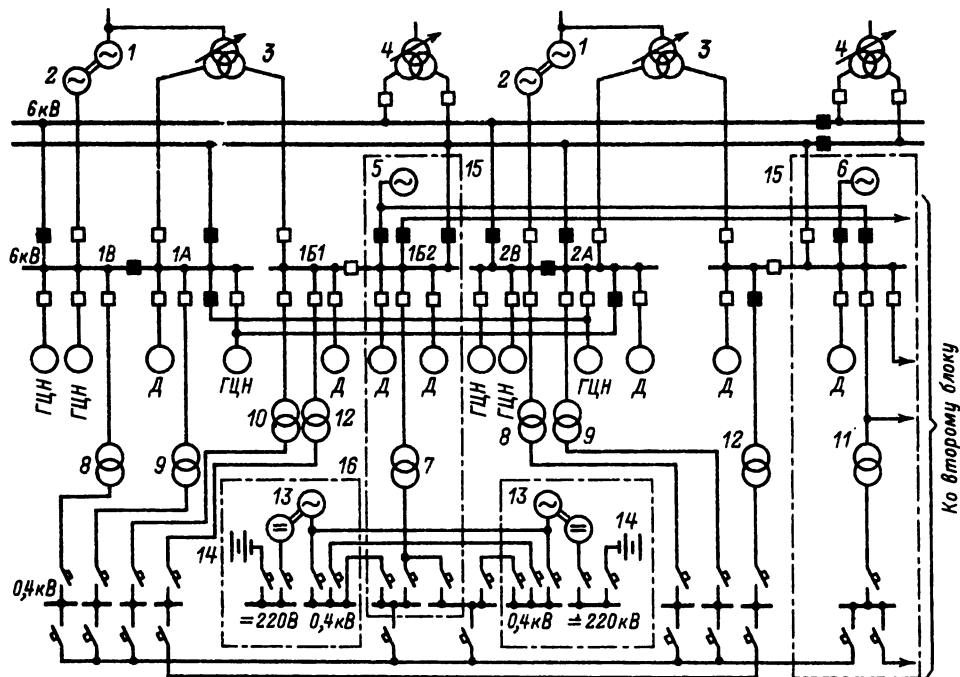
На АЭС с реакторами на тепловых нейтронах наиболее высокие требования к надежности питания ГЦН предъявляются в случае использования насосов бессальникового типа с малой инерцией маховых масс. Допустимый перерыв питания зависит от параметров реактора, типа и числа ГЦН. При работе реактора с номинальной нагрузкой потеря ГЦН без срабатывания аварийной защиты допустима на доли секунды. Потеря питания части ГЦН без срабатывания АЗ допустима, если обеспечено автоматическое снижение мощности реактора до уровня, соответствующего новому уровню расхода теплоносителя. Требования к надежности питания ГЦН указываются в технических условиях на реактор. После срабатывания АЗ необходима работа части ГЦН для аварийного расхолаживания реактора.

В качестве источников питания ГЦН в режиме аварийного расхолаживания могут быть использованы специальные вспомогательные генераторы с. н. на общем валу с основным турбогенератором, основные турбогенераторы АЭС (энергия выбега), независимые источники электроснабжения — линии от ближайших электростанций.

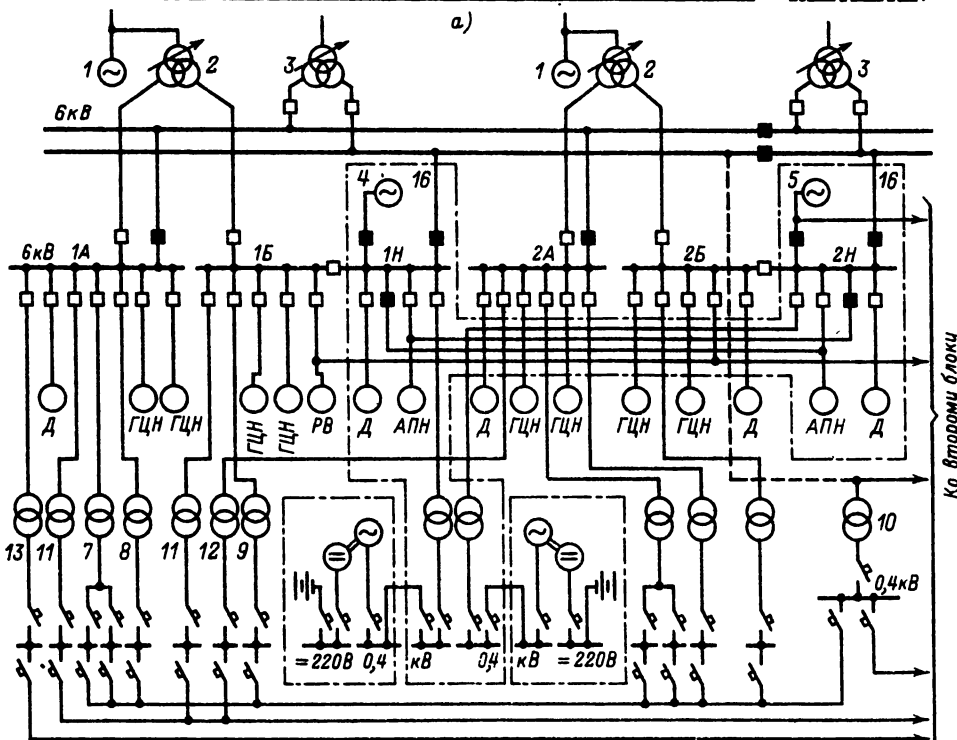
В нормальном режиме резервирование питания потребителей переменного тока 1-й и 2-й групп осуществляется от зависимых источников питания (трансформаторы с. н., линии 0,4 кВ), а потребителей постоянного тока — от аккумуляторной батареи, от вентиляционных преобразователей или от обратимых агрегатов.

Все независимые источники должны иметь 100%-ный резерв. Выбор независимых источников со 100%-ным резервированием производится с учетом технологии производства,





а)



б)

Рис. 36.28. Схемы собственных нужд АЭС:

а — с водо-водяным реактором и ГЦН бессальникового типа; б — с водографитовым реактором; в — схема питания потребителей СУЗ

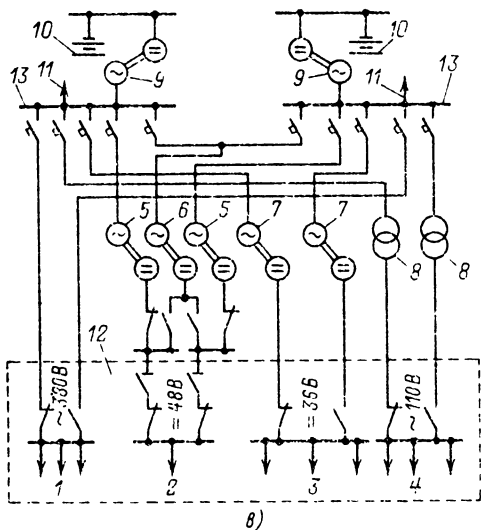


Рис. 36.28. Продолжение

надежности работы, обеспечивающей ядерную безопасность, и технико-экономических показателей.

Перечисленным условиям удовлетворяют схемы с. н. ранее запроектированных АЭС (рис. 36.28, а—в).

Опыт проектирования и эксплуатации АЭС позволил уточнить требования к их главным схемам и системам с. н. и разработать нормы технологического проектирования. Согласно НТП на АЭС принимаются три 100 %-ные системы безопасности, рекомендуются к установке ГЦН с маховиками, секции 6 кВ потребителей 2-й группы соединяются с секциями 6 кВ потребителей 3-й группы через два выключателя. Нормально рабочее и резервное питание осуществляется от рабочих и резервных трансформаторов с. н. В аварийных условиях питание потребителей 1-й и 2-й групп осуществляется от аварийных источников питания (аккумуляторная батарея, аккумуляторная батарея с преобразователями, обратимые двигатель-генераторы, дизель-генераторы, ГТУ, ГЭС и другие возможные автономные источники питания).

Сборные шины 6 кВ делятся на секции, число которых зависит от числа ГЦН на энергетический реактор, допустимого числа одновременно отключаемых ГЦН, без срабатывания АЗ реактора, а также от количества и мощности рабочих трансформаторов с. н. К одной секции 6 кВ, как правило, не должно подключаться более двух ГЦН при шести ГЦН на блок и не более одного ГЦН при общем числе ГЦН на блок не более

четырёх. На энергетический реактор должно быть не менее двух секций 6 кВ, подключаемых к рабочему источнику через свой выключатель. Рабочие трансформаторы с. н. подключаются на ответвления генераторного напряжения электрического блока. Они должны покрывать нагрузку своих секций, включая общестанционную нагрузку, без перегрузки отдельных обмоток. Резервные трансформаторы сети с. н. 6 кВ подключаются к РУ низшего из повышенных напряжений АЭС или к РУ близлежащих электростанций и подстанций. Число резервных трансформаторов принимается таким же, как и на КЭС. Суммарная мощность резервных трансформаторов с. н. должна обеспечивать замену рабочего трансформатора одного электрического блока (генератор — трансформатор) и одновременный пуск или останов реакторного блока. При наличии в электрическом блоке (включая случай объединенного блока) генераторного выключателя мощность резервного трансформатора с. н. должна обеспечивать останов реакторного блока. При моноблоках (реактор — турбина — генератор — трансформатор) и наличии генераторного выключателя мощность резервного трансформатора с. н. принимается равной мощности рабочего трансформатора с. н.

Магистраль резервного питания с. н. напряжением 6 кВ секционируются выключателями через 3—4 блока генератор — трансформатор при одном резервном трансформаторе с. н. и через 2—3 блока при двух резервных трансформаторах, присоединенных к источнику питания.

Требованиям НТП удовлетворяют схемы с. н. АЭС, показанные на рис. 36.29, а—г.

### Собственные нужды ГЭС и ГАЭС

Потребители с. н., ГЭС и ГАЭС делятся на агрегатные и общестанционные и на две группы в отношении требований к надежности работы. К 1-й группе относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может привести к повреждению или отключению гидроагрегата, снижению выработки электроэнергии, разрушению гидросооружений. Такими электроприемниками являются техническое водоснабжение агрегатов (водная смазка турбинного подшипника, маслоохладители подпятников и подшипников агрегата, воздухоохладители генератора); маслоохладители трансформаторов; вспомогательные устройства систем возбуждения; маслонпорные установки; аварийное освещение; система пожаротушения; механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов; насосы

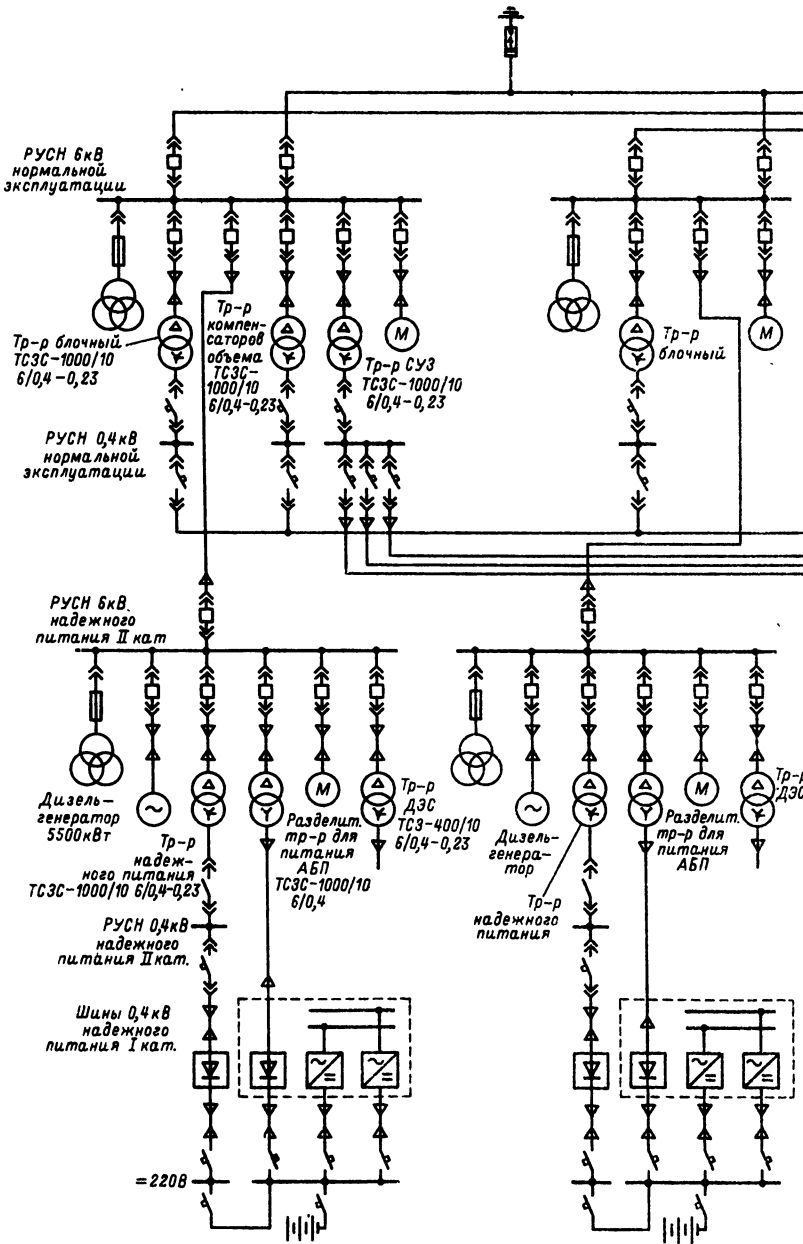


Рис. 36.29. Примерные схемы собственных нужд АЭС:

а - с реактором ВВЭР-1000; б - с реактором РБМК-1000; в - схема надежного питания блока с реактором РБМК-1000; г - с реактором ВВЭР-440

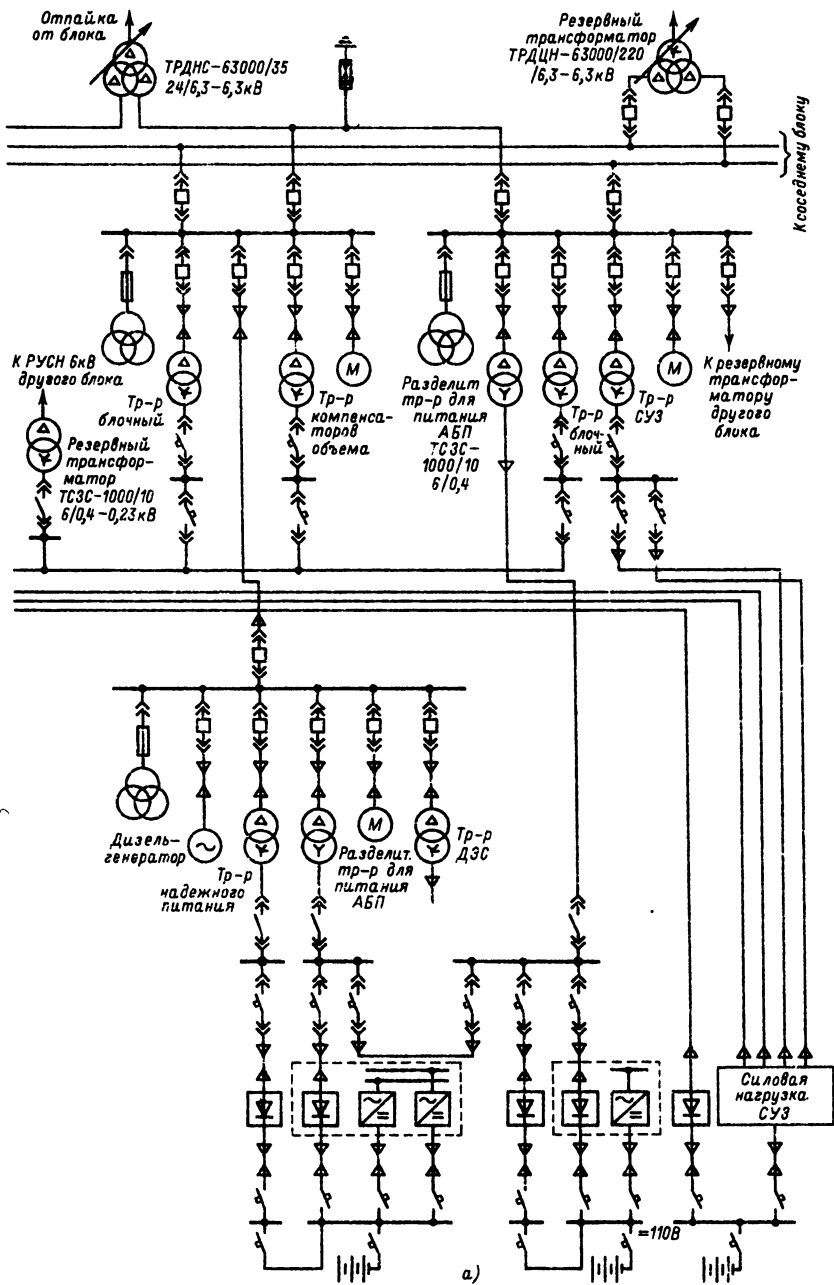


Рис. 36.29. Продолжение

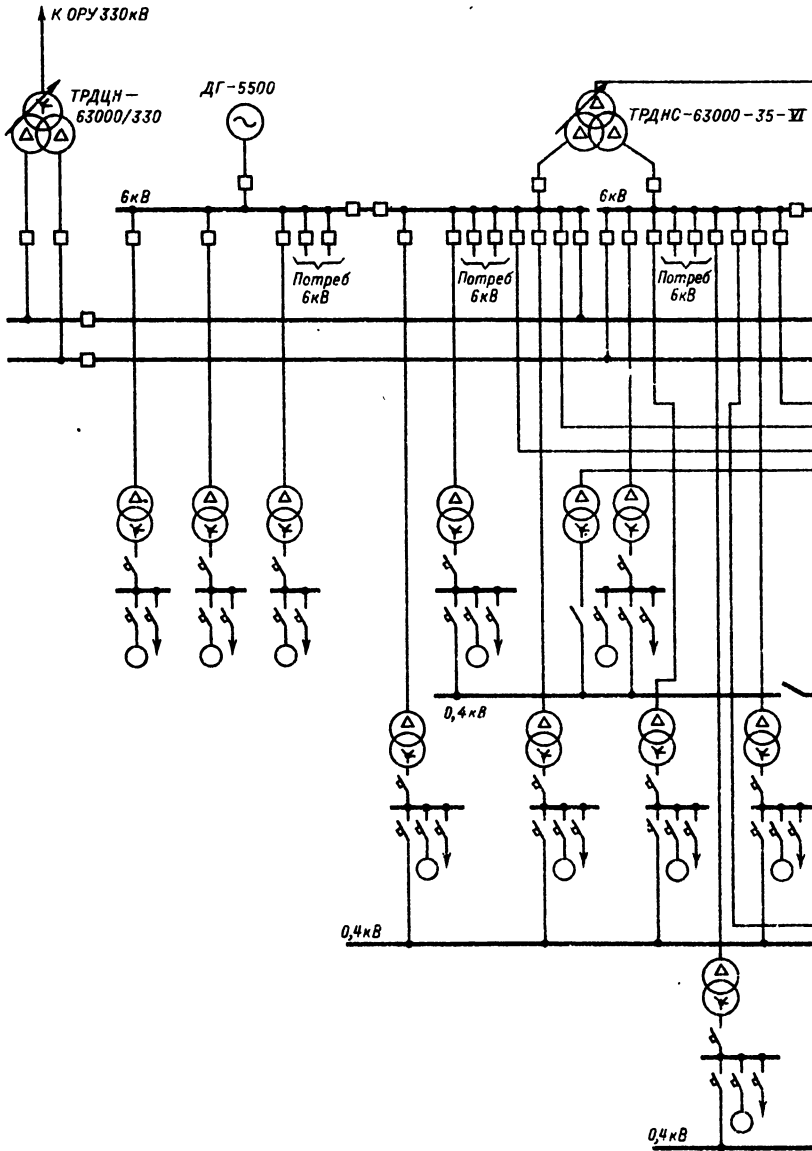


Рис. 36.29. Продолжение

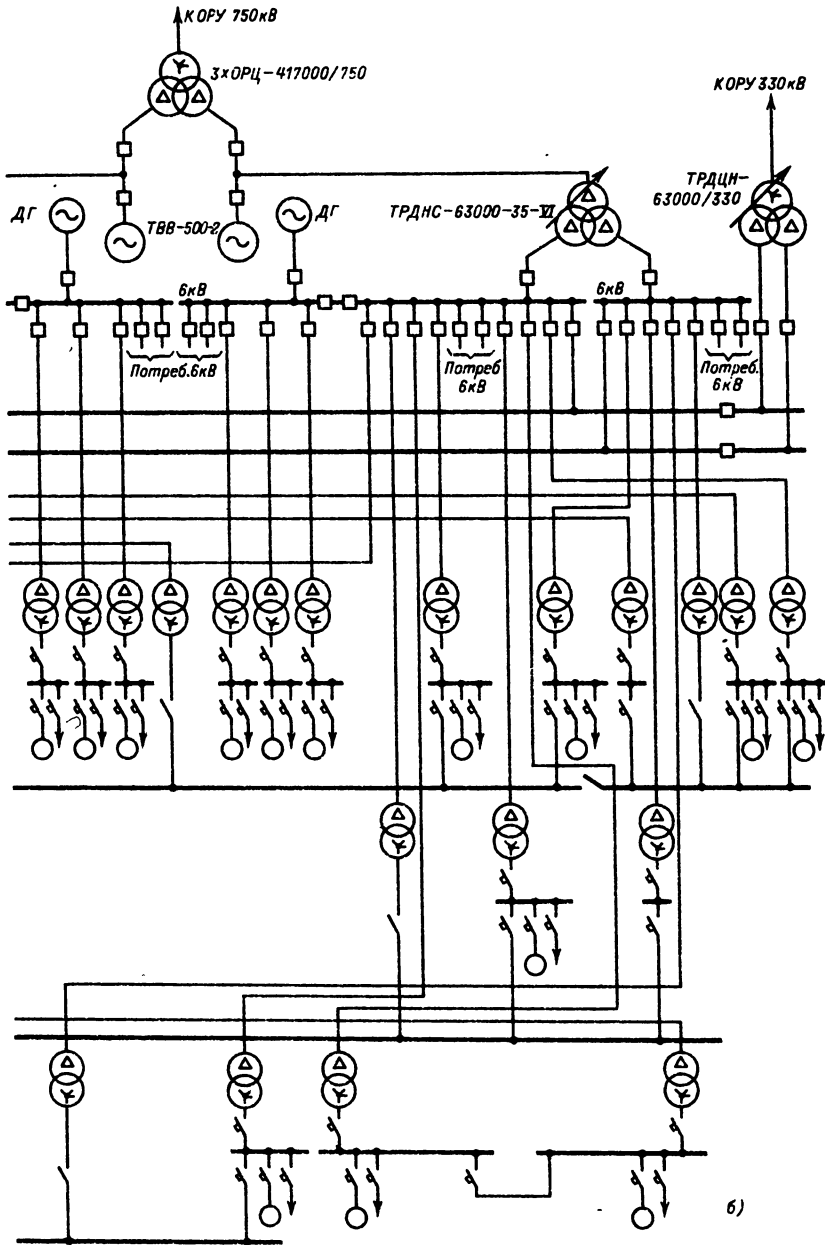


Рис. 36.29. Продолжение

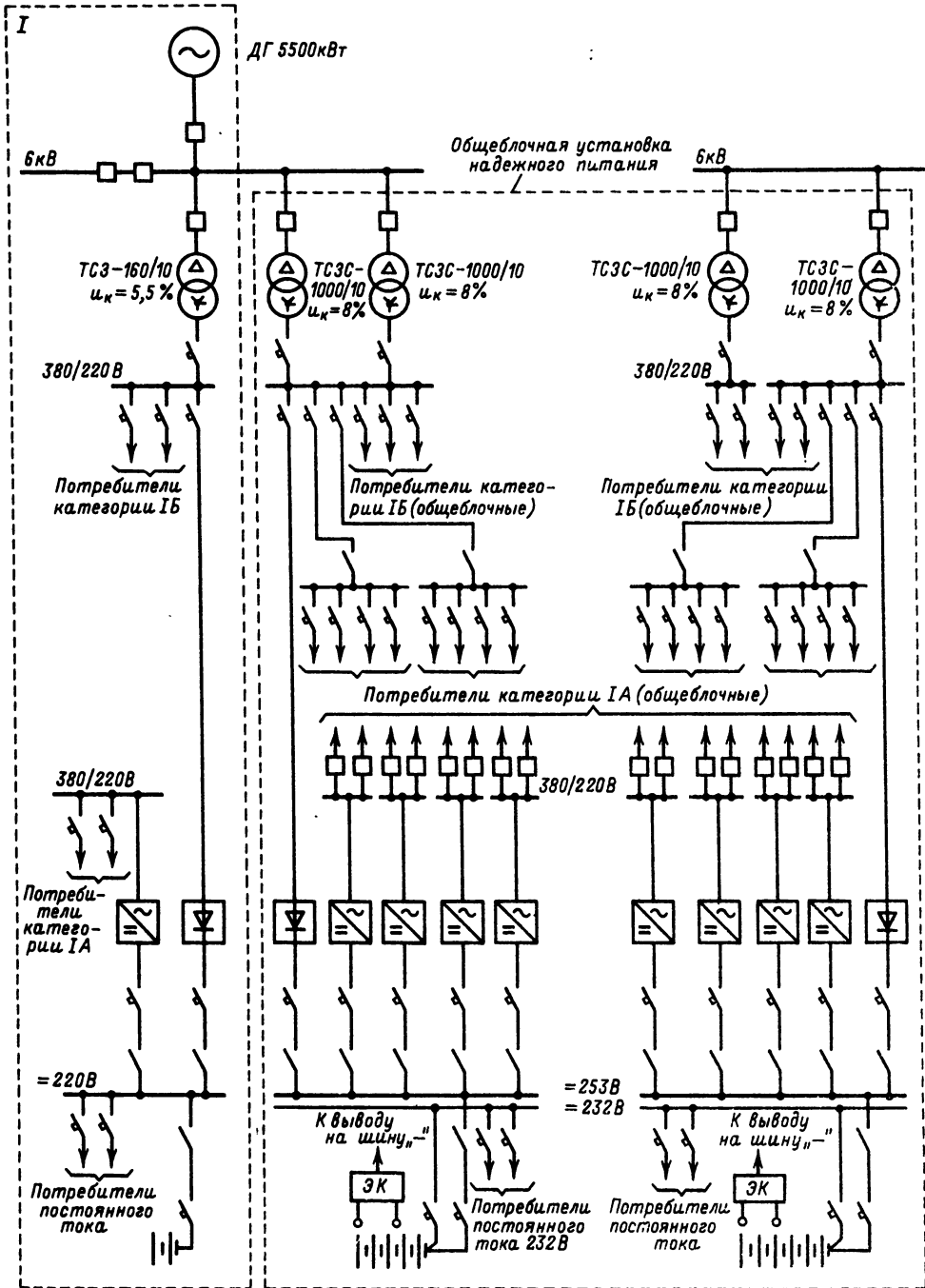
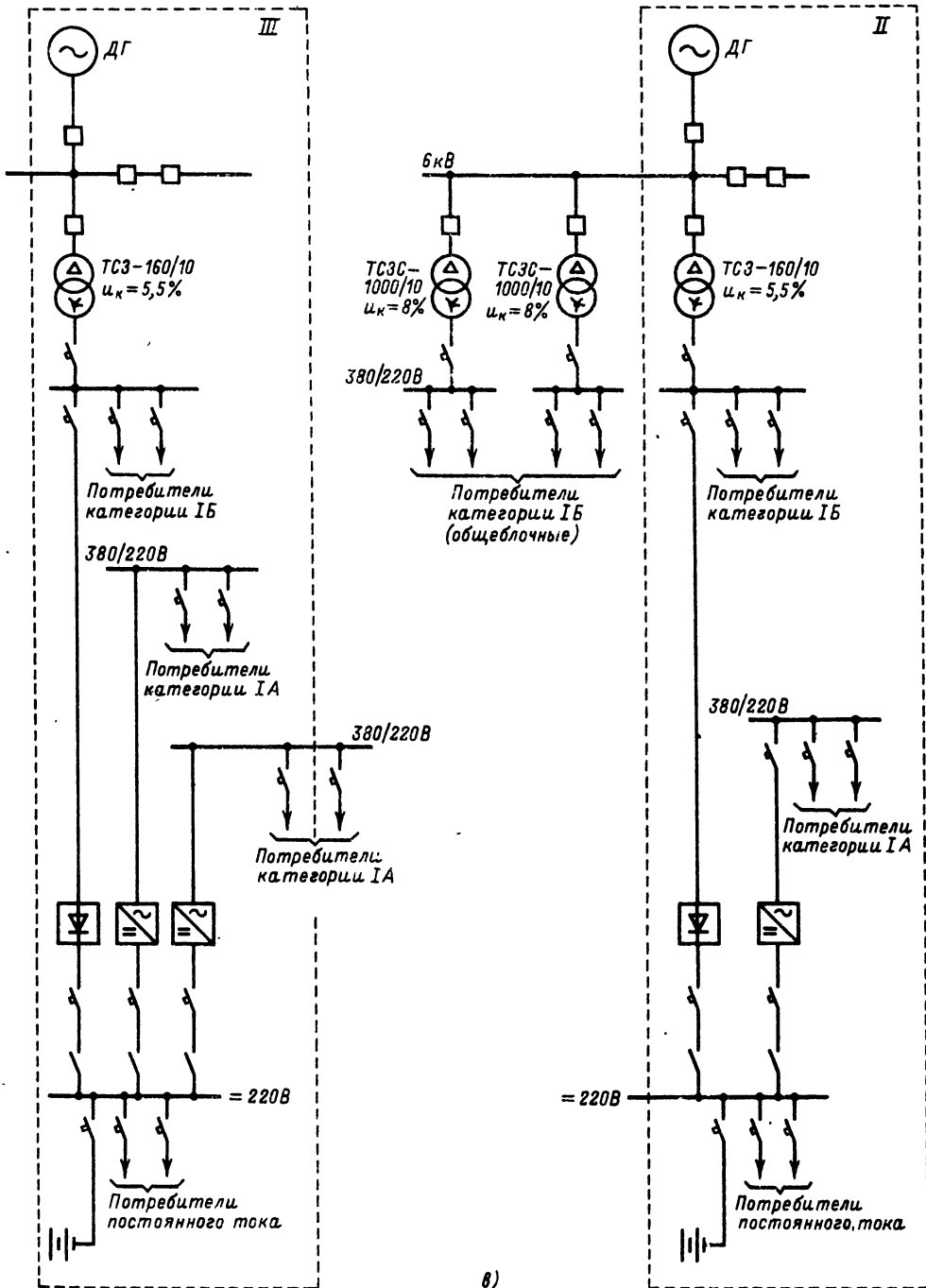


Рис. 36.29. Продолжение



в)

Рис. 36.29. Продолжение



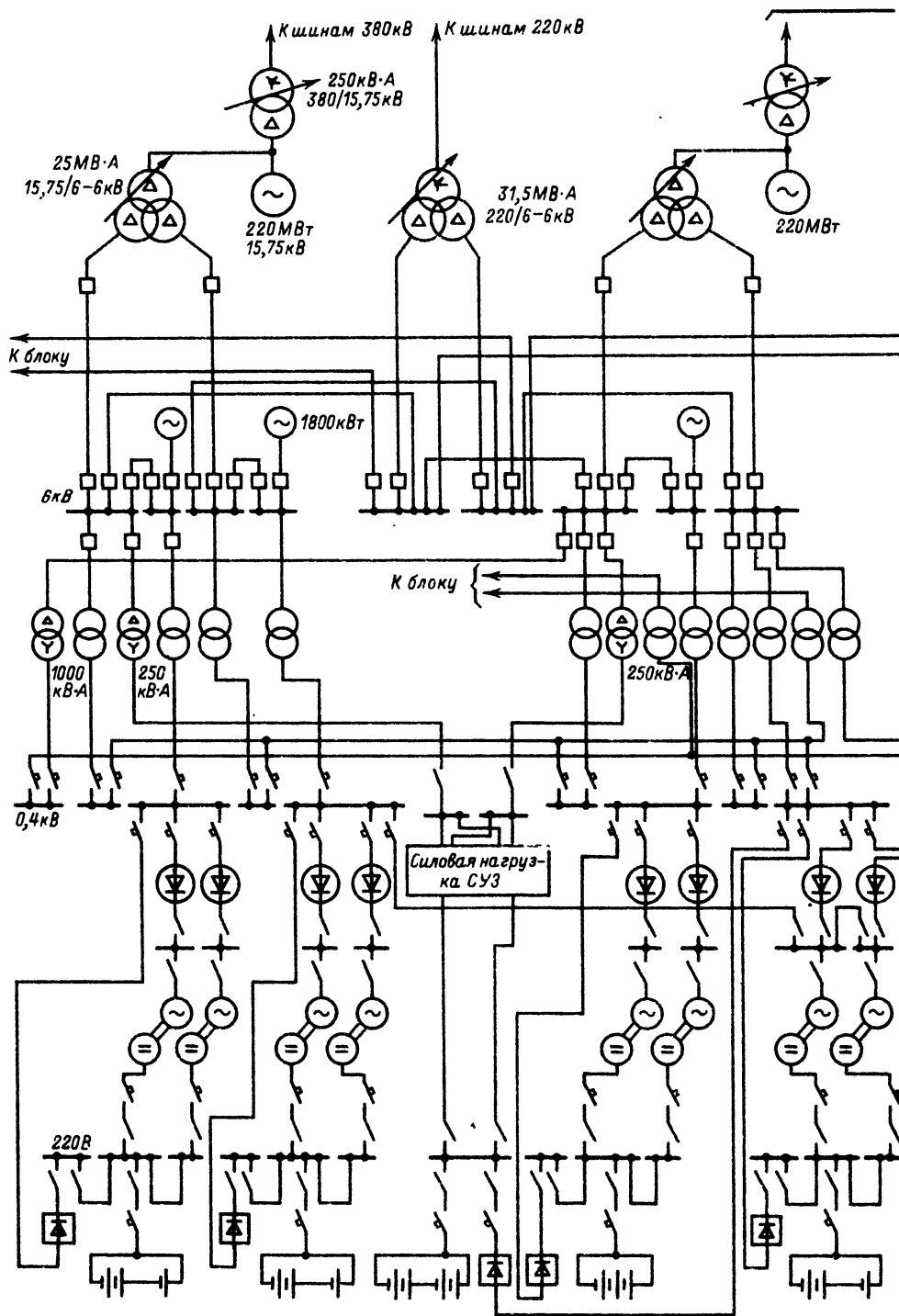


Рис. 36.29. Продолжение

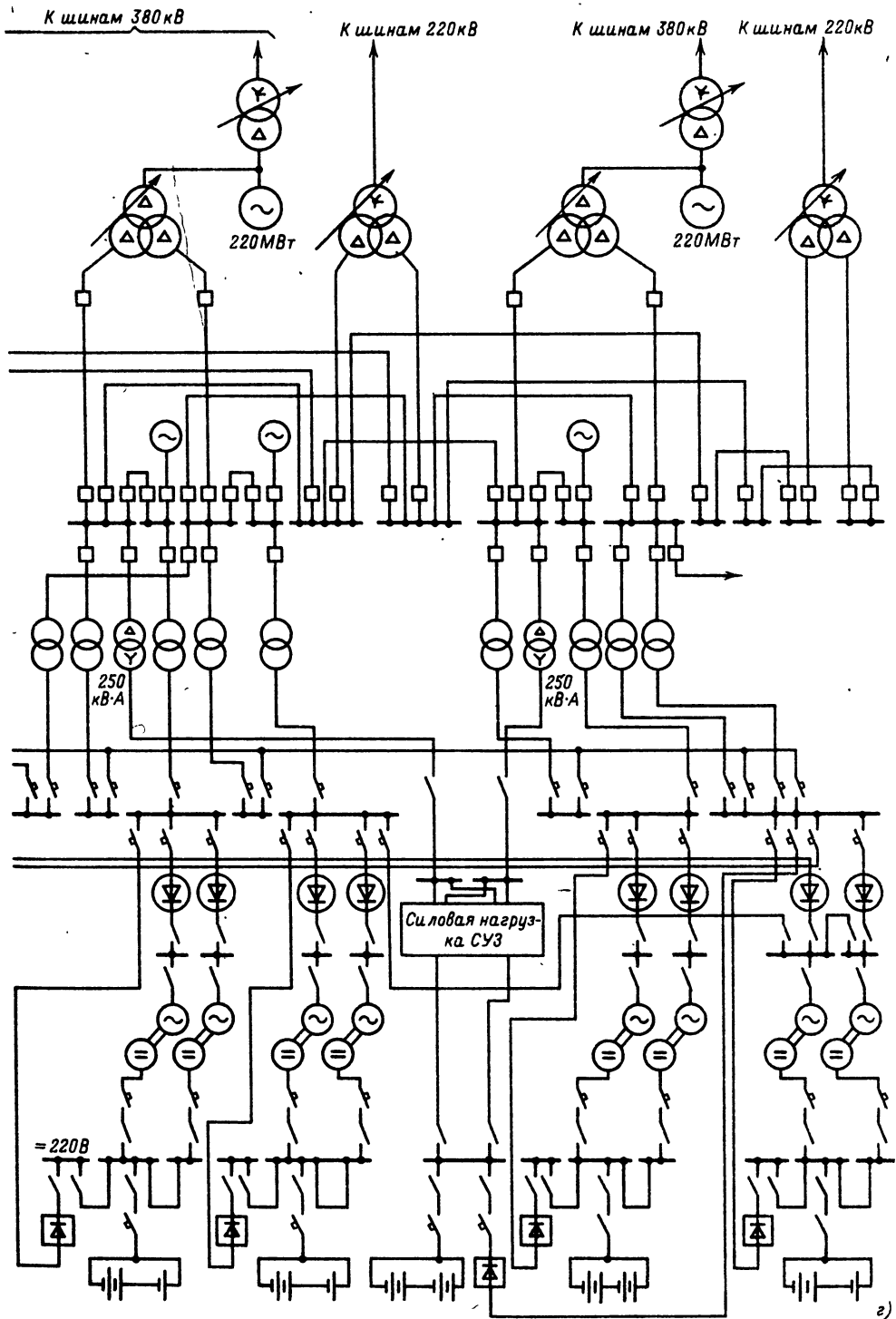


Рис. 36.29. Продолжение

промышленных и городских водозаборов, если они расположены в здании ГЭС и питаются от сети с. н. Ко 2-й группе относятся все прочие менее ответственные потребители. Электроприемники с. н. ГЭС питаются обычно от сети 0,4 кВ. На мощных ГЭС может быть ограниченное число приемников на напряжение 6(10) кВ.

Согласно НТП ГЭС для электроснабжения потребителей с. н. должно быть предусмотрено не менее двух независимых источников питания. На время останова всех гидрогенераторов допускается осуществлять питание с. н. от одного источника с использованием в качестве второго источника резервного гидрогенератора, обеспечивающего при запуске автоматическую подачу напряжения в сеть с. н. Питание ответственных электроприемников должно быть осуществлено от двух независимых источников, перерыв питания этих потребителей допустим только на время действия АВР. Шины РУ 0,4 кВ, от которых питаются ответственные электроприемники, должны быть секционированы автоматами на две секции, каждая из которых должна получать питание от своего независимого источника питания. Необходимость устройств АВР на этих секциях должна быть обоснована. Допускается резервировать питание поселка ГЭС и шлюзов от системы с. н. Схема с. н. должна обеспечивать самозапуск ответственных механизмов.

Применяются две основные схемы питания с. н. ГЭС: с общим и с раздельным питанием агрегатных и общестанционных электроприемников. Первая схема нашла применение на ГЭС малой и, частично, средней мощности. Примеры схем собственных нужд ГЭС даны на рис. 36.30, а—г. К агрегатным потребителям с. н. относятся маслонасосы и компрессоры зарядки маслонапорных установок, насосы откачки воды с турбины, компрессоры торможения агрегатов, лекажные насосы, вентиляторы и насосы системы охлаждения трансформаторов блоков. Мощность трансформаторов агрегатных с. н. выбирается по суммарной нагрузке с. н. соответствующих агрегатов. Трансформаторы рассчитываются на работу без перегрузки с явным резервом. Главные трансформаторы с. н. принимаются со скрытым резервом с возможностью аварийной перегрузки. Для электроснабжения агрегатных и большинства общестанционных потребителей с. н. 0,4 кВ применяются сухие трансформаторы, включенные по схеме глубокого ввода. Единичная мощность трансформаторов не выше 1000 кВ·А при  $u_k = 8\%$ .

Схемы с. н. ГАЭС строятся по тем же принципам, что и схемы ГЭС, однако они несколько сложнее ввиду особенностей техно-

логического режима, параметров оборудования и компоновок ГАЭС (насосный и турбинный режимы, пуск в этих режимах и перевод гидроагрегатов из одного режима в другой, наличие регулируемого водохранилища, маневренность, режим работы в системе).

### Собственные нужды подстанций

В зависимости от типа, назначения и размещения ПС, мощности трансформаторов (автотрансформаторов), наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования и т. п. подстанции проектируются с обслуживанием дежурным персоналом или без него (централизованное обслуживание, дежурство на дому), с постоянным, выпрямленным или переменным оперативным током.

Постоянный оперативный ток должен применяться на всех ПС 330–750 кВ, на ПС 110–220 кВ с числом масляных выключателей 110 или 220 кВ три и более, на ПС 35–220 кВ с воздушными выключателями.

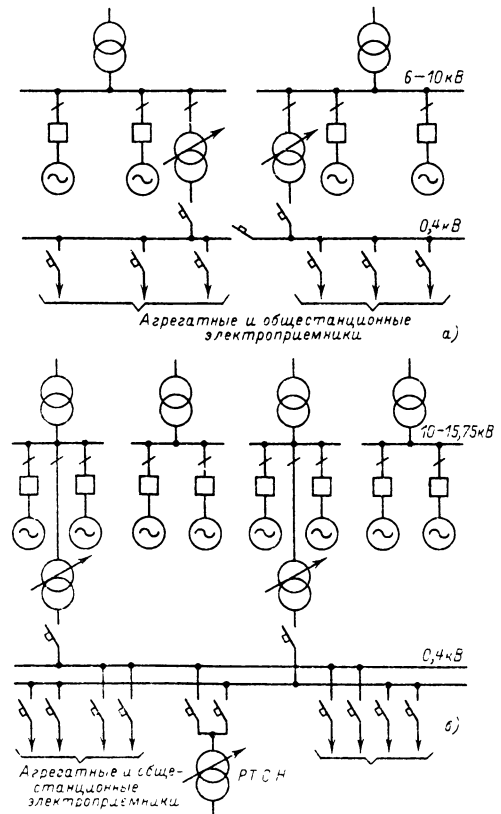


Рис. 36.30. Схемы собственных нужд ГЭС

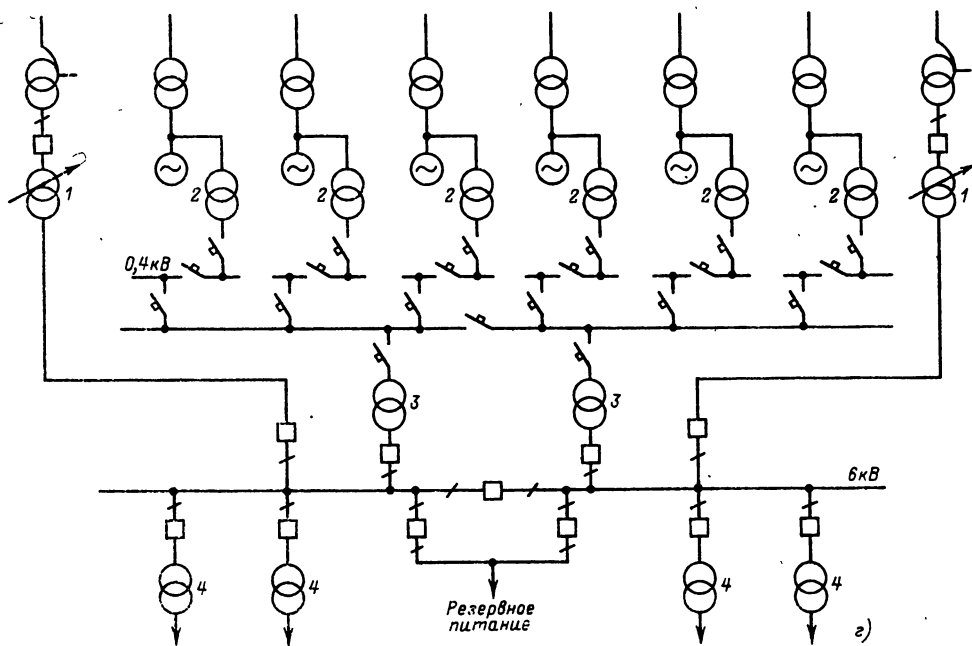
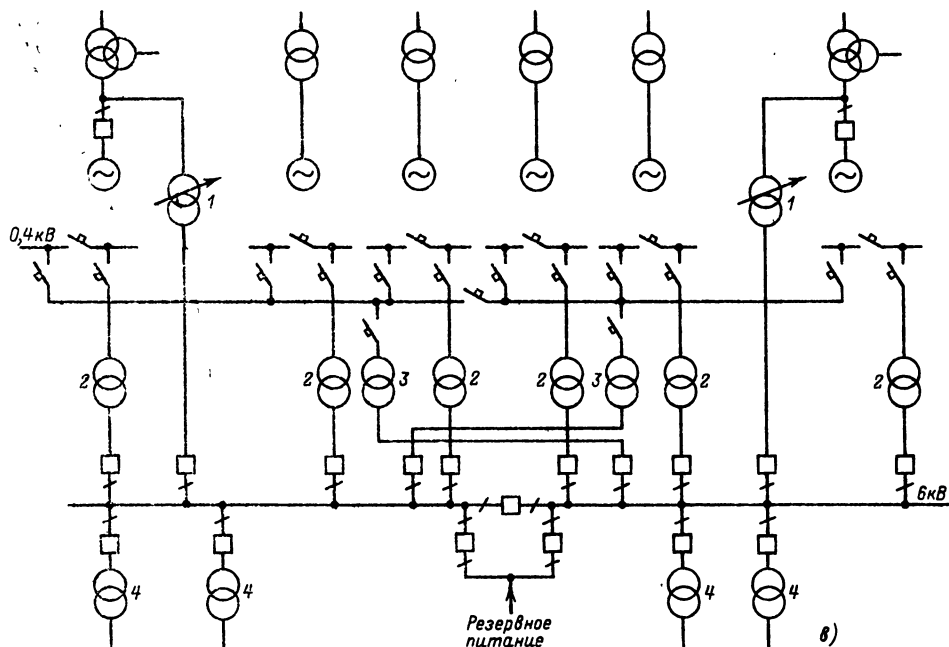


Рис. 36.30. Продолжение

В остальных случаях должны применяться переменный или выпрямленный оперативный ток в соответствии с указаниями по области применения различных видов оперативного тока.

Потребители с. н. подстанций делятся на ответственные и неответственные. К первым относятся электроприемники системы охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов), системы охлаждения синхронных компенсаторов и смазки их подшипников, аварийное освещение, система пожаротушения, система подогрева выключателей и их приводов, электроприемники компрессорной, система связи и телемеханики.

На двухтрансформаторных (многотрансформаторных) ПС 35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов с. н. со скрытым резервом. Трансформаторы выбираются с учетом их перегрузочной способности в аварийных режимах. Каждый из трансформаторов работает на свою секцию сборных шин, на секционный выключатель воздействует устройство АВР. Мощность трансформаторов с. н. должна быть не более  $630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ . При технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов  $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  при  $u_k = 8\%$ . На однотрансформаторных ПС 35–220 кВ при наличии на них синхронных компенсаторов, воздушных выключателей и АТ с принудительной системой охлаждения также устанавливаются два трансформатора с. н. со скрытым резервом, причем один из них подключается к линии 6–35 кВ, питающейся от другой ПС. На прочих однотрансформаторных ПС устанавливается один трансформатор с. н.

Трансформаторы с. н. на ПС с постоянным оперативным током подключаются на шины РУ 6–35 кВ, а при отсутствии РУ — к обмоткам НН трансформаторов (автотрансформаторов). На подстанциях с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы с. н. включаются на ответвления между выводами НН трансформатора (автотрансформатора) и выключателем.

На подстанциях напряжение сети с. н. принимается равным 380/220 В с заземленной нейтралью. Питание сети оперативного переменного тока должно осуществляться от шин с. н. 0,4 кВ через стабилизаторы с напряжением на выходе 220 В.

Переменный оперативный ток должен применяться на ПС 35–220 кВ везде, где это возможно по условиям работы приводов выключателей.

Примеры схем с. н. подстанций приведены на рис. 36.31, а, б.

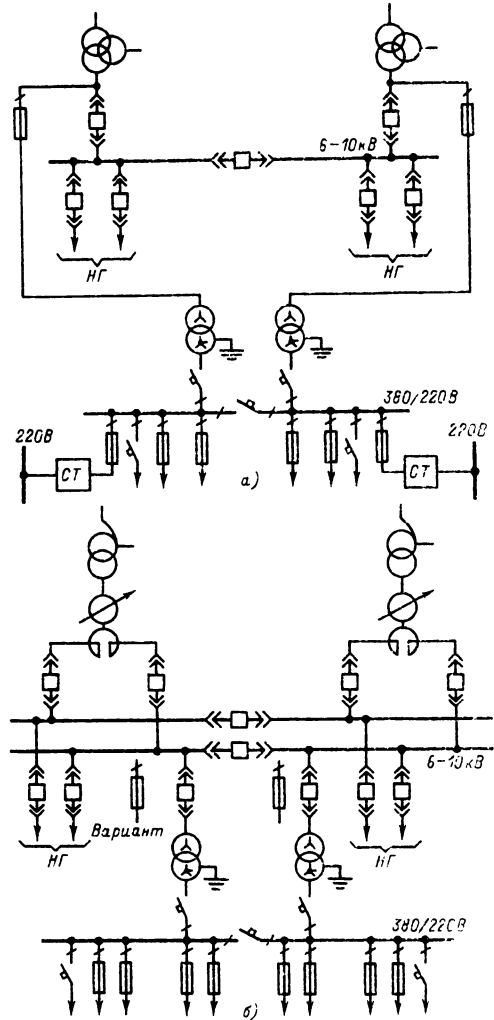


Рис. 36.31. Схемы собственных нужд подстанций

## 36.8. КООРДИНАЦИЯ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

### Общие сведения

Под координацией уровней токов КЗ понимается согласование параметров электрооборудования и предъявляемых к ним требований электроустановок и энергосистем в части токов КЗ. Следует подчеркнуть, что проблема координации уровней токов КЗ не сводится к более простой и достаточно разработанной задаче выбора параметров электрооборудо-

вания при заданных, детерминированных параметрах электроустановок или энергосистем.

Проблема координации уровней токов КЗ возникла сравнительно недавно (в 60–70-е годы) в связи с бурным развитием электроэнергетики, ростом единичных мощностей агрегатов, электростанций, ПС и ЭС, изменением структуры ЭС, концентрацией генерирующей мощности в энергосистемах, развитием сетей среднего напряжения (СН), высокого (ВН), сверхвысокого (СВН) и ультравысокого (УВН), ростом мощностей отдельных узлов нагрузки и изменением состава и параметров их элементов.

Проблема координации уровней токов КЗ должна решаться на базе системного подхода с учетом:

изменения уровней токов КЗ на электростанциях и в сетях ЭС и изменения соответствующих требований ЭС к параметрам электрооборудования,

динамики изменения параметров разрабатываемого и поставляемого ЭС электрооборудования,

результатов разработок принципиально новых видов электрооборудования, включая токоограничивающие устройства,

динамики изменения оптовых цен и расчетных стоимостей электрооборудования, включая новые виды электрооборудования,

функциональных связей между техническими и экономическими характеристиками электрооборудования,

экономических и режимных последствий использования тех или иных методов и средств ограничения токов КЗ,

требований энергосистем в части устойчивости, надежности и экономичности работы как ЭС в целом, так и их элементов.

При координации уровней токов КЗ производится поиск оптимального решения, в наибольшей степени удовлетворяющего запросам и возможностям народного хозяйства.

Проблема координации уровней токов КЗ в рамках более общей проблемы оптимизации структуры, параметров и режимов работы энергосистем и их элементов нормально должна решаться на всех стадиях — от прогнозирования и планирования до проектирования и эксплуатации энергосистем.

#### Уровни токов короткого замыкания и динамика их изменения

Анализу подлежат, как правило, максимальные (наибольшие) значения токов трехфазного и однофазного КЗ в расчетном режиме работы электроустановки или энергосистемы. Динамика изменения токов КЗ

анализируется по предыстории (10–25 лет) и по перспективе (5–10 лет). Источником информации по предыстории могут являться данные ежегодных расчетов токов КЗ в ЭС в режиме максимума нагрузки, используемые для выбора и корректировки уставок релейной защиты. Источником информации по перспективе могут служить расчеты токов КЗ в проектных организациях, выполняемые при планировании и проектировании схем развития ЭС, а также данные расчетов токов КЗ на перспективу, выполняемые вычислительными центрами ряда ЭС.

Данные об уровнях токов КЗ для удобства использования целесообразно представлять в виде таблиц, токовременных характеристик, а также кривых распределения уровней токов КЗ по сетям различного напряжения ЭС и по узлам различных сетей конкретных энергосистем.

При анализе динамики изменения уровней токов КЗ целесообразно оценивать также взаимосвязанные факторы: структуру и параметры энергосистем (электростанции и сети), плотность нагрузки и плотность генерирующей мощности в ЭС, число точек стационарного и автоматического деления сети, особенности схем выдачи мощности электростанций, параметры установленного в сетях энергосистем электрооборудования.

Данные о наибольших уровнях токов КЗ в сетях различного напряжения ЭС представлены в табл. 36.3, а данные по одной конкретной ЭС — в табл. 36.4. Динамика изменения наибольших уровней токов КЗ в сети 220 кВ этой энергосистемы представлена на рис. 36.32, а кривые распределения уровней токов трехфазного и однофазного КЗ по узлам сети 220 кВ — на рис. 36.33, а, б.

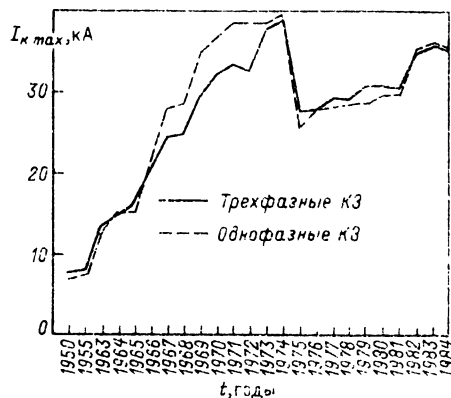


Рис. 36.32. Динамика изменения наибольших уровней токов КЗ в сетях 220 кВ конкретной энергосистемы по годам

Таблица 36.3

Год	Число ЭС (обследованных/всего)	Трехфазное (3) или одно- фазное (1) КЗ	Наибольшее действующее значение тока КЗ, кА, в сетях напряжением, кВ						
			35	110	150	220	330	500	750
1972	90/90	3 1	36,5 —	36 36,4	23,1 27,5	37,2 44,6	31 32,4	19,45 22,5	7,25 7,4
1980 (прогноз 1972 г.)	90/90	3 1	37,6 —	43 40	25,4 27,8	44 46,7	35 33	29,5 30,1	12,5 12,6
1978	94/96	3 1	39,4 —	50 52	27 28,7	42 52,2	49 54	22,9 25,5	11,0 11,0
1985 (прогноз 1978 г.)	94/96	3 1	46,1 —	44,6 54,1	24,9 19,0	50 59,0	57,5 43,1	39 35	20,6 23,6
1983	95/97	3 1	40,9 —	49 54	30,8 31,5	42,4 54	47 53	27 30,9	12 12
1990 (прогноз 1983 г.)	95/97	3 1	39,6* —	46 50	30,8 33	55,6 62,4	47 53	50,6 57,8	27,2 30,6

\* Данные неполные.

Таблица 36.4

Год	Наибольшее действующее значение тока, кА, при трехфазном (3) и однофазном (1) КЗ в сетях напряжением, кВ									
	35		110		220		500		750	
	3	3	1	3	1	3	1	3	1	
1950	—	11,6	10,95	7,8	7,05	—	—	—	—	—
1955	—	14,25	10,8	8,15	7,6	—	—	—	—	—
1965	21,6	30,6	36,9	16,3	15	13,6	14,5	—	—	—
1970	23,24	39,5	44,7	33,25	38,4	16,85	18,1	7,31	7,39	7,39
1972	25,12	32	33	37,5	38,25	17	18	7,24	7,39	7,39
1973	23,92	34	34,5	38,5	39,4	20	20	7,7	7,95	7,95
1974	25,4	32,6	33,9	27,5	25,6	19,5	18,1	7,55	7,2	7,2
1975	26,4	38	41,4	27,6	27,9	22,8	19,5	8,5	7,85	7,85
1976	26,4	33	39,9	29,25	28,05	22,2	19,8	8,5	7,85	7,85
1977	25,6	34	39	29	28,5	20,7	18,8	8,64	8,0	8,0
1978	26,06	34,5	37,2	30,5	28,5	21,39	19,4	10,32	9,7	9,7
1979	25,7	34,5	37,2	30,7	29,5	21,18	19,8	10,16	9,8	9,8
1980	25,4	34	37,2	30,5	29,7	22,08	19,9	10	9,5	9,5
1981	11,65*	35,87	41,25	34,76	35,3	25,8	22,49	11,87	11,23	11,23
1982	11,62*	35,57	40,8	35,6	35,77	26,69	23,28	12,03	11,37	11,37
1983	10,26*	34,4	40,32	34,89	35,34	26,72	23,11	12	11,31	11,31
1984	14,05*	35,43	41,52	37,75	38,12	26,2	22,98	12,02	11,34	11,34
1985	13,99*	35,04	41,07	34,59	36,19	26,78	22,83	12,19	11,38	11,38

\* С учетом передачи части сетей 35 кВ в смежную ЭС.

Таблица 36.5. Наибольший достигнутый уровень номинальных токов отключения выключателей

Выключатель	$I_{откл, ном.}$ кА, при $U_{ном.}$ кВ										
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
Баковый	4,8	5,8	—	50	50	—	40	—	—	—	—
Маломасляный	—	105	100	16	31,5	—	25	—	—	—	—
Воздушный	—	—	160	40	63	45	63	63	63	63	63
Элегазовый	—	—	—	—	40	—	40	—	—	—	—
Электромагнитный	40	31,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Вакуумный	—	20	—	—	20	—	—	—	—	—	—

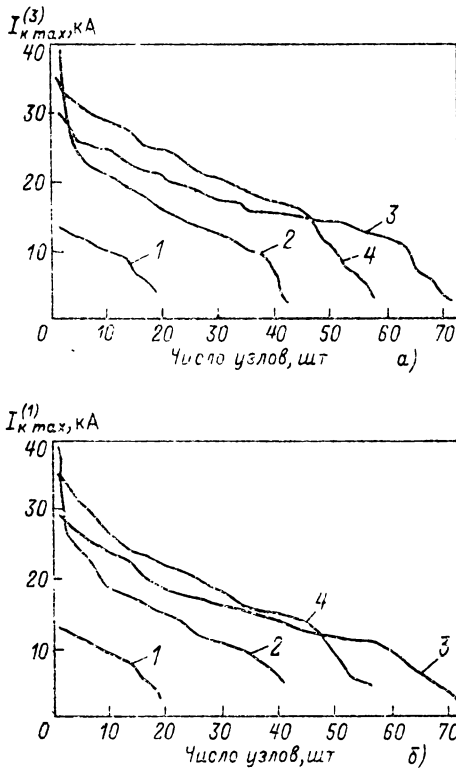


Рис. 36.33. Распределение наибольших уровней токов КЗ в сети 220 кВ конкретной энергосистемы:

а — трехфазные КЗ; б — однофазные КЗ

Примечания: 1. Кривые 1 — 1962 г., 2 — 1973, 3 — 1979, 4 — 1983.

2. Часть узлов для кривой 4 отошла в другую энергосистему

Очевидно, что данные, аналогичные представленным (применительно к конкретным энергосистемам), могут служить основой при решении вопроса о координации уровней токов КЗ в энергосистемах.

#### Параметры электрооборудования и динамика их изменения

Электропромышленность непрерывно совершенствует конструкции электрооборудования, улучшает его параметры и характеристики с учетом возрастающих требований развивающихся энергосистем.

Достигнутый уровень токов отключения выключателей высокого напряжения указан в табл. 36.5. Динамика изменения токов отключения выключателей, охватывающая статистические данные прошлых лет (1), настоящего времени (2) и прогнозируемые (3) с учетом

достигнутого мирового уровня параметров выключателей, представлена в табл. 36.6.

Важным является вопрос о перспективных требованиях энергосистем к электрооборудованию и координация требований к электрооборудованию сетей различного напряжения с учетом динамики развития энергосистем, их параметров и характеристик. В табл. 36.7 представлена координационная таблица лимитирования максимальных (наибольших) уровней токов КЗ в сетях различного напряжения ЭС. С учетом выявленных особенностей роста уровней токов КЗ в сетях энергосистем в настоящее время представляется оправданным принятие варианта 2 лимитирования уровней токов КЗ. При его принятии может быть рекомендована следующая координационная таблица номинальных токов отключения выключателей (табл. 36.8).

Следует отметить, что зарубежные фирмы публикуют информацию о разработке выключателей для сетей СВН и УВН с номинальными токами отключения в диапазоне 80 — 125 кА.

#### Технико-экономические характеристики электрооборудования

Научно обоснованное решение проблемы координации уровней токов КЗ требует знания взаимосвязи технических и экономических характеристик электрооборудования. Функциональные связи между техническими и экономическими характеристиками электрооборудования энергосистем реально существуют, однако они, как правило, не указываются в каталогах, прейскурантах оптовых цен и в других нормативно-технических документах.

В ряде случаев при оценочных расчетах можно использовать данные об удельных ценах ( $C_{уд}$ ) и удельных расчетных стоимостях ( $C_{расч, уд}$ ) электрооборудования (табл. 36.9).

При более строгих расчетах следует использовать технико-экономические модели, достаточно адекватно описывающие реально существующие функциональные связи технических и экономических характеристик электрооборудования.

В общем случае

$$C = f(P_j) = f(P_1; P_2; P_3; \dots; P_n),$$

где  $C$  — оптовая цена единицы рассматриваемого электрооборудования;  $P_j$  — определяющие (существенно влияющие на цену) технические параметры;  $j = 1, 2, 3, \dots, n$  — номера определяющих параметров.

Построение технико-экономической модели включает следующие этапы:

1) составление представительных параметрических рядов электрооборудования;



Таблица 36.6. Динамика изменения наибольших уровней номинальных токов

Выключатель	$I_{откл, ном.}, \text{ кА, при } U_{ном.}, \text{ кВ}$														
	6			10			20			35			110		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Баковый	4,8	—	—	5,8	—	—	—	—	—	16,5	50	—	13	50	—
Маломасляный	17,5	—	—	45	105	125	87	100	125	8,25	16	31,5	13	31,5	40
Воздушный	—	—	—	15	—	—	115	160	250	16,5	40	50	13	63	63
Элегазовый	—	—	40	—	—	40	—	—	40	—	—	40	31,5	40	63
Электромагнитный	20	40	50	20	31,5	40	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Вакуумный	—	—	20	8	20	31,5	—	—	31,5	—	20	31,5	—	20	40
Тиристорный	—	—	20	—	—	20	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 36.7. Варианты лимитирования максимальных уровней токов КЗ в сетях ЭС

Вариант	$I_{откл, ном.}, \text{ кА, при } U_{ном.}, \text{ кВ}$										
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
1	40	125	160	40	40	40	50	63	63	80	80
2	50	125	250	50	50	50	63	80	80	100	100
3	50	125	250	50	63	63	80	100	100	125	125

Таблица 36.8. Координационная таблица номинальных токов отключения выключателей при лимитировании максимальных уровней токов КЗ в сетях ЭС по варианту 2

Сеть	$U_{ном.}, \text{ кВ}$	Рекомендуемый ряд $I_{откл, ном.}, \text{ кА}$															
		6	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	—	—	—	—	—
СН	6	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	—	—	—	—	—	—
	10	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	—	—
	20(27)	—	—	—	—	—	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200
	35	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	—	—	—	—	—	—
ВН	110	—	—	—	—	—	20	25	31,5	40	50	63	—	—	—	—	—
	150	—	—	—	—	—	20	25	31,5	40	50	—	—	—	—	—	—
	220	—	—	—	—	—	20	25	31,5	40	50	63	—	—	—	—	—
СВН	330	—	—	—	—	—	—	25	31,5	40	50	63	80	—	—	—	—
	500	—	—	—	—	—	—	25	31,5	40	50	63	80	—	—	—	—
	750	—	—	—	—	—	—	25	31,5	40	50	63	80	100	—	—	—
УВН	1150	—	—	—	—	—	—	25	31,5	40	50	63	80	100	—	—	—

2) выявление определяющих факторов (параметров);

3) выбор предпочтительных видов уравнений связи;

4) определение параметров уравнений связи для данного параметрического ряда по методу наименьших квадратов;

5) оценка степени приближения различных уравнений связи к данным параметрического ряда;

6) выбор оптимального при поставленных условиях уравнения связи;

7) расчет технико-экономических характеристик электрооборудования для всего рас-

сматриваемого диапазона изменения его параметров;

8) составление таблицы цен при вариации значений определяющих параметров электрооборудования;

9) составление таблицы индексов цен при вариации значений определяющих параметров электрооборудования с учетом принятых базовых условий.

В качестве примера в табл. 36.10 приведены индексы цен, рассчитанные по имеющемуся, правда весьма ограниченному, параметрическому ряду воздушных выключателей 110–750 кВ.

отключения выключателей для сетей различного напряжения энергосистем

150			220			330			500			750			1150		
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
—	—	—	6,5	40	—	—	—	—	13,9	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	40	21	25	40	21	25	40	—	—	—	—	—	—	—	—	—
23	45	50	18,4	63	63	26,2	63	80	23	63	80	27	63	100	—	—	100
—	—	50	31,5	40	63	—	—	80	—	—	80	—	—	100	—	—	100
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	40	—	—	40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 36.9. Удельные технико-экономические показатели электрических машин и электрооборудования

Элемент энергосистемы	$U_{ном},$ кВ	Показатель	Расчетное выражение	Значение показателя
Синхронный турбогенератор	6–27	$C_{уд}$	$C/P_{ном},$ руб/кВт	2,2–4,7
Синхронный гидрогенератор	6–15	$C_{уд}$	$C/P_{ном},$ руб/кВт	3,2–13
Синхронный компенсатор	6–15	$C_{уд}$	$C/S_{ном},$ руб/квар	2,5–4,3
Синхронный электродвигатель	0,4–10	$C_{уд}$	$C/P_{ном},$ руб/кВт	3–10
Асинхронный электродвигатель	0,4–6	$C_{уд}$	$C/P_{ном},$ руб/кВт	4–16
Силовой трансформатор	6–750	$C_{уд}$	$C/S_{ном},$ руб/(кВ·А)	0,6–9
Силовой трансформатор	110–750	$C_{уд}$	$C/S_{ном},$ руб/(кВ·А)	0,6–3
Силовой автотрансформатор	110–750	$C_{уд}$	$C/S_{ном},$ руб/(кВ·А)	0,75–3
Токоограничивающий реактор бетонный	6–10	$C_{уд}$	$C/S_{расч},$ руб/(кВ·А)	0,5–6,5
Токоограничивающий реактор бетонный	6–10	$C_{уд}$	$C/S_{прох},$ руб/(кВ·А)	0,06–0,2
Токоограничивающий реактор бетонный	6–10	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/S_{прох},$ руб/(кВ·А)	0,35–2,8
Токоограничивающий реактор масляный	35–220	$C_{уд}$	$C/S_{расч},$ руб/(кВ·А)	7–34
Токоограничивающий реактор масляный	35–220	$C_{уд}$	$C/S_{прох},$ руб/(кВ·А)	1,1–2,6
Управляемый реактор	6–10	$C_{уд}$	$C/S_{прох},$ руб/(кВ·А)	0,6–1,2
Реактор неуправляемый с нелинейной характеристикой	6–220	$C_{уд}$	$C/S_{прох},$ руб/(кВ·А)	2–2,5
Реактор шунтирующий	10–750	$C_{уд}$	$C/S_{ном},$ руб/(кВ·А)	0,7–5
Реактор шунтирующий	10–750	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/S_{ном},$ руб/(кВ·А)	1,5–10
Резистор проволочный	6–750	$C_{уд}$	$C/W,$ руб/(МВт·с)	50–570
Резистор бетзловый	6–750	$C_{уд}$	$C/W,$ руб/(МВт·с)	16–25
Конденсаторная батарея	6–1150	$C_{уд}$	$C/Q_{ном},$ руб/квар	5
Конденсаторная батарея	6–1150	$C_{расч, д}$	$C_{расч}/Q_{ном},$ руб/квар	7,5–14
Линейный регулировочный автотрансформатор	10–35	$C_{уд}$	$C/S_{прох},$ руб/(кВ·А)	0,52–2,3
Линейный регулировочный автотрансформатор	10–35	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/S_{прох},$ руб/(кВ·А)	0,9–6,2
Управляемый источник реактивной мощности (ИРМ)	6–10	$C_{уд}$	$C/Q_{ном},$ руб/квар	8–20
Кабельная линия электропередачи	6–10	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	1–12
Кабельная линия электропередачи	20–35	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	5–18
Кабельная линия электропередачи	110–500	$C_{уд}$	$C/L,$ тыс. руб/км	14–45
Кабельная линия электропередачи	110–500	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	180–500
Воздушная линия электропередачи	10–20	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	1,3–4,4
Воздушная линия электропередачи	35	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	1,9–19,9
Воздушная линия электропередачи	110	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	6,2–27,1
Воздушная линия электропередачи	220–330	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	10,7–55,5
Воздушная линия электропередачи	500–1150	$C_{расч, уд}$	$C_{расч}/L,$ тыс. руб/км	39–114

Таблица 36.10

$U_{\text{ном}},$ кВ	Индексы цен воздушных выключателей при $I_{\text{откл, ном}},$ кА						
	25	31,5	40	50	63	80	100
110	1	1,2	1,5	1,8	2,2	2,7	3,3
150	1,3	1,5	1,9	2,3	2,8	3,4	4,1
220	1,7	2	2,5	3	3,7	4,6	5,5
330	2,3	2,8	3,4	4,1	5	6,2	7,5
500	3,1	3,9	4,6	5,6	6,9	8,4	10,2
750	4,2	5,1	6,3	7,6	9,3	11,4	13,8

### Методы и средства ограничения токов короткого замыкания

Выбор электрических аппаратов и проводников электроустановок производится с учетом возможного электродинамического и термического воздействия токов КЗ.

В последнее время в связи с развитием энергосистем, укрупнением мощностей агрегатов и электростанций существенно возросли уровни токов КЗ в сетях повышенных напряжений. Максимальные уровни токов трехфазного КЗ в сетях 35–500 кВ достигли 30–55 кА. В значительном числе узлов сетей 110–750 кВ токи однофазного КЗ превысили значения токов трехфазного КЗ. Вопросы воздействия токов КЗ стали весьма актуальными не только для проводников (кабелей, шин) и аппаратов, но также и для силовых трансформаторов и для гибкой ошиновки РУ. Согласно ПУЭ гибкие шины РУ должны проверяться на возможность схлестывания или опасного с точки зрения пробоя сближения фазных токопроводов при их раскачивании от электродинамического воздействия при токах КЗ 20 кА и более.

Согласно ГОСТ 11677-75 силовые трансформаторы должны быть электродинамически стойки в условиях, когда ток КЗ в точках их подключения к сети составляет 80, 65, 60 кА соответственно в сетях 110–150, 220, 330–750 кВ.

Максимальное электродинамическое воздействие пропорционально квадрату ударного тока

$$B_{\text{дmax}} \sim I_{\text{уд}}^2 = 2k_{\text{уд}}^2 I_{\text{п0}}^2.$$

При значительной длительности протекания тока КЗ (отключение поврежденного элемента резервной защитой) следует учитывать возможность кумулятивного эффекта электродинамического воздействия.

Максимальное термическое воздействие пропорционально квадрату действующего значения периодической составляющей тока КЗ

в начальный момент и времени протекания тока КЗ

$$B_{\text{Tmax}} \sim \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2(t) dt \approx \\ \approx \int_0^{t_{\text{откл}}} I_{\text{н}}^2(t) dt + \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{а}}^2(t) dt = \\ = B_{\text{T,п}} + B_{\text{T,а}} \leq I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}).$$

Для уменьшения результирующего электродинамического и термического воздействий тока КЗ на проводники и аппараты необходимо ограничивать как ток КЗ, включая ударный ток, так и длительность его протекания по сети.

Принципиальные пути решения этой задачи – повышение быстродействия высоковольтных выключателей, ограничение тока КЗ, безынерционный разрыв поврежденной цепи – непосредственно следуют из рассмотрения характера изменения тока КЗ цепи, показанного на рис. 36.34, где  $A$ ,  $B$ ,  $B$  – моменты отключения цепи 4-периодным, 2-периодным и синхронизированным выключателями или тиристорным выключателем с естественной коммутацией соответственно. Для ограничения токов КЗ на электростанциях и в сетях в зависимости от конкретных условий применяют различные методы, а именно:

схемные решения (обычно на стадии проектирования);

стационарное или автоматическое деление сети, последнее с каскадным отключением КЗ; использование различных токоограничивающих устройств;

оптимизация режима заземления нейтралей силовых трансформаторов.

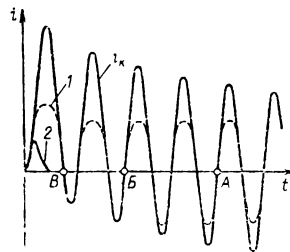


Рис. 36.34. Значения и длительность протекания тока КЗ в поврежденной цепи при различных способах ее отключения:

1 – ограничение тока КЗ безынерционным резонансным токоограничивающим устройством; 2 – безынерционный разрыв цепи тиристорных выключателей с принудительной коммутацией, токоограничивающим предохранителем или ограничителем ударного тока взрывного действия

В качестве средств ограничения токов КЗ в отечественной и зарубежной практике используются или внедряются:

реакторы с линейной характеристикой без ферромагнитного сердечника (одинарные и двоянные), устанавливаемые между секциями сборных шин (секционные реакторы) или в цепях силовых трансформаторов и отходящих от сборных шин линиях (линейные реакторы);

управляемые реакторы с нелинейной характеристикой с ферромагнитным сердечником и с подмагничиванием постоянным током;

управляемые реакторы с нелинейной характеристикой с вращающимся магнитным полем;

трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения; сверхбыстродействующие, в том числе синхронизированные, выключатели с собственным временем отключения 0,5–2 периода;

тиристорные выключатели с естественной и искусственной коммутацией;

ограничители ударного тока взрывного действия;

безынерционные токоограничивающие устройства на базе резонансных схем с нелинейными и пороговыми элементами;

прочие токоограничивающие устройства, состоящие из комбинаций линейных, нелинейных и пороговых элементов, в том числе многоцелевые вставки постоянного тока и устройства со сверхпроводящими элементами.

Схемные решения, как правило, состоят в переходе от связанных схем со сборными шинами электроустановок к блочным или полублочным (смешанным) схемам, в оптимизации структуры и параметров сети при ее развитии, а также в согласовании схем выдачи мощности электростанций со схемами прилегающих сетей энергосистем.

На ТЭЦ, традиционно работавших со сборными шинами генераторного напряжения, укрупнение агрегатов до 100–250 МВт потребовало перехода к блочным схемам генератор – трансформатор. На КЭС электрические схемы всегда строились по блочному принципу. С внедрением на таких электростанциях, а также на АЭС агрегатов мощностью 500–800–1200 МВт при доведении установленной мощности отдельных электростанций до 4000–6400 МВт возникла необходимость расширить зону применения блочных схем, делить сборные шины высшего напряжения на части, создавать два независимых РУ ВН, связанных между собой на узловых подстанциях энергосистемы, и даже переходить к схемам удлиненных блоков генератор – трансформатор – линия с парал-

лельной работой агрегатов на шинах узловых подстанций. Эта тенденция, очевидно, будет соблюдаться и при дальнейшем росте мощностей агрегатов до 1500–2000 МВт и электростанций до 9000–12000 МВт.

Деление сети, в том числе на сборных шинах электростанций и подстанций, может быть стационарным (постоянным при данном рабочем режиме) или автоматическим при возникновении КЗ. В первом случае необходимо считаться с возможным неоптимальным распределением нагрузки по сети в продолжительном рабочем режиме, повышенными потерями в сети, а также со снижением уровня устойчивости и надежности работы энергосистемы. Известно, что искусственное деление сети с целью снижения потерь эффективно только в резко неоднородных сетях. Для ограничения токов КЗ энергосистемы вынужденно делят высоковольтные сети в значительном числе точек (до пятидесяти и более в отдельных энергосистемах).

Деление сети является локальным средством, позволяющим ограничить ток КЗ лишь в данном узле и в прилегающих узлах соответствующей сети.

При недостаточной отключающей способности сетевых выключателей применяется каскадное отключение КЗ с автоматическим, без выдержки времени, делением сети секционным, шиносоединительным выключателем или выключателем, установленным в цепи автотрансформаторов связи распределителей различного напряжения электроустановки. Подобные устройства автоматического деления сети (АДС) могут эффективно применяться только в том случае, если сетевые выключатели способны выдержать во включенном положении полный сквозной ток КЗ, а также включаться без повреждения на КЗ в своей цепи. Для выполнения этих требований необходимо, чтобы для параметров выключателей соблюдались условия

$$i_{\text{дин}} = i_{\text{пр,с}} = i_{\text{вкл,ном}} \approx 4I_{\text{откл,ном}} ; \\ I_{\text{вкл,ном}} \approx 1,5I_{\text{откл,ном}} .$$

Токоограничивающие устройства подразделяются на устройства с линейными и нелинейными характеристиками, управляемые и управляемые. Неправляемые устройства с линейной характеристикой постоянно включены в цепь и имеют не зависящее от тока цепи эквивалентное сопротивление. Прочие устройства нелинейно или скачком меняют свое эквивалентное сопротивление в зависимости от значения тока цепи.

Особый интерес представляют быстродействующие, так называемые безынерционные, устройства, способные ограничивать ток

КЗ в течение первого полупериода после его возникновения, т. е. способные ограничить как установившийся, так и ударный ток КЗ. К токоограничивающим устройствам (ТОУ) в общем случае должны быть предъявлены следующие требования:

$$а) \left. \begin{array}{l} Z_{\text{ТОУ}} \rightarrow 0 \\ \Delta U_{\text{ТОУ}} \rightarrow 0 \end{array} \right\} \text{ при } I < I_{\text{гр}};$$

$$б) \left. \begin{array}{l} X_{\text{ТОУ}} \approx \Delta X_{\text{нг}} \\ R_{\text{ТОУ}} \approx \Delta R_{\text{нг}} \end{array} \right\} \text{ при } I > I_{\text{гр}};$$

$$в) I_{\text{гр}} > I_{\text{нг, доп}},$$

где  $I$  – ток в цепи с ТОУ;  $I_{\text{гр}}$  – граничный ток, при котором «срабатывает» ТОУ;  $\Delta X_{\text{нг}}$ ,  $\Delta R_{\text{нг}}$  – изменения реактивного и активного сопротивлений нагрузки за ТОУ при КЗ;  $I_{\text{нг, доп}}$  – допустимый расчетный ток перегрузки цепи с ТОУ;

г) минимум нелинейных искажений параметров режима в основной цепи в нормальном режиме;

д) стабильность токоограничивающей характеристики при изменении схемы сети.

В отечественных ЭС для ограничения токов КЗ в настоящее время используются в основном одинарные и сдвоенные бетонные реакторы 6–10 кВ, редко – масляные реакторы 35–220 кВ, а также трансформаторы и АТ с расщепленными обмотками НН. Другие виды токоограничивающих устройств находятся в стадии исследования, оценки технических и технико-экономических характеристик и параметров, проектной и конструкторской проработки, создания опытно-промышленных образцов.

Сдерживающим фактором внедрения новых типов токоограничивающих устройств является их относительно высокая стоимость, которая обычно необоснованно определяется без учета всего комплекса положительных факторов при применении ТОУ, т. е. без учета возможного общесистемного эффекта от использования ТОУ в ЭС.

Для ограничения токов КЗ на землю в сетях 110–220 кВ используется разземление нейтрали части силовых трансформаторов, а также включение в нейтраль некоторых трансформаторов резисторов (или реакторов). Использование этих способов в сетях 330–750 кВ требует повышения уровня изоляции нейтрали силовых трансформаторов. Для ограничения токов КЗ на землю в сетях 110–750 кВ возможны и следующие мероприятия: замена АТ связи РУ 110–1150 кВ соответствующими трансформаторами;

размыкание при КЗ третьей обмотки АТ или вообще отказ от нее;

включение трехфазных реакторов нулевой последовательности со стороны линейных выводов трансформаторов и автотрансформаторов или в расщелку обмоток трансформаторов и автотрансформаторов, соединенных в треугольник;

изменение схемы электрических соединений на генераторном напряжении блоков.

### Вопросы оптимизации и прогнозирования уровней токов короткого замыкания

Оптимизация уровней токов КЗ в энергосистемах состоит в нахождении наибольшего допустимого уровня токов КЗ на электростанциях и в сетях различного напряжения, обеспечивающего минимум приведенных затрат на создание и функционирование электроустановок с учетом поставленных или имеющихся технических, экономических и режимных ограничений.

Задача оптимизации уровней токов КЗ нормально должна решаться с учетом решения более общей задачи – оптимизации структуры, параметров и режимов работы энергосистем и их элементов.

Математическая модель оптимизации уровней токов КЗ в общем случае такова:

$$Z(I_k) = H(I_k) + E_n K(I_k) + Y(I_k) \rightarrow \min$$

при ограничениях:

$$I_{\text{к, мин доп}}^{(3)} \leq I_{\text{к, опт}}^{(3)} \leq I_{\text{к, макс доп}}^{(3)};$$

$$I_{\text{к, макс доп}}^{(1)} \leq I_{\text{к, опт}}^{(3)};$$

$$K = \sum_{j=1}^n K_j \leq K_{\text{доп}};$$

$$n_{\text{ап}}^{(m)} \leq n_{\text{ап, доп}}^{(m)};$$

$$L_{\text{пров}}^{(n)} \leq L_{\text{пров, доп}}^{(n)};$$

$$\Lambda \geq \Lambda_{\text{доп}};$$

$$R \geq R_{\text{доп}};$$

$$\Delta P \leq \Delta P_{\text{доп}};$$

$$\Delta Q \leq \Delta Q_{\text{доп}};$$

$$\Delta W \leq \Delta W_{\text{доп}};$$

$$\Delta U_j \leq \Delta U_{j, \text{доп}};$$

$$S_{\text{нг, зл } j} \leq S_{\text{нг, зл } j, \text{ доп}};$$

$$I_{\text{нг, зл } j} \leq I_{\text{нг, зл } j, \text{ доп}};$$

$$P_{\text{нг, потр}} + \Delta P \leq P_{\text{нг, эс, доп}} = P_{\text{раб}} - P_{\text{рез}};$$

$$P_{\text{раб}} = P_{\text{уст}} - P_{\text{огр}} - P_{\text{разр}} - P_{\text{конс}} - P_{\text{рем}};$$

где  $Z$  – приведенные затраты;  $H$  – издержки,

эксплуатационные расходы;  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;  $K$  – капиталовложения;  $U$  – возможный ущерб в энергосистеме при принятии того или иного уровня токов КЗ;  $I_k$  – ток КЗ;  $I_{k, \text{опт}}^{(3)}$  – оптимальное значение тока трехфазного КЗ;  $I_{k \text{ min доп}}^{(3)}$  – минимально допустимый уровень тока трехфазного КЗ по режимным ограничениям;  $I_{k \text{ max доп}}^{(3)}$  – максимально допустимый уровень тока трехфазного КЗ по условиям работы электрооборудования;  $K_j$  – капиталовложения по различным  $j$ -м элементам;  $n$  – число элементов;  $n_{\text{ап}}^{(m)}$  – число электрических аппаратов вида  $m$ ;  $L_{\text{пров}}^{(n)}$  – длина электрических проводников вида  $n$ ;  $\Lambda$  – характерный параметр устойчивости работы энергосистемы или ее части;  $R$  – характерный параметр надежности работы энергосистемы или ее части;  $\Delta P$  – потери активной мощности;  $\Delta Q$  – потери реактивной мощности;  $\Delta U_j$  – потери напряжения на  $j$ -м элементе энергосистемы;  $S_{\text{нг, эл } j}$  – мощность нагрузки элемента  $j$ ;  $I_{\text{нг, эл } j}$  – ток нагрузки элемента  $j$ ;  $P_{\text{нг, потр}}$  – активная мощность нагрузки потребителей;  $P_{\text{нг, эс, доп}}$  – допустимая активная мощность нагрузки электростанций энергосистемы;  $P_{\text{раб}}$  – рабочая мощность электростанций;  $P_{\text{рез}}$  – резервная мощность электростанций;  $P_{\text{уст}}$  – установленная мощность электростанций;  $P_{\text{огр}}$  – мощность ограничений;  $P_{\text{разр}}$  – мощность разрывов;  $P_{\text{конс}}$  – мощность консервации;  $P_{\text{рем}}$  – ремонтная мощность.

При решении конкретных задач оптимизации уровней токов КЗ в электроустановках приведенную выше математическую модель обычно удается существенно упростить, оставив лишь основные для конкретных условий ограничения.

Следует, однако, отметить, что для решения задачи оптимизации тем или иным методом требуется наличие сведений по ряду принципиально важных характеристик электроустановки, таких как взаимосвязь надежности и устойчивости с уровнями токов КЗ; функциональным связям между техническими и экономическими характеристиками электрооборудования; техническим, экономическим и режимным ограничениям для конкретной электроустановки. Наибольшую трудность при оптимизации уровней токов КЗ представляют сложносвязанные сети повышенного напряжения.

Прогнозирование уровней токов КЗ в энергосистемах на ближнюю и отдаленную перспективу – это нахождение достаточно вероятных при поставленных ограничениях ожидаемых значений для электростанций и сетей различного напряжения. Прогнозирование необходимо при планировании развития энергосистем и их элементов и при формулиро-

вании технических требований к перспективному электрооборудованию.

Если параметры энергосистем на перспективу (обычно ближнюю) известны или жестко заданы, то определение ожидаемых уровней токов КЗ не представляет трудностей и может быть произведено по стандартным программам с использованием вычислительной техники. Точность прогноза при этом в основном зависит от качества исходных данных.

Прогнозирование уровней токов КЗ на отдаленную перспективу производится обычно при неполноте или неопределенности исходных данных. В этом случае целесообразно использовать интегральные параметры энергосистем, имеющие устойчивую, предсказуемую динамику изменения. К таким параметрам, в частности, относятся установленная мощность электростанций  $P_{\text{уст}}$ ; суммарная максимальная нагрузка энергосистем  $P_{\text{нг max}}$ ; площадь электроснабжения энергосистемы  $\Pi$ , км<sup>2</sup>; плотность нагрузки  $\sigma_{\text{нг}}$ , кВт/км<sup>2</sup>; плотность сети (линий электропередачи)  $\sigma_c = L_{\text{эл}}/\Pi$ , км/км<sup>2</sup>; соотношение установленных мощностей силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и генераторов на электростанциях, а также в энергосистеме в целом  $S_{\text{т, уст}}/S_{\text{г, уст}}$ ; коэффициенты распределения выдаваемой мощности электростанций по сетям различного напряжения энергосистемы  $K_j = P_{\text{выд } j}/P_{\text{уст}}$ .

При прогнозировании определяются максимальные уровни тока КЗ в сетях различного напряжения энергосистемы и кривые распределения уровней токов КЗ по узлам этих сетей. Максимальный уровень токов КЗ находится либо по интегральным параметрам энергосистем, либо по параметрам наиболее мощных электростанций энергосистемы и их внешним сопротивлениям.

Для определения кривых распределения уровней токов КЗ по узлам сетей энергосистем используются либо статистические данные с учетом динамики их изменения, либо типовые кривые распределения уровней токов КЗ по узлам для сетей с характерной идеализированной (детерминированной) структурой.

#### Методика координации уровней токов короткого замыкания

Необходимость координации уровней токов КЗ в энергосистемах возникает на четырех этапах:

- 1) при перспективном планировании развития энергосистем;
- 2) при проектировании конкретных электроустановок (электрической части электро-

станций, подстанций, линий электропередачи и т. п.);

3) при эксплуатации энергосистем;

4) при формулировании технических требований к перспективному электрооборудованию и при планировании разработок новой техники. Для каждого из перечисленных этапов характерны свои специфические цели и задачи координации уровней токов КЗ, объем и достоверность исходной информации, технические, экономические и режимные ограничения, а также последствия принятия того или иного решения.

На первом этапе решаются стратегические задачи развития энергосистем – выбор их оптимальной структуры, параметров и режимов работы с учетом динамики развития энергосистем и параметров электрооборудования, а также возможных технико-экономических и режимных ограничений.

На этом этапе для координации уровней токов КЗ целесообразно использовать схемные решения (включая изменения схем выдачи мощности электростанций и вида связей между сетями различного напряжения); оптимизацию структуры и параметров электростанций и электрических сетей; различного рода средства токоограничения, как традиционные, так и перспективные; электрооборудование с перспективными параметрами.

На втором этапе решаются тактические задачи развития энергосистем и их элементов в условиях более определенной, чем на первом этапе, исходной информации. Здесь цель координации уровней токов КЗ состоит в выборе оптимальной схемы и параметров конкретной электроустановки, ее внешних связей с энергосистемой с учетом известных ограничений. На этом этапе для координации уровней токов КЗ могут быть использованы те же подходы и средства, что и на первом этапе, но применительно к данной конкретной электроустановке.

На третьем этапе решаются (часто в условиях лимита времени) конкретные задачи координации уровней токов КЗ, возникающие в условиях эксплуатации энергосистем. Здесь имеются статистические сведения предыдущих лет, на данный момент и, как правило, недостаточная информация о перспективах развития электроустановки и прилегающих сетей энергосистем. Решение часто приходится принимать в условиях лимита времени на детальный анализ и проектную проработку вопроса, а также ограничений на капитальные вложения и получение необходимых материальных ресурсов. На данном этапе для координации уровней токов КЗ целесообразно использовать:

модернизацию электрооборудования, применение токоограничивающих реакторов, трансформаторов и автотрансформаторов с расщепленной обмоткой НН, различного рода токоограничивающих устройств, в том числе с нелинейными характеристиками, деление сети, стационарное (СДС) и автоматическое (АДС), разземление нейтралей части силовых трансформаторов, заземление нейтралей части трансформаторов через резисторы, реакторы или устройства с нелинейными характеристиками, замену автотрансформаторных связей сетей повышенного напряжения на трансформаторные связи, перевод части блоков электростанций на работу в сеть более высокого напряжения, замену части электрооборудования с неудовлетворительными техническими параметрами.

Выбор предпочтительного способа (или комплекса способов) координации уровней токов КЗ зависит от конкретных условий.

На четвертом этапе с учетом динамики развития энергосистем и их элементов формируются технические требования к перспективному электрооборудованию и планы создания новой техники. Этот этап, наряду с первым этапом, является одним из наиболее ответственных, поскольку в нем фактически определяется техническая политика в области создания электрооборудования, определения номенклатуры и объема его поставок энергосистемам. Ошибки, допущенные на данном этапе, приводят к наиболее тяжелым последствиям и сказываются в течение длительного времени. Для качественного решения вопроса на данном этапе необходимы следующие исходные данные:

уровни токов КЗ в сетях различного напряжения энергосистем и динамика их изменения,

распределение уровней токов КЗ по узлам сетей,

вероятностные характеристики КЗ в энергосистемах,

параметры установленного в энергосистемах электрооборудования, его ресурсы и показатели надежности,

возможные технические параметры и экономические показатели освоенного и перспективного электрооборудования,

сведения о перспективе развития производственной базы электропромышленности,

сведения о возможных импортных и экспортных поставках.

Учитывая важность четвертого этапа координации уровней токов КЗ и взаимосвязь интересов электроэнергетики и электротехники, представляется оправданным постановка вопроса о разработке специальных стандартов

на технические требования к различным видам электрооборудования энергосистем.

### 36.9. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

#### Расчетные условия

Выбор электрических аппаратов и проводников, как и другого электрооборудования, производится на основе сформулированных для них расчетных условий и данных электропромышленности о параметрах и технико-экономических характеристиках выпускаемого и осваиваемого перспективного электрооборудования.

Под расчетными условиями понимаются наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, в которых могут оказаться электрический аппарат или проводник при различных режимах их работы в электроустановках. Расчетные условия — это фактически требования энергосистем и электроустановок к параметрам электрооборудования конкретной электрической цепи.

Различают четыре режима работы электроустановок и их элементов: нормальный, аварийный, послеаварийный, ремонтный. Аварийный режим является кратковременным, остальные — продолжительными. Поскольку различные аварийные режимы по продолжительности составляют обычно доли процента продолжительности рабочих режимов, но их условия могут оказаться крайне опасными для успешного функционирования электрооборудования, последнее выбирается по расчетным условиям продолжительных рабочих режимов и обязательно проверяется по расчетным условиям аварийных режимов. В ряде случаев проверка электрооборудования по условиям аварийных режимов оказывается определяющей при его выборе.

Для каждого из названных режимов характерны свои специфические расчетные условия. В общем случае расчетные условия для каждого режима включают в себя расчетную схему и длительность режима, расчетные условия окружающей среды, а также расчетные параметры режима цепи или электроустановки (напряжение, ток, частота и т. п.).

Расчетные условия нормального режима электроустановки включают в себя: расчетную схему электроустановки, расчетные условия окружающей среды (климатические условия — температура окружающей среды, ветровая нагрузка, возможность гололеда, агрессивность внешней среды, высота над уровнем моря);

способ прокладки проводников (на воздухе, в земле, в воде); вид электроустановки (внутренняя или закрытая, наружная или открытая); исполнение электрооборудования (открытое, закрытое, защищенное и т. п.); сведения о системе принудительного охлаждения; расчетные параметры режима (напряжение, ток, частота); значения расчетных перегрузок по различным параметрам режима.

Расчетные условия ремонтного режима электроустановки включают в себя: расчетную схему электроустановки, а также расчетные параметры и длительность режима. При этом обычно учитывается вывод в ремонт только одного из основных элементов электроустановки (генератора, трансформатора, автотрансформатора, синхронного компенсатора, блока и т. п.). Наложение ремонтов двух или более технологически жестко не связанных элементов электроустановки не рассматривается. Следует, однако, отметить, что при оценке надежности работы электроустановок наложение ремонтных, а также ремонтных и аварийных режимов отдельных элементов электроустановки учитывается в обязательном порядке, естественно с учетом вероятности таких событий. Оценка допустимости работы конкретного электрооборудования при ремонтных режимах в сети или в электроустановке производится с учетом допустимых систематических и аварийных перегрузок данного электрооборудования.

Из возможных аварийных режимов (КЗ различных видов, обрывы проводов, нарушение устойчивости параллельной работы и возникновение асинхронного хода частей электрической системы, сложные виды повреждений и т. п.) расчетным для выбора электрооборудования обычно является режим КЗ.

Расчетные условия КЗ включают в себя: расчетную схему электроустановки, расчетное место КЗ, расчетный вид КЗ, расчетную продолжительность КЗ.

В качестве расчетной схемы, как правило, принимается схема со всеми включенными в работу элементами электроустановки. В отдельных случаях в качестве расчетной может оказаться схема, в которой тот или иной элемент отключен.

Расчетное место КЗ находится в схеме непосредственно с той или другой стороны от выбираемого электрооборудования в зависимости от того, какой случай КЗ обуславливает большее значение тока в токоведущей части электрооборудования.

Расчетный вид КЗ принимается в зависимости от степени воздействия тока КЗ на электрооборудование. Расчетным видом КЗ при проверке проводников и электрических



аппаратов на электродинамическую стойкость, как правило, является трехфазное КЗ, а при проверке на термическую стойкость — трехфазное или двухфазное КЗ. Последнее может оказаться определяющим при электрически близких к генераторам КЗ и значительной их продолжительности (например, в случае отключения КЗ под действием резервной защиты со значительной выдержкой времени). Расчетным видом КЗ при проверке электрических аппаратов на коммутационную способность может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, какой ток при этом больше. Отметим, что соотношение  $I_K^{(1)}/I_K^{(3)} > 1$  может быть в сетях, где соотношение результирующих сопротивлений нулевой и прямой последовательностей относительно точки КЗ составляет  $x_{0\Sigma}/x_{1\Sigma} < 1$ .

Расчетная продолжительность КЗ принимается в зависимости от назначения расчета.

Электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов проверяется обычно по условиям воздействия электродинамических сил от ударного тока КЗ ( $t \approx 0,01$  с). В отдельных случаях следует учитывать кумулятивное действие токов КЗ за время их существования.

Расчетная продолжительность КЗ при проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость согласно ПУЭ определяется по выражению:

$$t_{\text{расч}} = t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.осн}} + t_{\text{в.откл}}$$

где  $t_{\text{откл}}$  — время отключения КЗ в цепи;  $t_{\text{р.з.осн}}$  — время действия основной релейной защиты;  $t_{\text{в.откл}}$  — полное время отключения выключателя:

$$t_{\text{в.откл}} = t_{\text{с.в.откл}} + t_{\text{д}}$$

здесь  $t_{\text{с.в.откл}}$  — собственное время отключения выключателя, т. е. время от момента подачи управляющего воздействия на привод выключателя до момента начала расхождения дугогасительных контактов выключателя и возникновения на них электрической дуги;  $t_{\text{д}}$  — время горения дуги.

В целях повышения эксплуатационной надежности работы электрооборудования желательно, чтобы оно было термически стойким к воздействию токов КЗ также в случае работы резервной защиты, например, при отказе основной защиты, что нередко наблюдается в реальных условиях эксплуатации электроустановок. При этом

$$t'_{\text{расч}} = t'_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.рез}} + t_{\text{в.откл}}$$

Последнее выражение не согласуется с ПУЭ, его применение может потребовать увеличения сечения проводников малых сечений

в цепях с большими токами КЗ. В связи с этим следует отметить, что термическая стойкость обычно не является определяющим фактором при выборе электрических аппаратов, которые по этому параметру имеют, как правило, существенный запас. Термическая стойкость может быть определяющим фактором при выборе проводников (шин и кабелей) в цепях с малыми токами продолжительных режимов и большими токами КЗ. Если термическая стойкость проводников обеспечивается при действии на соответствующие выключатели основной защиты и не обеспечивается при действии резервной защиты, то целесообразно сопоставить дополнительные затраты на обеспечение тем или иным способом термической стойкости проводников с возможным ущербом электроустановке и энергосистеме из-за термической нестойкости проводников при действии резервной защиты. В случае проверки кабелей на термическую стойкость необходимо учитывать возможность их возгорания при температурах жил порядка 400–500 °С, что может иметь место при действии резервных защит.

Расчетные условия послеаварийного режима схожи с расчетными условиями ремонтного режима. Они включают в себя расчетную схему электроустановки, расчетные параметры и продолжительность режима. Здесь также учитывается отказ только одного из основных элементов электроустановки и не учитывается наложение отказов нескольких технологически жестко не связанных элементов электроустановки. В отличие от ремонтного режима, который обычно заранее планируется и намечается на наиболее благоприятный для электроустановки и энергосистемы период, послеаварийный режим может возникнуть в любое время года и суток, в том числе в период наиболее напряженной работы энергосистемы или электроустановки (например, в период годового максимума нагрузки).

Продолжительность послеаварийного режима, определяемая временем оперативных переключений в главной схеме электроустановки или временем аварийного ремонта, может существенно отличаться от продолжительности ремонтного режима, определяемой временем профилактического или капитального ремонта.

#### Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов

Электрические аппараты и проводники выбираются по уровню изоляции, допустимому нагреву токоведущих частей в продолжительных режимах, а проводники, за

исключением проводников сборных шин электроустановок, также по экономически целесообразной нагрузке. Для аппаратов используются следующие соотношения:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{сети, ном}}; \\
 I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{ном, расч}}; \\
 I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{па, расч}}; \\
 I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{рем, расч}}
 \end{aligned}$$

или в общем случае с учетом только наибольшего из расчетных продолжительных токов

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}}$$

а с учетом возможной перегрузки аппарата

$$I_{\text{шт, доп}} \geq I_{\text{раб, нб}}$$

где  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение аппарата;  $U_{\text{сети, ном}}$  — номинальное напряжение сети;  $I_{\text{ном}}$  — номинальный ток аппарата;  $I_{\text{ном, расч}}$ ,  $I_{\text{па, расч}}$ ,  $I_{\text{рем, расч}}$  — соответственно расчетные токи нормального, послеаварийного и ремонтного режимов;  $I_{\text{прод, расч}}$  — расчетный ток продолжительного режима, равный большему из расчетных токов нормального, послеаварийного или ремонтного режима;  $I_{\text{раб, нб}}$  — наибольший рабочий ток цепи, равный расчетному току продолжительного режима;  $I_{\text{шт, доп}}$  — ток допустимой перегрузки аппарата.

Для проводников используются соотношения:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети, ном}}$$

(для неизолированных проводников  $U_{\text{ном}}$  определяется уровнем опорной изоляции);

$$s \approx s_{\text{эк}} = I_{\text{ном, расч}} / J_{\text{эк}}$$

$$I_{\text{шт, доп}} = I_{\text{прод, доп}} \geq I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}}$$

с учетом возможной перегрузки проводников (кабелей)

$$I_{\text{шт, доп}} \geq I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}}$$

где  $s$  — сечение проводника,  $\text{мм}^2$ ;  $s_{\text{эк}}$  — экономическое сечение проводника,  $\text{мм}^2$ ;  $J_{\text{эк}}$  — нормируемая экономическая плотность тока,  $\text{А}/\text{мм}^2$ ;  $I_{\text{шт, доп}}$  — длительно допустимый ток проводника;  $I_{\text{прод, доп}}$  — продолжительно допустимый ток проводника;  $I_{\text{шт, доп}}$  — ток допустимой перегрузки проводника с учетом условий его прокладки (среда — воздух, земля, вода; число совместно проложенных кабелей и т. д.). Номинальный ток аппарата и длительно допустимый ток проводника устанавливаются при определенной нормированной температуре окружающей среды. Если температура окружающей среды отличается от нормированной, то токи пересчитываются по выра-

жениям:

$$I'_{\text{ном}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{шт, доп}} - \vartheta_{\text{окр}}}{\vartheta_{\text{шт, доп}} - \vartheta_{\text{окр, ном}}}} \text{ (для аппаратов);}$$

$$I'_{\text{шт, доп}} = I_{\text{шт, доп}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{шт, доп}} - \vartheta_{\text{окр}}}{\vartheta_{\text{шт, доп}} - \vartheta_{\text{окр, ном}}}} \text{ (для проводников).}$$

Для аппаратов нормированная  $\vartheta_{\text{окр, ном}}$  равна 35, для проводников, проложенных на воздухе, 25, для проводников, проложенных в земле и в воде, 15°C.

Длительно допустимая температура аппаратов и проводников  $\vartheta_{\text{шт, доп}}$  обычно лимитируется условиями надежной работы электрических контактов и контактных соединений или условиями работы изоляции. Эти температуры указываются в соответствующих ГОСТ и ПУЭ и приведены ниже:

	$\vartheta_{\text{шт, доп}}$ , °C
Провода и шины неизолированные . . . . .	70
Кабели с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке напряжением, кВ:	
до 3 включительно . . . . .	80
6 . . . . .	65
10 . . . . .	60
20 и 35 . . . . .	50
Провода с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуры с резиновой изоляцией, кабели с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках . . . . .	65

Элементы аппаратов и КРУ:	$\vartheta_{\text{шт, доп}}$ , °C	
	В воз-духе	В масле
токоведущие (за исключением контактных соединений) и нетоковедущие металлические части, не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами . . . . .	120	—
то же, но соприкасающиеся с трансформаторным маслом . . . . .	—	90
токоведущие и нетоковедущие металлические части, изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами, а также детали из изоляционных материалов классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-70:		
Y . . . . .	80	—
A . . . . .	95	90
E . . . . .	105	90
B . . . . .	120	90
F . . . . .	140	90
H . . . . .	165	90
C . . . . .	>165	90

### Проверка на электродинамическую стойкость

Электродинамическая стойкость электрических аппаратов проверяется по выражению

$$i_{\text{пр,скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд,расч}}$$

где  $i_{\text{пр,скв}}$  – предельный сквозной ток аппарата, допустимый при КЗ;  $i_{\text{дин}}$  – нормированный ток электродинамической стойкости аппарата;  $i_{\text{уд,расч}}$  – расчетное (наибольшее) значение ударного тока КЗ в цепи данного аппарата.

Электродинамическая стойкость шинных конструкций (линий) проверяется по выражению

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}, \quad (36.1)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение в материале шин, Па;  $\sigma_{\text{расч}}$  – расчетное напряжение в материале шин, Па.

Согласно ПУЭ принимается

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_{\text{пч}},$$

где  $\sigma_{\text{пч}}$  – временное сопротивление разрыву (предел прочности) материала шин.

Определение расчетного напряжения в материале шин производится следующим образом.

Определяется расчетная (т. е. наибольшая) сила, действующая при КЗ на элементы шинных линий (шины и поддерживающие их изоляторы и несущие конструкции). Шинная линия с изменяющимся во времени динамическим воздействием, вызванным взаимодействием токонесущих проводников фаз, представляет собой, в общем случае, колебательную систему. При практических расчетах в зависимости от местных условий и требуемой точности расчета рассматривают три расчетные модели такой системы:

- 1) статическая система, т. е. система, в которой не учитываются возможные колебания шин, изоляторов и несущих конструкций;
- 2) упрощенная динамическая система, в которой учитываются колебания шин, но не учитываются возможные колебания изоляторов и несущих конструкций – так называемая система с жесткими опорами;
- 3) полная динамическая система (динамическая система), в которой учитываются колебания как шин, так и изоляторов и несущих конструкций – так называемая система с упругоподаглыми опорами.

Расчетная электродинамическая сила,  $H$ , находится по выражениям:

для условий взаимодействия двух проводников с токами

$$F_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot 10^{-7} l}{a} i_1 i_2 k_{\text{ф}} k_{\text{д}}, \quad (36.2)$$

где  $F_{\text{расч}}$  – расчетная электродинамическая сила (нагрузка);  $i_1$  – ток первого проводника, А;  $i_2$  – ток второго проводника, А;  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;  $a$  – кратчайшее расстояние между центрами проводников, м;  $k_{\text{ф}}$  – коэффициент формы шин (находится по рис. 36.35);  $k_{\text{д}}$  – коэффициент динамической нагрузки, учитывающий изменение электродинамической нагрузки при учете колебаний элементов шинной линии;

для условий взаимодействия проводников разных фаз в трехфазной шинной линии при трехфазном КЗ (расчетный проводник – проводник средней фазы при расположении проводников фаз в одной плоскости)

$$\begin{aligned} F_{\text{ф,расч}}^{(3)} &= F_{\text{расч}}^{(3)} = F_{\text{расч}} = \\ &= \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{2 \cdot 10^{-7} l}{a} [i_{\text{уд,расч}}^{(3)}]^2 k_{\text{д}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} l}{a} [i_{\text{уд,расч}}^{(3)}]^2 k_{\text{д}}, \quad (36.3) \end{aligned}$$

где  $F_{\text{ф,расч}}^{(3)}$  – расчетная электродинамическая сила взаимодействия между фазными проводниками при трехфазном КЗ;  $F_{\text{расч}}^{(3)}$  – расчетная электродинамическая сила при трехфазном КЗ;  $F_{\text{расч}}$  – расчетная электродинамическая сила для проверки элементов трехфазной шинной линии при КЗ;

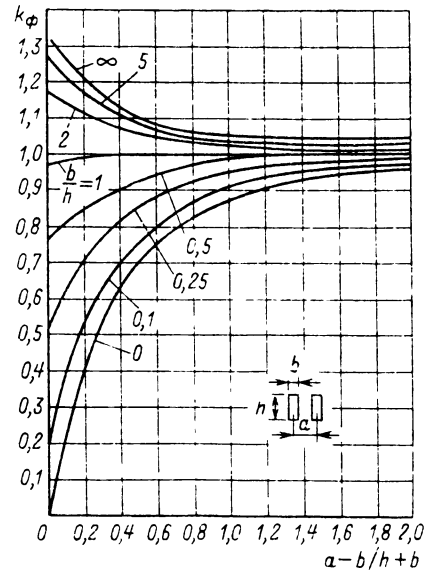


Рис. 36.35. Кривые для определения коэффициента формы дуголонных шин прямоугольного сечения при различных значениях  $b/h$

для условий взаимодействия проводников различных фаз в трехфазной шинной линии при двухфазном КЗ

$$F_{ф,расч}^{(2)} = F_{расч}^{(2)} = \frac{2 \cdot 10^{-7} l}{a} [i_{уд,расч}^{(2)}]^2 k_d; \quad (36.4)$$

для условий взаимодействия проводников одной фазы (например, в случае пакета из двух проводников в фазе) при трехфазном КЗ в трехфазной шинной линии – случай двухполосных шин

$$F_{п,расч}^{(3)} = F_{п,расч} = \frac{2 \cdot 10^{-7} l_{п}}{a_{п}} [0,5 i_{уд,расч}^{(3)}]^2 k_{ф} k_d, \quad (36.5)$$

где  $F_{п,расч}$  – расчетная электродинамическая сила взаимодействия между проводниками в пакете, Н;  $a_{п} = 2b$  – кратчайшее расстояние между центрами проводников в пакете, м;  $b$  – толщина проводника сечением  $b \times h$ , м;  $l_{п}$  – длина пролета между прокладками в пакете шин, м, причем

$$l_{п} < l.$$

Коэффициент динамической нагрузки определяется следующим образом для различных расчетных систем шинных линий:

1. Случай статической системы

$$k_d = 1.$$

2. Случай упрощенной динамической системы

$$k_d = \varphi(f_{0шk}/f_c),$$

где  $f_{0шk}$  –  $k$ -я гармоника частоты собственных колебаний шин;  $f_c$  – частота переменного тока в сети.

Частота  $f_{0шk}$ , Гц, определяется следующим образом:

$$f_{0шk} = \frac{r_k^2}{2\pi l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m_{ш}}}, \quad (36.6)$$

где  $k = 1, 3, 5, \dots$  – номер гармоники частоты собственных колебаний;  $r_k$  – коэффициент ( $r_1 = 4,73$ ;  $r_3 = 10,99$ ;  $r_k = (2k + 1)\pi/2$  при  $k \geq 5$ );  $l$  – длина пролета шин, м;  $E$  – модуль упругости материала шин, Па;  $J$  – момент инерции поперечного сечения шины,  $м^4$ ;  $m_{ш}$  – масса шины на единицу длины (погонная масса шины), кг/м.

При проверке шин на электродинамическую стойкость обычно учитывают только первую (основную) гармонику частоты собственных колебаний шин, Гц:

$$f_{0ш1} = f_{0ш} = \frac{4,73}{2\pi l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m_{ш}}}. \quad (36.7)$$

Далее по кривым рис. 36.36 определяется коэффициент динамической нагрузки шин от междуфазного взаимодействия токоведущих проводников  $k_{д,ф} = k_d$ .

В случае составных (например, двухполосных) шин определяется также первая гармоника частоты собственных колебаний элемента составных шин (элемент пакета шин) и по рис. 36.36 соответствующий коэффициент динамической нагрузки  $k_{д,эл}$ :

$$f_{0ш,эл} = f_{0ш,эл} = \frac{4,73}{2\pi l_{п}} \sqrt{\frac{EJ_{эл}}{m_{ш,эл}}}, \quad (36.8)$$

где  $J_{эл}$  – момент инерции поперечного сечения элемента шины,  $м^4$ ;  $m_{ш,эл}$  – масса элемента составной шины (погонная масса элемента составной шины), кг/м.

Далее по (36.3) и (36.5) находят расчетные силы и затем вызываемые ими изгибающие моменты. В общем случае

$$M_{изг} = \frac{F_{расч} l}{k_{заш}},$$

где  $k_{заш}$  – коэффициент заземления, зависящий от вида заземления шин на опорах.

Шины рассматриваются как балка с равномерно распределенной нагрузкой, лежащая на опорах. При жестком закреплении шин на опорах максимальный изгибающий момент имеет место у опор и  $k_{заш} = 12$ .

Для случая, когда шины свободно лежат на опорах, максимальный момент имеет место в середине пролета и  $k_{заш} = 8$ .

Поскольку в реальных условиях шины электроустановок жестко закрепляются только на одном изоляторе в пролете, а на остальных

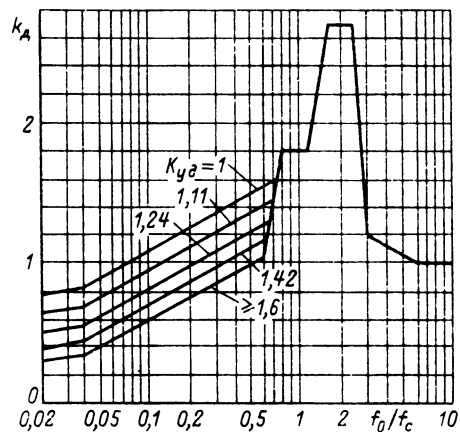


Рис. 36.36. Кривые для определения коэффициента динамической нагрузки шин и изоляторов при различных значениях  $k_{уд}$

Таблица 36.11

№ п/п	Схема расположения шин в трехфазной шинной линии	$W, м^3$	$J, м^4$
1		$\frac{bh^2}{6}$	$\frac{bh^3}{12}$
2		$\frac{bh^2}{3}$	$\frac{bh^3}{6}$
3		$\frac{hb^2}{6}$	$\frac{hb^3}{12}$
4		$\frac{hb^2}{3}$	$\frac{hb^3}{6}$
5		$\frac{\pi d^3}{32}$	$\frac{\pi d^4}{64}$
6		$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$
7		$\frac{H^4 - h^4}{6H}$	$\frac{H^4 - h^4}{12}$

опорах имеют всего лишь ограничители поперечного перемещения, не препятствующие продольному перемещению шин, например, при температурных удлинениях, и, кроме того, от шин имеются ответвления к электрическим аппаратам различных присоединений, то для средних условий можно принять  $k_{заш} = 10$ .

При этом изгибающий момент от взаимодействия токонесущих проводников фаз,  $H \cdot м$ ,

$$M_{изг.ф} = \frac{F_{расч}l}{10}, \quad (36.9)$$

а изгибающий момент от взаимодействия токонесущих проводников в пакете шин

$$M_{изг.п} = \frac{F_{п,расч}l_{п}}{12}. \quad (36.10)$$

Отметим, что МЭК рекомендует в выражениях (36.9) и (36.10) использовать  $k_{заш}$ , равный соответственно 8 и 16.

Напряжение в материале шин при изгибе, Па, определяется по выражению

$$\sigma = \frac{M_{изг}}{W}, \quad (36.11)$$

где  $W$  — момент сопротивления поперечного сечения шины,  $\text{м}^3$ .

Значения моментов сопротивления и моментов инерции поперечного сечения шин некоторых типовых профилей приведены в табл. 36.11.

Напряжение, Па, в материале шин, равно: *от междофазного взаимодействия*

$$\sigma_{ф, \text{расч}} = (M_{\text{ин}, ф})/10, \quad (36.12)$$

*от взаимодействия в пакете шин*

$$\sigma_{п, \text{расч}} = (M_{\text{ин}, п} l_{п})/12, \quad (36.13)$$

*суммарное*

$$\sigma_{\text{расч}} = |\sigma_{ф, \text{расч}} + \sigma_{п, \text{расч}}| \approx \sigma_{ф, \text{расч}} + \sigma_{п, \text{расч}} \quad (36.14)$$

Далее электродинамическая стойкость шин оценивается по (36.1).

3. Случай полной динамической системы.

Вначале определяются ряд вспомогательных параметров системы:

жесткость опоры

$$C_{\text{оп}} = F/y,$$

где  $F$  — изгибающая сила, Н;  $y$  — прогиб опоры при изгибе под действием силы  $F$ , м;

эквивалентная масса опоры, кг,

$$m_{\text{эв}, \text{оп}} = C_{\text{оп}} / (2\pi f_{0\text{оп}})^2,$$

где  $f_{0\text{оп}}$  — частота собственных колебаний опоры, не скрепленной с шиной.

Обычно несущие конструкции достаточно жестки, поэтому жесткость опоры и частота собственных колебаний опоры в основном определяются жесткостью изоляторов и частотой собственных колебаний изоляторов. Поэтому обычно принимают:  $C_{\text{оп}} = C_{\text{из}}$ ;  $f_{0\text{оп}} = f_{0\text{из}}$ .

Коэффициент  $m_{\text{эв}, \text{оп}} / (m_{\text{ш}} l)$ ; коэффициент  $(C_{\text{оп}} l^3) / EJ$ .

Затем по кривым рис. 36.37 находится коэффициент  $r_1$  для первой гармоники частоты собственных колебаний шин и далее по формуле (36.7) искомая частота  $f_{0\text{ш1}}$ . В дальнейшем расчет ведется так же, как и в случае с упрощенной динамической системой.

**Электродинамическая стойкость изоляторов** проверяется в следующей последовательности:

определяется по выражению (36.3) расчетная электродинамическая сила, действующая на шины в пролете,  $F_{\text{расч}}$ ;

находится расчетная сила (нагрузка), действующая на головку изолятора, Н;

$$F_{\text{расч}, \text{из}} = F_{\text{расч}} (H_{\text{ц}, \text{ш}} / H_{\text{из}}), \quad (36.15)$$

где  $H_{\text{ц}, \text{ш}}$  — высота центра тяжести поперечного сечения шины, м;  $H_{\text{из}}$  — высота изолятора, м;

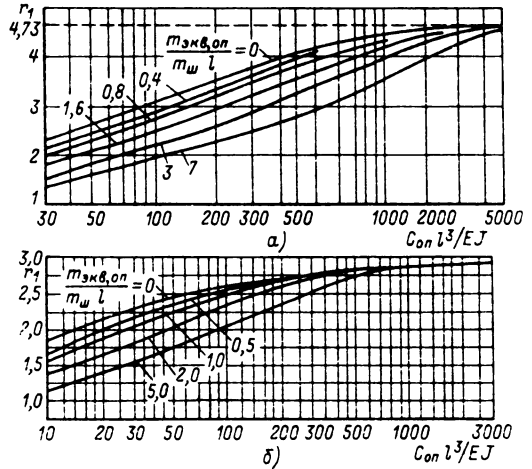


Рис. 36.37. Кривые для определения коэффициента  $r_1$  для шин:

*а* — опирающихся на упругоподатливые опоры, *б* — шарнирно опирающихся на упругоподатливые опоры

проверяется электродинамическая стойкость изолятора по условию

$$F_{\text{доп}, \text{из}} \geq F_{\text{расч}, \text{из}} \quad (36.16)$$

В случае одиночных изоляторов принимается

$$F_{\text{доп}, \text{из}} = 0,6 F_{\text{разр}, \text{из}}$$

в случае двух спаренных изоляторов на опоре принимается

$$F_{\text{доп}, \text{из}} = F_{\text{разр}, \text{из}}$$

где  $F_{\text{разр}, \text{из}}$  — минимальная разрушающая сила (нагрузка) для одного изолятора, приложенная к головке изолятора при работе его на изгиб, Н.

**Проверка на термическую стойкость**

Термическая стойкость электрических проводников и аппаратов лимитируется предельно допустимой кратковременной температурой

$\vartheta_{\text{кр}, \text{доп}}$  частей проводников и аппаратов при КЗ, приведенной ниже, которая зависит от степени снижения механической прочности материала проводников и аппаратов при кратковременных нагревах токами КЗ:

$\vartheta_{\text{кр}, \text{доп}}, \text{ } ^\circ\text{C}$

Шины алюминиевые . . . . .	200
Шины медные . . . . .	300
Шины стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами . . . . .	400
Шины стальные, имеющие непосредственное соединение с аппаратами . . . . .	300

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ:	
до 10 . . . . .	200
20–220 . . . . .	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией: поливинилхлоридной и резиновой . . .	150
полиэтиленовой . . . . .	120
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 20 . . . . .	250
20 и более . . . . .	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 10 . . . . .	200
10 и более . . . . .	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов . . . . .	200

Для электрических аппаратов устанавливается ток термической стойкости  $I_{тер, норм}$  и нормированное допустимое время его протекания  $t_{тер, норм}$ .

Термическая стойкость электрических аппаратов проверяется по выражению

$$I_{тер, норм}^2 t_{тер, норм} \geq B_k, \quad (36.17)$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля для условий КЗ.

Если время КЗ  $t_{кз}$  отличается от  $t_{тер, норм}$ , то для определения тока термической стойкости в этих условиях можно согласно ГОСТ 687-78 Е использовать следующие выражения: при  $t_{кз} = t_{откл} > t_{тер, норм}$ :

$$I_{тер} = I_{тер, норм} \sqrt{\frac{t_{тер, норм}}{t_{кз}}}, \quad (36.18)$$

при  $t_{кз} < t_{тер, норм}$

$$I_{тер} = I_{тер, норм}$$

Интеграл Джоуля допускается определять по выражению

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_k^2(t) dt = \int_0^{t_{откл}} I_{п}^2(t) dt + \int_0^{t_{откл}} i_a^2(t) dt = B_{k, п} + B_{k, а}, \quad (36.19)$$

где  $B_{k, п}$  – интеграл Джоуля от периодической составляющей тока КЗ;  $B_{k, а}$  – интеграл Джоуля от аperiodической составляющей тока КЗ.

При наличии в сети нескольких источников

$$B_k \leq I_{п0}^2 \left[ t_{откл} + T_{а, эк} \left( 1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_{а, эк}}} \right) \right], \quad (36.20)$$

где  $I_{п0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ;  $T_{а, эк}$  – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от нескольких

источников.

Если  $2t_{откл} \geq T_{а, эк}$ , то

$$B_k \leq I_{п0}^2 (t_{откл} + T_{а, эк}). \quad (36.21)$$

Методика расчета интеграла Джоуля в частных случаях изложена в специальной литературе по данному вопросу.

Термическая стойкость проводников проверяется по условию

$$\vartheta_{кр, доп} \geq \vartheta_k, \quad (36.22)$$

где  $\vartheta_k$  – конечная температура нагрева проводника при КЗ.

Определение температуры  $\vartheta_k$  производится следующим образом.

Уравнение теплового баланса при КЗ

$$i_k^2(t) R_3 dt = C_3 G d\vartheta \quad (36.23)$$

преобразуется к виду

$$\frac{i_k^2(t) \rho_0 (1 + \alpha\vartheta) l}{s} dt = C_0 (1 + \beta\vartheta) \lambda s l d\vartheta$$

и после интегрирования в соответствующих пределах

$$\int_0^{t_{откл}} \frac{i_k^2(t) dt}{s^2} = \int_{\vartheta_n}^{\vartheta_k} \frac{C_0 (1 + \beta\vartheta)}{\rho_0 (1 + \alpha\vartheta)} \lambda d\vartheta$$

дает решение в следующем виде:

$$\frac{B_k}{s^2} = A_k - A_n, \quad (36.24)$$

где  $\rho_0$  – удельное сопротивление материала проводника;  $R_3$  – активное сопротивление проводника при температуре  $\vartheta$ ;  $C_3$  – удельная теплоемкость проводника при температуре  $\vartheta$ ;  $G$  – масса проводника;  $\alpha$  – температурный коэффициент удельного сопротивления;  $s$  – сечение проводника;  $l$  – длина проводника;  $C_0$  – удельная теплоемкость материала проводника;  $\beta$  – температурный коэффициент удельной теплоемкости;  $\lambda$  – плотность материала проводника;  $\vartheta_n$  – начальная температура проводника до КЗ;  $\vartheta_k$  – конечная температура проводника во время КЗ;  $A_k$  – значение интеграла при верхнем пределе;  $A_n$  – значение интеграла при нижнем пределе.

Зная  $\vartheta_n$ , по кривым рис. 36.38 для проводника с соответствующим материалом находят  $A_n$  и по выражению (36.24)  $A_k$ :

$$A_k = A_n + \frac{B_k}{s^2}.$$

Далее вновь по рис. 36.38 при известном значении  $A_k$  находят температуру  $\vartheta_k$  и сопоставляют ее по (36.22) с кратковременно допустимой температурой проводника при КЗ.

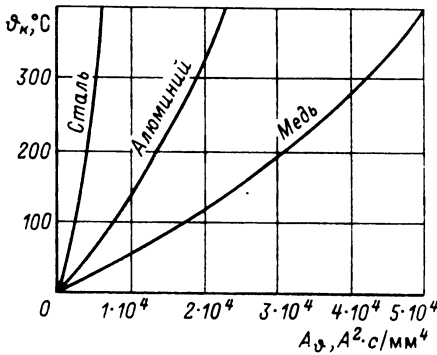


Рис. 36.38. Кривые для определения конечной температуры нагрева проводников из разного материала при КЗ

Если принять, что до КЗ проводник был полностью загружен и его температура была  $\theta_{дл.доп}$ , а при КЗ он нагрелся до температуры  $\theta_{кр.доп}$ , то очевидно, что его сечение будет минимально допустимым сечением по условиям термической стойкости:

$$S_{терм} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{\theta, доп} - A_{\theta, дл. доп}}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \tag{36.25}$$

где  $C_T$  — коэффициент, значения которого приведены ниже:

$$C_T, A \cdot c^{1/2} / мм^2$$

Шины медные . . . . .	170
Шины алюминиевые . . . . .	90
Шины стальные при $\theta_{кр. доп} = 400^\circ C$	70
Шины стальные при $\theta_{кр. доп} = 300^\circ C$	60
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 10 кВ:	
с медными жилами . . . . .	140
с алюминиевыми жилами . . . . .	90
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 20—220 кВ:	
с медными жилами . . . . .	105
с алюминиевыми жилами . . . . .	70
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией:	
с медными жилами . . . . .	120
с алюминиевыми жилами . . . . .	75
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией:	
с медными жилами . . . . .	103
с алюминиевыми жилами . . . . .	65

Реальное сечение проводника должно удовлетворять условию

$$S \geq S_{терм} \tag{36.26}$$

На практике обычно решается одна из задач:

а) при известных параметрах проводника цепи проверяется его термическая стойкость при КЗ по выражению (36.22);

б) при известных значениях тока КЗ в цепи и температур нагрева проводника определяется его термически стойкое сечение по выражению (36.26).

**Проверка на коммутационную способность**

На коммутационную способность проверяются все коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, плавкие предохранители, разъединители, автоматы, контакторы, магнитные пускатели, рубильники и т. п.).

Наиболее сложна процедура проверки высоковольтных выключателей на коммутационную способность. Она состоит в следующем. Проверяется соблюдение условий:

$$I_{откл. ном} \geq I_{ит}; \tag{36.27}$$

$$i_{а, ном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{откл. ном} \geq i_{ат}. \tag{36.28}$$

Если условие (36.27) выполняется, а условие (36.28) не выполняется, то проверку выключателей на коммутационную способность допускается производить по выражению

$$\sqrt{2} (1 + \beta_{ном}) I_{откл. ном} \geq i_{кт}. \tag{36.29}$$

Затем проверяются условия:

$$u_{в, ном} \geq u_{в}; \tag{36.30}$$

$$I_{вкл. ном} \geq I_{п0}; \tag{36.31}$$

$$i_{вкл. ном} \geq i_{уд}, \tag{36.32}$$

где  $I_{откл. ном}$  — номинальный ток отключения выключателя (действующее значение периодической составляющей тока);  $I_{ит}$  — действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент  $t$  начала расхождения дугогасительных контактов выключателя;  $i_{а, ном}$  — нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения;  $\beta_{ном}$  — нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения (определяется по рис. 36.39);  $i_{кт}$  — расчетное мгновенное значение тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя  $t$ ;  $I_{вкл. ном}$  — расчетное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент  $t$ ;  $i_{ат}$  — расчетное значение аperiodической составляющей тока КЗ в цепи в момент  $t$ ;  $u_{в}$  — собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя при отключении расчетного КЗ в цепи;  $u_{в, ном}$  — нормированное значение собственного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя при отключении КЗ в цепи;  $I_{вкл. ном}$  — нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя;  $i_{вкл. ном}$  — нор-



Таблица 36.12

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Выключатель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети, ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}}$ $I_{\text{пг, доп}} > I_{\text{пг, расч}} \text{ (при допустимости перегрузки выключателя)}$ $I_{\text{вкл, ном}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{вкл, ном}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр, скв}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр, скв}} = i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер, ном}} t_{\text{тер, ном}} > B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а, ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл, ном}} \geq i_{\text{ат}}$ <p>Для установки, где</p> $\sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл, ном}} < i_{\text{ат}}, \text{ допускается выполнение условия:}$ $\sqrt{2} (1 + \beta_{\text{ном}}) I_{\text{откл, ном}} > i_{\text{кт}} = \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$ <p>Далее проверяется</p> $u_{\text{в, ном}} > u_{\text{в}}$
Разъединитель	$U_{\text{ном}} > U_{\text{сети, ном}}$ $I_{\text{ном}} > I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}}$ $I_{\text{пр, скв}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр, скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр, тер}} t_{\text{пр, тер}} = I_{\text{тер, ном}} t_{\text{тер, ном}} > B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл, ном}} > I_{\text{рабт}} \text{ (допускается в строго оговоренных частных случаях)}$
Отделитель	$U_{\text{ном}} > U_{\text{сети, ном}}$ $I_{\text{ном}} > I_{\text{прод, расч}}$ $i_{\text{пр, скв}} = i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер, ном}} t_{\text{тер, ном}} > B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл, ном}} > I_{\text{рабт}} \text{ (допускается в строго оговоренных частных случаях)}$
Короткозамыкатель	$U_{\text{ном}} > U_{\text{сети, ном}}$ $i_{\text{пр, скв}} = i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер, ном}} t_{\text{тер, ном}} > B_{\text{к}}$
Предохранитель	$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети, ном}}$ $I_{\text{ном}} > I_{\text{прод, расч}}$ $I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{пр, ож}}$ <p>Соответствие время-токовой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи</p>
Выключатель нагрузки	$U_{\text{ном}} > U_{\text{сети, ном}}$ $I_{\text{ном}} > I_{\text{прод, расч}}$ $i_{\text{вкл}} > i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр, скв}} = I_{\text{скв, ном}} > I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр, скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер, ном}} t_{\text{тер}} > B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл, ном}} = I_{\text{ном}} > I_{\text{рабт}}$

Продолжение табл. 36.12

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Выключатель нагрузки	В отдельных случаях $I_{откл, ном} > I_{ном}$ (соотношение указывается изготовителем в эксплуатационных документах). Соответствие время-токовой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи (при установке выключателя нагрузки последовательно с предохранителем)
Разрядник	$U_{ном} = U_{сети, ном}$ $u_{проб} < u_{доп, расч}$ $u_{ост, нб} < u_{доп, расч}$ $i_{сопр, доп} = i_{откл} \geq i_{сопр, расч}$
Трансформатор тока	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод, расч}$ $i_{дин} = k_{дин} \sqrt{2} I_{ном} \geq i_{уд}$ $I_{тер, норм}^2 t_{тер, норм} = (k_{тер} I_{ном})^2 t_{тер, норм} \geq B_k$ $Z_{2ном} > Z_{2расч} \approx r_{2расч}$ (в необходимом классе точности)
Трансформатор напряжения	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $S_{ном} > S_{2расч}$ (в необходимом классе точности) $S_{пред} = S_{тах} > S_{2нб}$ (в режиме наибольшей отдаваемой мощности)
Опорный изолятор	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $F_{доп} = 0,6 F_{разр} \geq F_{расч}$ (для одиночных изоляторов) $F_{доп} = F_{разр} \geq F_{расч}$ (для спаренных изоляторов)
Проходной изолятор	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод, расч}$ $F_{доп} = 0,6 F_{разр} \geq F_{расч}$
Реактор	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод, расч}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_{тер, норм} \sqrt{t_{тер, норм}} \geq \sqrt{B_k}$ $x_p \geq x_{p, расч}$ (определяется по условиям необходимого ограничения токов КЗ и предельно допустимой потери напряжения на реакторе в нормальном режиме работы)
Автомат	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод, расч}$ $i_{вкл, нб} \geq i_{уд}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $(I_{тер, норм}^2 t_{тер, норм}) \geq B_k$ $I_{откл, нб} \geq I_{птож}$
Контактор	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод, расч}$ $P_{подкл, доп} \geq P_{подкл, расч}$
Магнитный пускатель	$U_{ном} \geq U_{сети, ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод, расч}$ $P_{подкл, доп} \geq P_{подкл, расч}$

Продолжение табл. 36.12

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Рубильник	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети, ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод, расч}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер, норм}}^2 \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл, норм}} \geq I_{\text{рабт}}$ (в случае, если рубильник имеет дугогасительные камеры или разрывные контакты)
Шина, провод неизолированный	$s \approx s_{\text{ж}} = I_{\text{норм, расч}} / J_{\text{ж}}$ (за исключением сборных шин электроустановок, сетей напряжением до 1 кВ с $T_{\text{нб}} < 4000 + 5000$ ч. сетей временных сооружений и ответвлений к электроприемникам напряжением до 1 кВ, к резисторам, реакторам и т. п.). Сечение проводников воздушных линий 330–1150 кВ выбирается по экономическим интервалам $I_{\text{дл, доп}} = I_{\text{прод, доп}} \geq I_{\text{прод, расч}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $\vartheta_{\text{кр, доп}} > \vartheta_{\text{к}}$ или $s \geq s_{\text{тер min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}$
Кабель, провод изолированный	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети, ном}}$ $s \approx s_{\text{ж}} = \frac{I_{\text{норм, расч}}}{J_{\text{ж}}}$ $I_{\text{дл, доп}} = I_{\text{прод, доп}} \geq I_{\text{прод, расч}}$ $I_{\text{пг, доп}} > I_{\text{пг, расч}}$ $\vartheta_{\text{кр, доп}} \geq \vartheta_{\text{к}}$ или $s \geq s_{\text{тер min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}$
Закрытый шинный токопровод	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети, ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод, расч}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер, норм}}^2 \geq B_{\text{к}}$

Примечания: 1. В правых частях неравенств величины  $I_{\text{п0}}$ ,  $i_{\text{уд}}$ ,  $B_{\text{к}}$ ,  $I_{\text{пт}}$ ,  $i_{\text{ат}}$ ,  $u_{\text{в}}$ ,  $I_{\text{п0, ож}}$ ,  $I_{\text{пт, ож}}$ ,  $\vartheta_{\text{к}}$  должны быть представлены расчетными значениями, т. е. наибольшими в условиях конкретной установки или цепи.

2. В таблице приняты следующие обозначения:  $I_{\text{п0, ож}}$  — действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в начальный момент;  $I_{\text{пт, ож}}$  — действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппарата;  $I_{\text{рабт}}$  — рабочий ток цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппарата;  $u_{\text{проб}}$  — импульсное пробивное напряжение разрядника;  $u_{\text{ост, нб}}$  — наибольшее остающееся напряжение на разряднике при прохождении через него тока;  $u_{\text{доп, расч}}$  — допустимое расчетное напряжение на изоляции элементов электроустановки, защищаемых данным разрядником;  $i_{\text{сопр, расч}}$  — расчетное значение сопровождающего тока разрядника;  $i_{\text{сопр, доп}}$  — предельно допустимое значение сопровождающего тока, который разрядник может оборвать;  $P_{\text{подкл, доп}}$  — допустимая мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом;  $P_{\text{подкл, расч}}$  — расчетная мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом;  $T_{\text{нб}}$  — время использования наибольшей нагрузки.

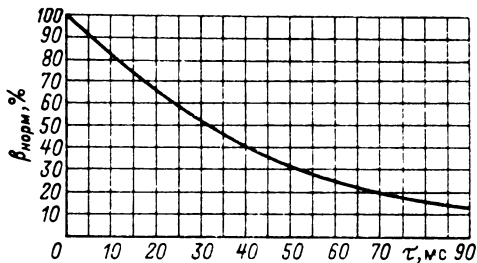


Рис. 36.39. Кривые для определения нормированного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе

мированное мгновенное значение тока включения выключателя;  $I_{п0}$  — начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

Выключатель, удовлетворяющий по своим параметрам условиям (36.27)–(36.32), может быть принят к установке в данной цепи.

#### Сводные данные условий выбора и проверки электрических аппаратов и проводников

Выше изложена общая методика выбора и проверки электрических аппаратов и проводников. Выбор и проверка отдельных видов аппаратов и проводников имеют некоторую специфику и особенности, что отражено в табл. 36.12.

#### Список литературы

- 36.1. **Нормы** технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. М.: Минэнерго СССР, 1980 179 с
- 36.2. **Нормы** технологического проектирования атомных электростанций М.: Минэнерго СССР, 1980. 141 с.
- 36.3. **Нормы** технологического проектирования гидроэлектростанций. М. Минэнерго СССР, 1977. 134 с.

36.4. **Нормы** технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ. 3-е изд. М.: Минэнерго СССР, 1979 40 с

36.5. **Руководящие указания и нормативы** по проектированию развития энергосистем. ВНТП-80. М. Минэнерго СССР, 1981 43 с.

36.6. **Электрическая часть станций и подстанций/** Под ред. А. А. Васильева М.: Энергия, 1980 608 с

36.7. **Крючков И. П., Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б. Н.** Электрическая часть электростанций и подстанций Под ред. Б. Н. Неклепаева. М. Энергия, 1978 456 с.

36.8. **Неклепаев Б. Н.** Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. М.: Энергия, 1978. 152 с

36.9. **Электрическая часть гидроэлектростанций** Главные схемы электрических соединений Г. С. Лисовский, Б. З. Уманский, Б. С. Успенский, М. Э. Хейфиц. Под ред. Б. С. Успенского. М. Энергия, 1965. 368 с.

36.10. **Лисовский Г. С., Хейфиц М. Э.** Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35–750 кВ. М.: Энергия, 1977. 464 с.

36.11. **Фельдман М. Л., Черновец А. К.** Особенности электрической части атомных электростанций Л.: Энергоатомиздат, 1983. 172 с

36.12. **Сборник директивных материалов** Главтехуправления Минэнерго СССР (электротехническая часть), 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985 304 с.

36.13. **Указания** по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками М.: СПО Союзтехэнерго, 1985. 18 с.

36.14. **Ерхан Ф. М., Неклепаев Б. Н.** Токи короткого замыкания и надежность энергосистем. Кишинев: Штиинца, 1985 208 с.

36.15. **Правила** устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985 640 с

36.16. **Двоскин Л. И.** Схемы и конструкции распределительных устройств 3-е изд. М. Энергоатомиздат, 1985 240 с.

36.17. **Околович М. Н.** Проектирование электрических станций. М. Энергоатомиздат, 1982 400 с.

36.18. **Гук Ю. Б., Канган В. В., Петрова С. С.** Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985 312 с.

## РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

### СОДЕРЖАНИЕ

37.1. Введение . . . . .	172	подстанции (КТП) . . . . .	229
Общие сведения и требования (172)		Общие сведения (229) Особенности кон-	
Требования к конструкциям закрытых		струкций КРУ (229). Основные характеристики	
РУ (173). Требования к конструкциям		КРУ 6–10 кВ внутренней установки (229).	
открытых РУ (175).		Основные характеристики КРУ наружной ус-	
37.2. Типовые конструкции закрытых РУ	178	тановки (244). Комплектные РУ с элегазовой	
Закрытые РУ 3–20 кВ (178) Закры-		изоляцией (КРУЭ) (245). Комплектные транс-	
тые РУ 35–220 кВ (187).		форматорные подстанции (247).	
37.3. Типовые конструкции открытых РУ	187	Список литературы . . . . .	252
37.4. Комплексные распределительные ус-			
ройства (КРУ) и трансформаторные			

### 37.1. ВВЕДЕНИЕ

#### Общие сведения и требования

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми (ЗРУ) с расположением оборудования (закрытого, защищенного или открытого) в зданиях и открытыми (ОРУ) с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе. РУ могут быть комплектными для внутренней установки (КРУ) и для наружной установки (КРУН). Промышленность поставляет ячейки комплектных РУ с элегазовой изоляцией (ЯКРУЭ) и комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

При проектировании рекомендуется по возможности шире применять комплектные ячейки 6–10 кВ, комплектные РУ (в том числе КРУЭ), а также отдельные блоки, модули и узлы заводского исполнения.

Закрытые РУ применяются на напряжениях 3–20, а также в частных случаях на 35–220 кВ при ограниченности площадей под РУ, в случае повышенной загрязненности атмосферы и при особо тяжелых климатических условиях (например, Крайний Север): открытые – на 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ.

РУ должны удовлетворять поставленным техническим требованиям в части надежности работы, удобства эксплуатации, безопасности

обслуживания, экологии, возможности расширения, а также противопожарной безопасности. Они должны допускать возможность использования средств механизации для производства ремонтных работ. Выбор той или иной конструкции РУ производится на основании технико-экономических расчетов и сравнений характеристик конкурентоспособных вариантов. РУ выполняются в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Норм технологического проектирования электрических станций и подстанций (НТП), строительных и противопожарных норм, руководящих указаний по проектированию механизации ремонтных работ и других нормативных материалов.

РУ должны выполняться таким образом, чтобы при нормальных условиях работы электроустановки не создавалось явлений, опасных для обслуживающего персонала или приводящих к повреждению оборудования, возникновению КЗ и замыканий на землю. При условиях, отличных от нормальных, должна быть обеспечена локализация повреждений вследствие КЗ. При снятом напряжении с какой-либо цепи должны быть обеспечены безопасный осмотр и смена или ремонт элементов этой цепи без нарушения нормальной работы соседних цепей. Конструкции, на которых закреплено оборудование, должны выдерживать усилия от веса оборудования, ветра, гололеда и электродинамических сил при КЗ. Строительные конструкции, находящиеся вблизи

токоведущих частей, доступные и недоступные для прикосновения обслуживающего персонала, не должны нагреваться выше 50 и 70 °С соответственно.

В РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом для отсоединения в случае необходимости (например, при ремонте) любых аппаратов электрической цепи от сборных шин и других источников напряжения. Должна быть предусмотрена блокировка (электрическая или механическая) между выключателем и разъединителями одной цепи, а также между разъединителями и их заземляющими ножами для предотвращения ошибочных операций. Оперативная блокировка в РУ 3 кВ и выше должна исключать:

включение выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;

включение заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;

отключение и включение отделителей и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата и действующими нормативными документами.

РУ напряжением выше 1000 В должны быть оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими заземление аппаратов и ошиновки без использования переносных заземлений. Ножи окрашиваются в черный цвет, а рукоятки их приводов – в красный.

Разъединители 3 кВ и выше устанавливаются с одним или двумя стационарными заземляющими ножами, сбросиваемыми с основными ножами. В ОРУ, КРУН и в неотопляемых ЗРУ, где температура окружающего воздуха может быть ниже –25 °С, должен быть предусмотрен подогрев масла масляных выключателей. Кроме того, независимо от минимальной температуры должен быть предусмотрен подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей и их агрегатных шкафов.

Шины РУ должны, как правило, выполняться из алюминиевых, сталеалюминиевых и стальных проводов, полос, труб и шин профильного сечения из алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения.

Для снятия механических напряжений в проводниках и изоляторах вследствие температурных деформаций и вибрации должны предусматриваться температурные компенсаторы, ослабление тяжений проводов и т. п.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования долж-

ны иметь высоту для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м, а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, – 1,9 м (при этом сетки должны иметь отверстия размером не менее 10 × 10 мм и не более 25 × 25 мм, а также приспособления для запираания их на замок). В ЗРУ при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов непосредственно за дверью допускается применение съемных барьеров на высоте 1,2 м для обеспечения безопасного осмотра камер при наличии напряжения на токоведущих частях.

Металлические конструкции РУ и подстанций, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций должны быть защищены от коррозии.

### Требования к конструкциям закрытых РУ

Расстояния в свету между изолированными токоведущими частями разных фаз, расстояния от изолированных токоведущих частей до заземленных конструкций и ограждений, до пола и земли, а также между неогражденными токоведущими частями разных цепей должны быть не менее приведенных в табл. 37.1 применительно к рис. 37.1.

При токах трехфазного КЗ более 20 кА гибкие шины в ЗРУ следует проверять на их сближение под действием токов КЗ. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним должны быть помещены в камеры или ограждены сетками и т. п. Неизолированные токоведущие части вне камер, расположенные над полом на расстоянии меньше *D*, должны ограждаться сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м. Токоведущие части, находящиеся выше ограждений на расстоянии до 2,3 м от пола, но меньше *D*, должны располагаться от ограждения на расстоянии *B*. Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена на расстоянии 2,2 м и более от пола, разрешается не ограждать, если выполнены изложенные выше требования. Применение барьеров для ограждения токоведущих частей в открытых камерах не допускается. Неогражденные неизолированные токоведущие части различных цепей, находящиеся от пола на высоте больше *D*, должны быть расположены на таком расстоянии друг от друга, чтобы при отключении какой-либо цепи (например, секции шин) обслуживание ее было безопасно при наличии напряжения на соседних цепях; в частности, между неогражденными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора

Таблица 37.1. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ

Рисун- ок 37.1	Расстояние	Обозна- чение	Изоляционные расстояния, мм, для номинального напряжения, кВ							
			3	6	10	20	35	110	150	220
<i>a</i>	От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	<i>A<sub>ф-г</sub></i>	65	90	120	180	290	700	1100	1700
<i>a</i>	Между проводниками разных фаз	<i>A<sub>ф-ф</sub></i>	70	100	130	200	320	800	1200	1800
<i>б</i>	От токоведущих частей до сплошных ограждений	<i>B</i>	95	120	150	210	320	730	1130	1730
<i>в</i>	От токоведущих частей до сетчатых ограждений	<i>B</i>	165	190	220	280	390	800	1200	1800
<i>в</i>	Между неогражденными токоведущими частями разных цепей	<i>Г</i>	2000	2000	2000	2200	2200	2900	3300	3800
<i>г</i>	От неогражденных токоведущих частей до пола	<i>Д</i>	2500	2500	2500	2700	2700	3400	3700	4200
<i>г</i>	От неогражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами	<i>Е</i>	4500	4500	4500	4750	4750	5500	6000	6500
<i>ж</i>	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	<i>Ж</i>	80	110	150	220	350	900	1300	2000

обслуживания, должно быть расстояние не меньше *Г*.

Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать удобное обслуживание электроустановки и перемещение оборудования и должна быть (в свету между ограждениями) не менее 1 м при одностороннем и 1,2 м — при двустороннем расположении оборудования. Ширина коридора управления, где находятся приводы выключателей или разъединителей, соответственно должна быть 1,5 и 2 м. При длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора при двустороннем обслуживании до 1,8 м. Ширина взрывного коридора должна быть не менее 1,2 м. Допускается местное сужение коридора строительными конструкциями не более чем на 0,2 м.

Количество выходов из ЗРУ наружу или в другие помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями зависит от длины ЗРУ: при длине до 7 м — один выход, при длине 7—60 м — два выхода по концам; допускается располагать выходы из РУ на расстоянии до 7 м от его торцов; при длине более 60 м — два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридора РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открывае-

мые без ключа со стороны РУ. Взрывные коридоры большой длины следует разделять несгораемыми перегородками огнестойкостью не менее 1 ч на отсеки длиной не более 60 м.

Баковые масляные выключатели с количеством масла более 60 кг должны устанавливаться в отдельных взрывных камерах с выходом наружу или во взрывной коридор. Баковые масляные выключатели с количеством масла 25—60 кг могут устанавливаться как во взрывных, так и в открытых камерах. В последнем случае, а также при выходе камеры во взрывной коридор выключатели должны выбираться с 20%-ным запасом по номинальному току отключения. Баковые масляные выключатели с количеством масла до 25 кг, маломасляные выключатели, а также выключатели без масла следует устанавливать в открытых камерах. При установке маломасляных выключателей с количеством масла на один полюс более 60 кг в каждой камере должен предусматриваться порог, рассчитанный на удержание полного объема масла. Выключатели, устанавливаемые в открытых камерах, должны быть отделены друг от друга перегородками. Такими же перегородками или металлическими щитами они должны быть отделены от привода. Верхняя кромка перегородки или щита должна быть на высоте не менее 1,9 м от пола. При установке воздушных

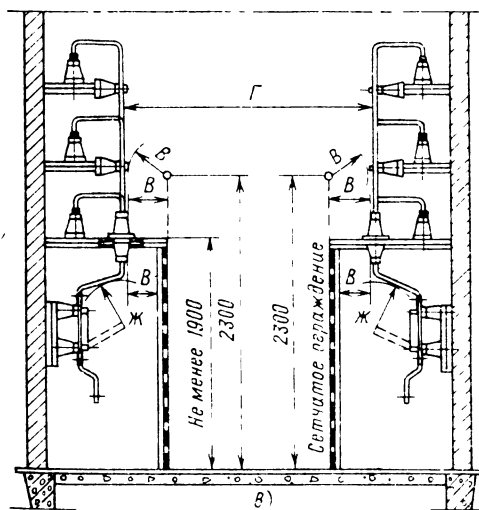
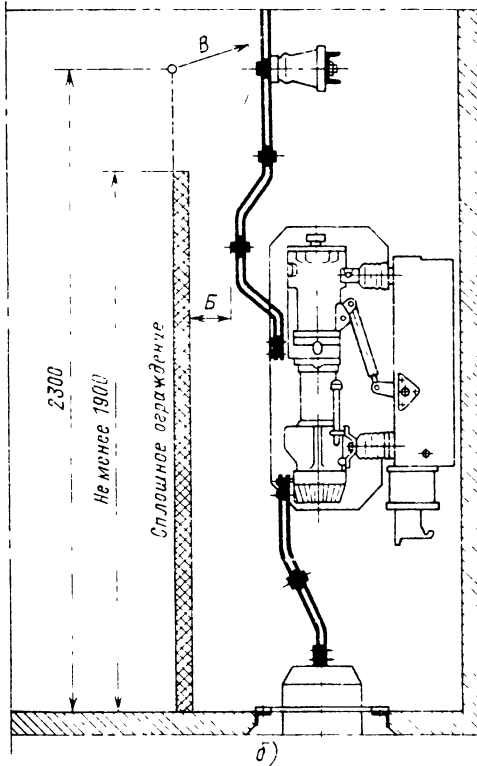
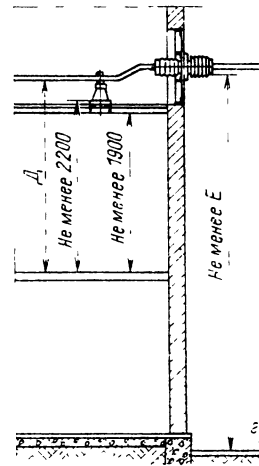
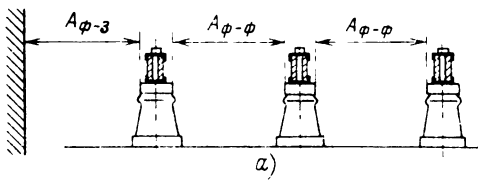


Рис 37.1. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ

выключателей защитный щит не требуется. При установке в РУ трансформаторов, выключателей и других маслонаполненных аппаратов со значительным объемом масла в зависимости от количества масла и расположения указанных элементов (1-й, 2-й этаж и т. д.) согласно ПУЭ в их камерах выполняются приемки, пороги, пандусы, маслоприемники или маслоотводы в дренажную систему.

Реакторы устанавливаются в камерах, размеры которых определяются условиями монтажа, удобством размещения реакторов и шин, условиями нагрева металлических и железобетонных конструкций в магнитном поле реактора. Вентиляция помещений трансформаторов и реакторов должна обеспечивать отвод выделяемого ими тепла с тем, чтобы при номинальной нагрузке (с учетом перегрузочной способности) и при максимальной расчетной температуре окружающей среды их нагрев не превышал максимально допустимых значений. Взрывные коридоры, а также коридоры для обслуживания открытых камер или КРУ, содержащих оборудование, залитое маслом или компаундом, должны быть оборудованы специальной аварийной вытяжной вентиляцией, включаемой извне, не связанной с другими вентиляционными устройствами и рассчитанной на пятикратный обмен воздуха в час.

**Требования к конструкциям открытых РУ**

Расстояния в свету от жестких токоведущих частей до различных элементов ОРУ должны быть не менее приведенных в табл. 37.2 применительно к рис. 37.2. При гибких



Таблица 37.2. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Рисунок 37.2	Расстояние	Обозначение	Изоляционные расстояния, мм, для номинального напряжения, кВ							
			до 10	20	35	110	150	220	330	500
а, б, в	От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	$A_{\phi-з}$	200	300	400	900	1300	1800	2500	3750
а, б	Между проводниками разных фаз	$A_{\phi-\phi}$	220	330	440	1000	1400	2000	2800	4200
в, д, и	От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой до 1,6 м и до габаритов транспортируемого оборудования	$B$	950	1050	1150	1650	2050	2550	3250	4500
е	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	$B$	950	1050	1150	1650	2050	3000	4000	5000
г, к	От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	$\Gamma$	2900	3000	3100	3600	4000	4500	5000	6450
ж, з, к	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней крошки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	$D$	2200	2300	2400	2900	3300	3800	4500	5750
и	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	$Ж$	240	365	485	1100	1550	2200	3100	4600

Примечания: 1 Для элементов изоляции, находящихся под распределенным потенциалом, изоляционные расстояния следует принимать с учетом фактических значений потенциалов в разных точках поверхности. При отсутствии данных о распределении потенциала следует условно принимать прямолнейный закон падения потенциала вдоль изоляции от полного номинального напряжения (со стороны токоведущих частей) до нуля (со стороны заземленных частей).

2. Расстояние от токоведущих частей или от элементов изоляции (со стороны токоведущих частей), находящихся под напряжением, до габаритов трансформаторов, транспортируемых по железнодорожным путям, уложенным на бетонном основании сооружений гидроэлектростанций, допускается принять менее размера  $B$ , но не менее размера  $A_{\phi-з}$ .

3. Расстояния  $A_{\phi-з}$  и  $A_{\phi-\phi}$  в электроустановках напряжением 220 кВ и выше, расположенных на высоте более 1000 м над уровнем моря, должны быть увеличены в соответствии с требованиями ГОСТ 1516 1-76.

шинах расстояния в свету между токоведущими и заземленными частями при их расположении в одной горизонтальной плоскости должны быть не менее:

$$(A_{\phi-з})_r = A_{\phi-з} + a; \quad (A_{\phi-\phi})_r = A_{\phi-\phi} + a,$$

где  $a = f \sin \alpha$ ;  $f$  — стрела провеса провода, м, при  $15^\circ \text{C}$ ;  $\alpha = \arctg P/Q$ ;  $P$  — давление (скоростной напор) ветра на провод, Н/м;  $Q = mg$  — вес провода, Н/м;  $m$  — масса провода, кг/м;  $g$  — ускорение свободного падения м/с<sup>2</sup>.

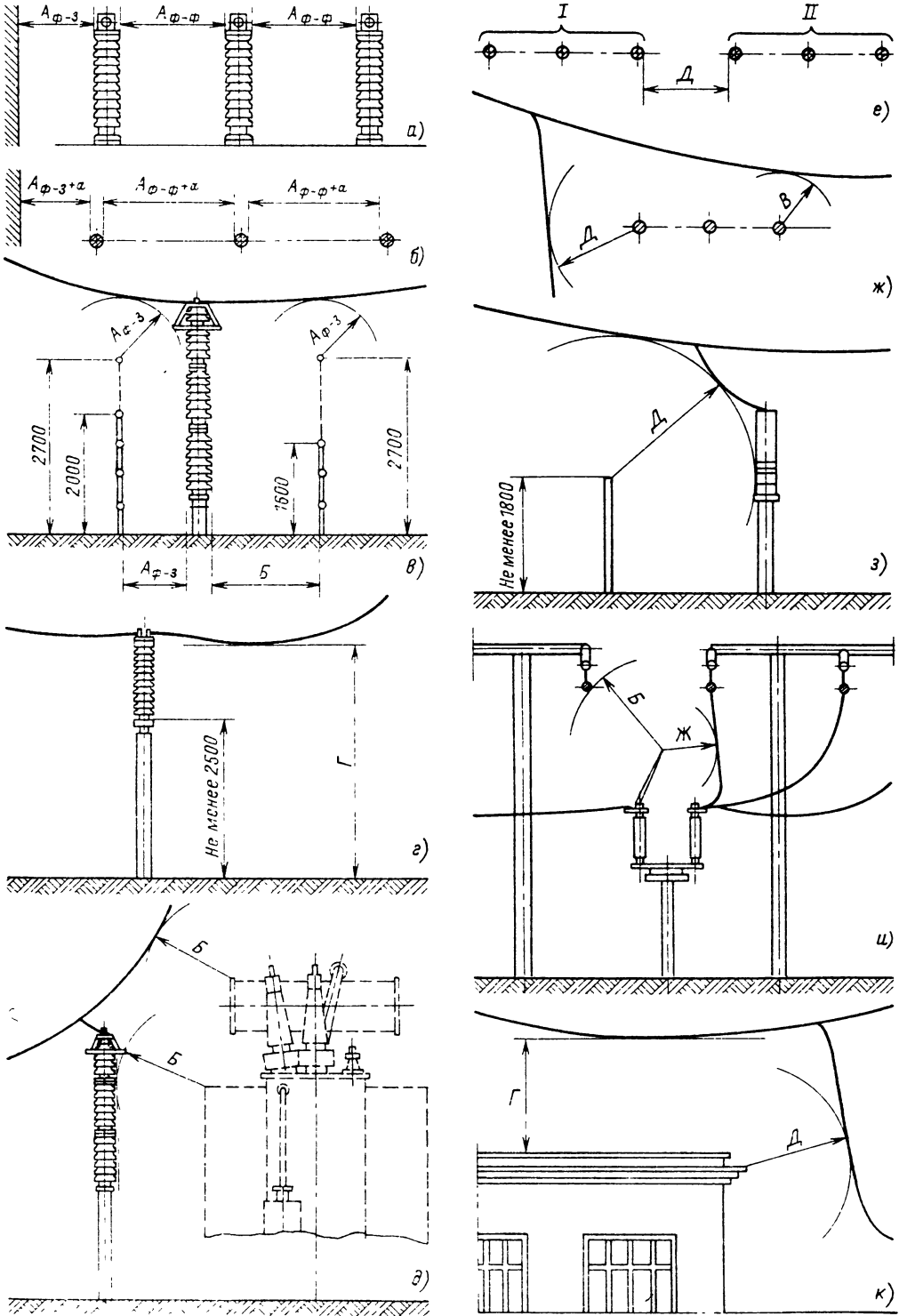


Рис 37.2 Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Скорость ветра принимается равной 60% учтенной при расчете строительных конструкций. При токах трехфазного КЗ 20 кА и более гибкие шины следует проверять на возможность схлестывания или опасного в отношении пробоя сближения в результате динамического воздействия токов КЗ. В ОРУ 110 кВ и выше должен быть предусмотрен с габаритом (4 × 4) м проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Расстояние от неогражденных токоведущих частей до габаритного очертания машин, механизмов и транспортируемого оборудования должно быть не менее Б.

Соединение гибких проводников в пролетах должно выполняться опрессовкой, а соединение в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете (без разрезания провода) и присоединение к аппаратным выводам — сваркой или опрессовкой. Пайка и скрутка проводов не допускаются. Болтовые соединения допускаются только на аппаратных выводах и на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также на временных установках, когда применение неразъемных соединений требует большого объема работ по перемонтажу шин.

Гирлянды изоляторов для подвески шин в ОРУ могут быть одноцепными. Если одноцепная гирлянда не удовлетворяет условиям стойкости к механическим нагрузкам, то следует применять двухцепную гирлянду.

При определении нагрузок на элементы РУ должны учитываться вес элементов, нагрузка от ветра и гололеда и механические напряжения при изменении температуры. ОРУ должны выполняться с учетом требований взрывобезопасности (при наличии складов водорода) и пожаробезопасности (при наличии маслонаполненного оборудования).

Для предотвращения растекания масла и локализации пожара при повреждениях масло-

наполненных силовых трансформаторов и реакторов с количеством масла более 1000 кг в единице (баке) и баковых выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники, удовлетворяющие соответствующим требованиям ПУЭ.

Токоограничивающие реакторы наружной установки 6–10 кВ устанавливаются у стены ЗРУ, а шунтирующие реакторы — на территории ОРУ.

## 37.2. ТИПОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ЗАКРЫТЫХ РУ

### Закрытые РУ 3–20 кВ

Для напряжения 6–10 кВ наибольшее распространение на практике получили сборные модульные и комплектные распределительные устройства. Для систем с. н. электростанций 3–10 кВ, как правило, применяются комплектные распределительные устройства. На напряжениях 10–24 кВ экранированными токопроводами выполняются соединения между мощными генераторами и блочными трансформаторами с ответвлениями к трансформаторам с. н. (возможны также ответвления для питания потребителей местной сети 6–10 кВ).

Ниже приведены схемы заполнения, планы и разрезы характерных типовых конструкций ЗРУ.

Распределительное устройство 6–10 кВ без реакторов на отходящих линиях (рис. 37.3) выполнено одноэтажным с двухрядной установкой ячеек КРУ, с одним коридором и двумя отсеками по числу секций. Выводы отходящих кабельных линий осуществляются в трубах, выходящих из ячеек наружу в соответствующую сторону от здания РУ. Ввод от трансформаторов осуществляется через проходные изоляторы в наружной стене здания. Пролет здания 6 м.

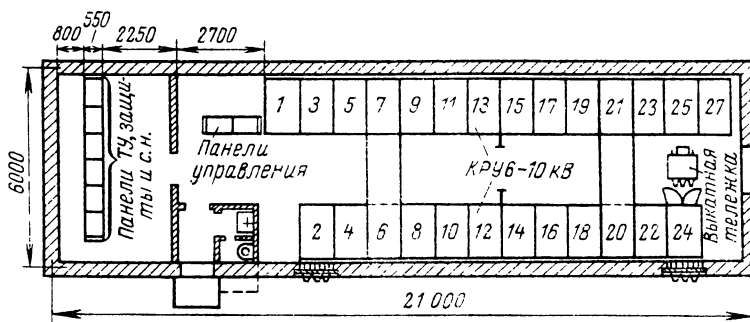


Рис. 37.3. План РУ 6–10 кВ с КРУ

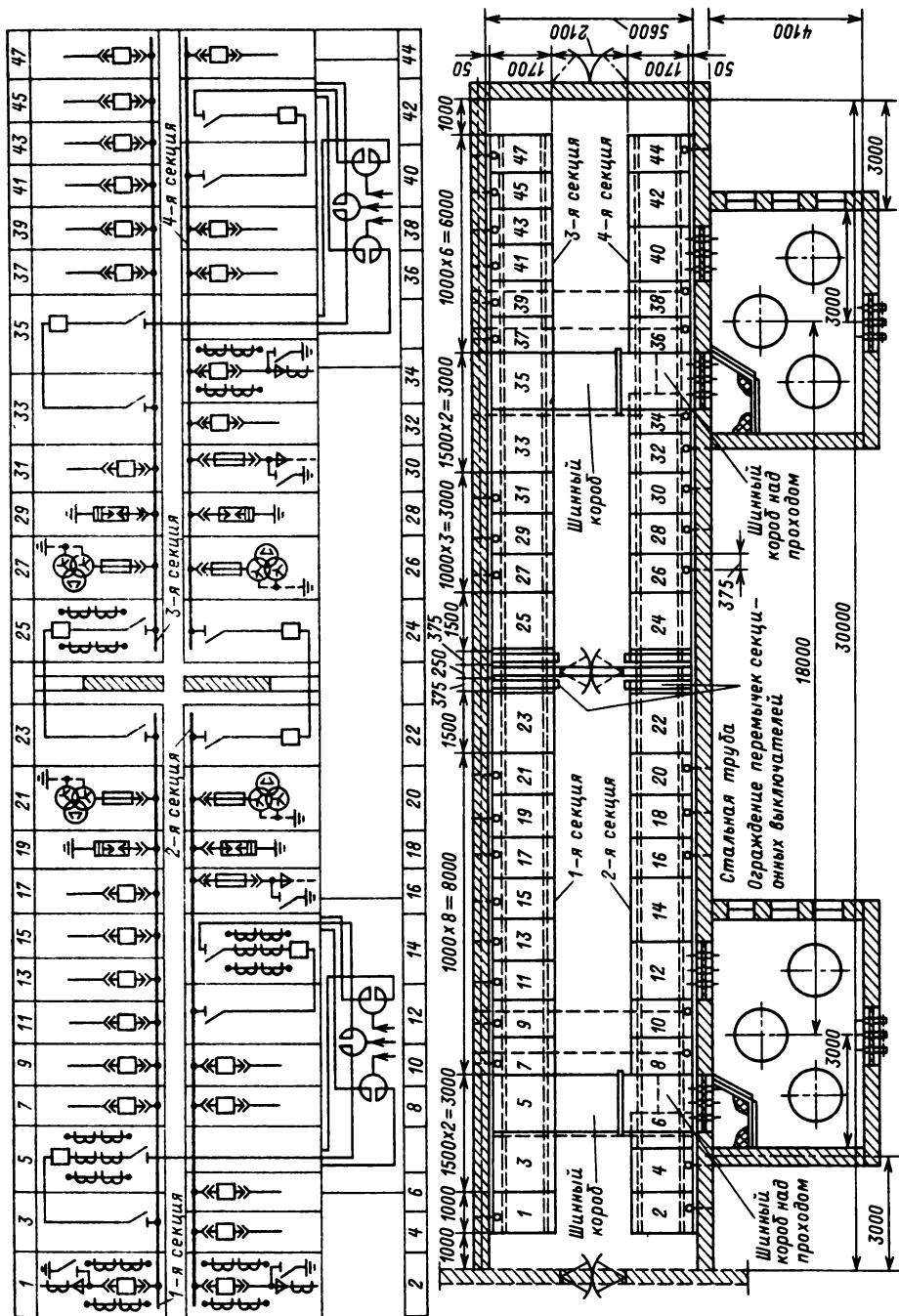


Рис. 37.4. РУ 6-10 кВ понижающей подстанции с групповыми шинными реакторами и КРУ.

а - схема заполнения, б - план

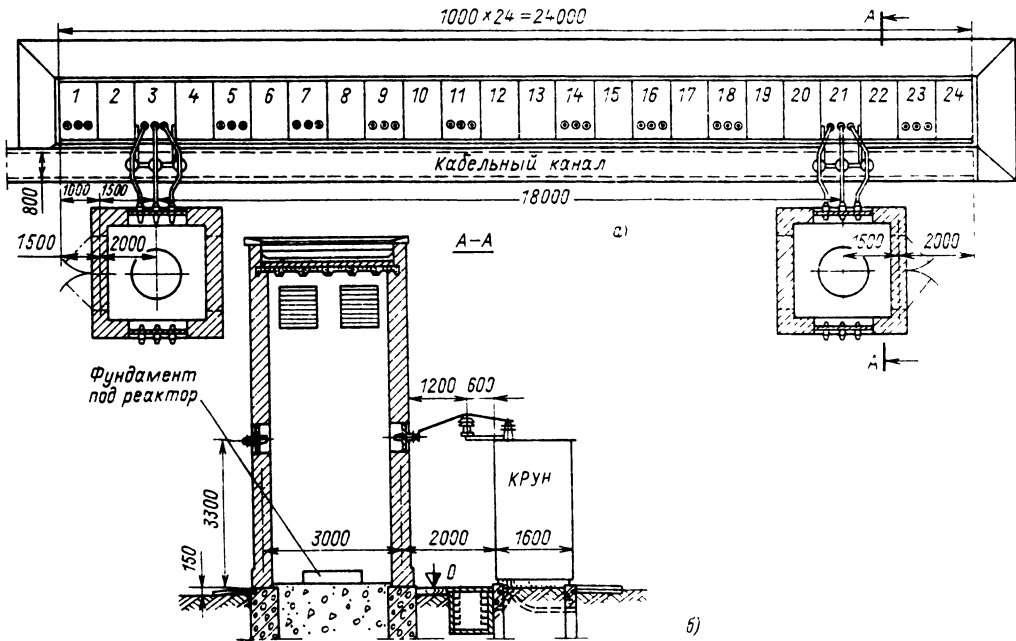


Рис. 37.5. РУ 6–10 кВ понижающей подстанции с групповыми одинарными реакторами и КРУН:  
а – план; б – поперечный разрез

РУ 6–10 кВ понижающей подстанции с групповыми сдвоенными реакторами (рис. 37.4) выполнено одноэтажным с двухрядной установкой ячеек КРУ с четырьмя секциями, одним коридором и двумя отсеками. Групповые реакторы устанавливаются в пристройках к зданию РУ. Для доступа в реакторное помещение между ячейками 6 и 8, а также 34 и 36 имеются проходы. Кабельные линии непосредственно из ячеек КРУ выводятся наружу. Пролет здания 6 м.

РУ 6–10 кВ понижающей подстанции с групповыми одинарными реакторами и КРУН (рис. 37.5) выполнено с установкой реакторов в отдельно стоящих будках и с применением ячеек КРУН. В случае установки реакторов для наружной установки необходимость в будках отпадает. Кабельный канал располагается между будками и ячейками КРУН.

Генераторное распределительное устройство (ГРУ) 6–10 кВ с одной системой сборных шин (рис. 37.6) на ударный ток 300 кА выполнено одноэтажным; пролет здания 18 м, имеются три прохода. В центральной части здания расположены блоки сборных шин и шинных разъединителей, далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения.

У стены здания расположены ячейки КРУ. Имеются два подземных кабельных туннеля и два вентиляционных канала. Ячейки ГРУ рассчитаны на установку выключателей МГ-20, шаг ячеек 3 м.

ГРУ 6–10 кВ с одной системой сборных шин (рис. 37.7) на ударный ток 300 кА выполнено одноэтажным. Оно разработано в трех вариантах для ТЭЦ с четырьмя генераторами по 60 МВт: I – с групповыми реакторами; II – с групповыми реакторами и мощными токопроводами; III – с групповыми и индивидуальными реакторами. Компонировочное решение подобно принятому в предыдущей схеме. Шаг ячейки 3 м, пролет здания 18 м.

ГРУ 6–10 кВ с двумя системами сборных шин, двухэтажное, с тремя коридорами на каждом этаже (рис. 37.8), рассчитано на ударный ток 300 кА. Пролет здания 15 м, шаг по длине 6 м, шаг для ячеек 2,4 м. Блоки шин и шинных разъединителей расположены на 2-м этаже, выключатели (МГ-10 и МГ-20), секционные (до 4 кА) и групповые линейные реакторы (до 1,5 кА) – на 1-м этаже. Ячейки КРУ примыкают к ячейкам реакторов. Имеются два подземных кабельных туннеля.

Более совершенное ГРУ 6–10 кВ (исполнение на 10 кВ), двухэтажное, с двумя системами сборных шин, изображено на рис. 37.9.

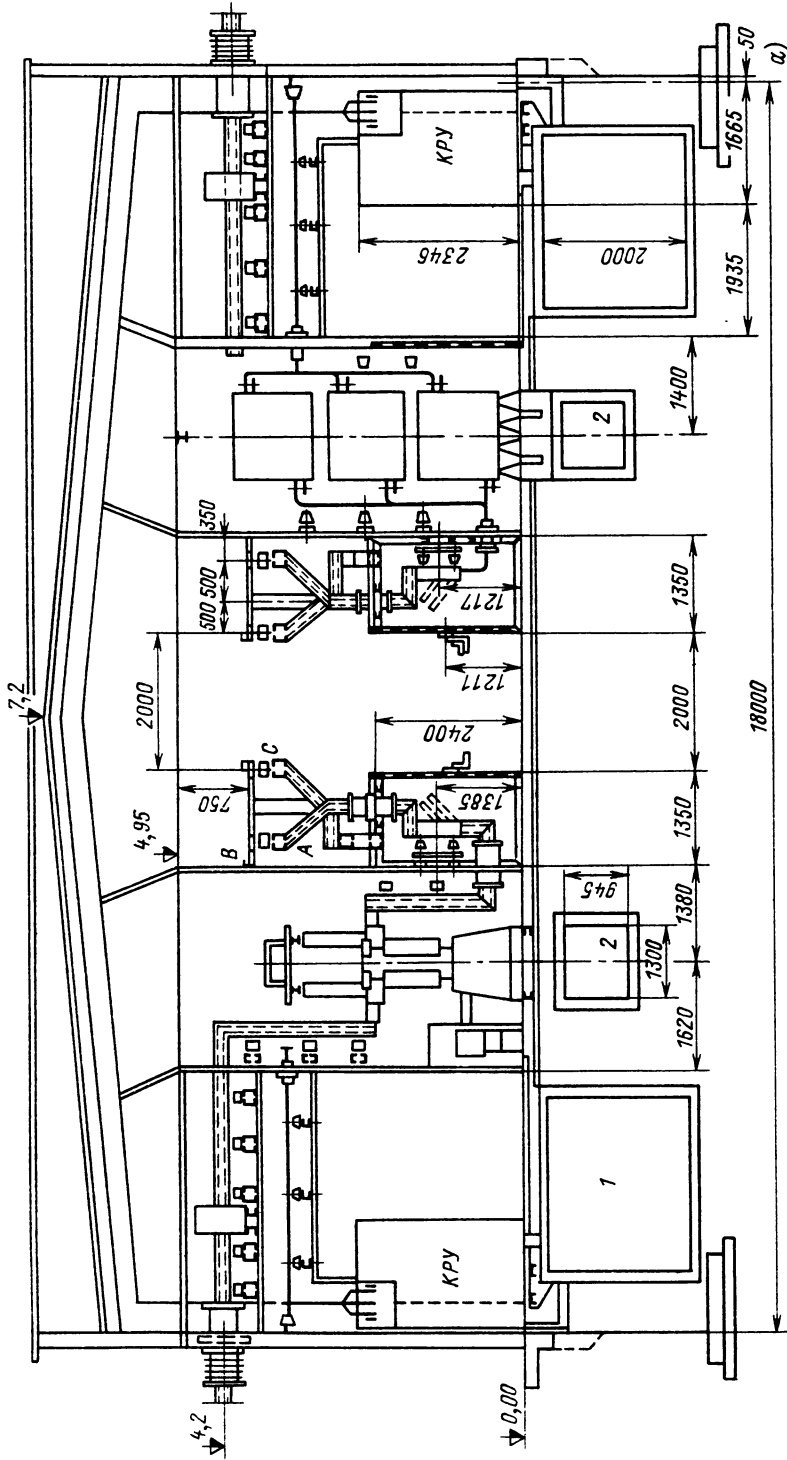


Рис. 37.6. ГРУ 6–10 кВ одноэтажное с одной системой сборных шин:  
 а – поперечный разрез, б – схема заполнения

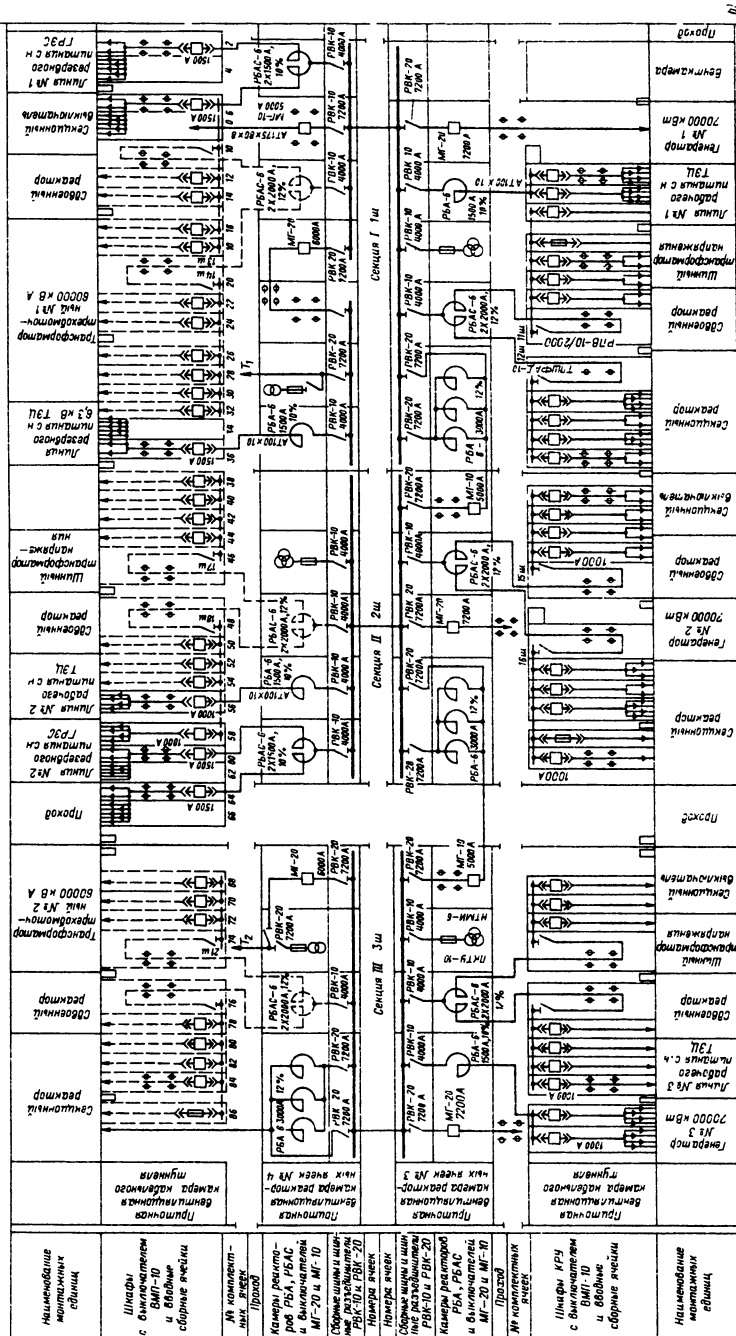


Рис. 37.6. Продолжение

Линия №1 монтажные соединения	Линия №2 камера камеры камеры	Линия №3 камера камеры	Линия №4 камера камеры	Линия №5 камера камеры	Линия №6 камера камеры	Линия №7 камера камеры	Линия №8 камера камеры	Линия №9 камера камеры	Линия №10 камера камеры	Линия №11 камера камеры	Линия №12 камера камеры	Линия №13 камера камеры	Линия №14 камера камеры	Линия №15 камера камеры	Линия №16 камера камеры	Линия №17 камера камеры	Линия №18 камера камеры	Линия №19 камера камеры	Линия №20 камера камеры	Линия №21 камера камеры	Линия №22 камера камеры	Линия №23 камера камеры	Линия №24 камера камеры	Линия №25 камера камеры	Линия №26 камера камеры	Линия №27 камера камеры	Линия №28 камера камеры	Линия №29 камера камеры	Линия №30 камера камеры	Линия №31 камера камеры	Линия №32 камера камеры	Линия №33 камера камеры	Линия №34 камера камеры	Линия №35 камера камеры	Линия №36 камера камеры	Линия №37 камера камеры	Линия №38 камера камеры	Линия №39 камера камеры	Линия №40 камера камеры	Линия №41 камера камеры	Линия №42 камера камеры	Линия №43 камера камеры	Линия №44 камера камеры	Линия №45 камера камеры	Линия №46 камера камеры	Линия №47 камера камеры	Линия №48 камера камеры	Линия №49 камера камеры	Линия №50 камера камеры	Линия №51 камера камеры	Линия №52 камера камеры	Линия №53 камера камеры	Линия №54 камера камеры	Линия №55 камера камеры	Линия №56 камера камеры	Линия №57 камера камеры	Линия №58 камера камеры	Линия №59 камера камеры	Линия №60 камера камеры	Линия №61 камера камеры	Линия №62 камера камеры	Линия №63 камера камеры	Линия №64 камера камеры	Линия №65 камера камеры	Линия №66 камера камеры	Линия №67 камера камеры	Линия №68 камера камеры	Линия №69 камера камеры	Линия №70 камера камеры	Линия №71 камера камеры	Линия №72 камера камеры	Линия №73 камера камеры	Линия №74 камера камеры	Линия №75 камера камеры	Линия №76 камера камеры	Линия №77 камера камеры	Линия №78 камера камеры	Линия №79 камера камеры	Линия №80 камера камеры	Линия №81 камера камеры	Линия №82 камера камеры	Линия №83 камера камеры	Линия №84 камера камеры	Линия №85 камера камеры	Линия №86 камера камеры	Линия №87 камера камеры	Линия №88 камера камеры	Линия №89 камера камеры	Линия №90 камера камеры	Линия №91 камера камеры	Линия №92 камера камеры	Линия №93 камера камеры	Линия №94 камера камеры	Линия №95 камера камеры	Линия №96 камера камеры	Линия №97 камера камеры	Линия №98 камера камеры	Линия №99 камера камеры	Линия №100 камера камеры
-------------------------------------	--	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	--------------------------------

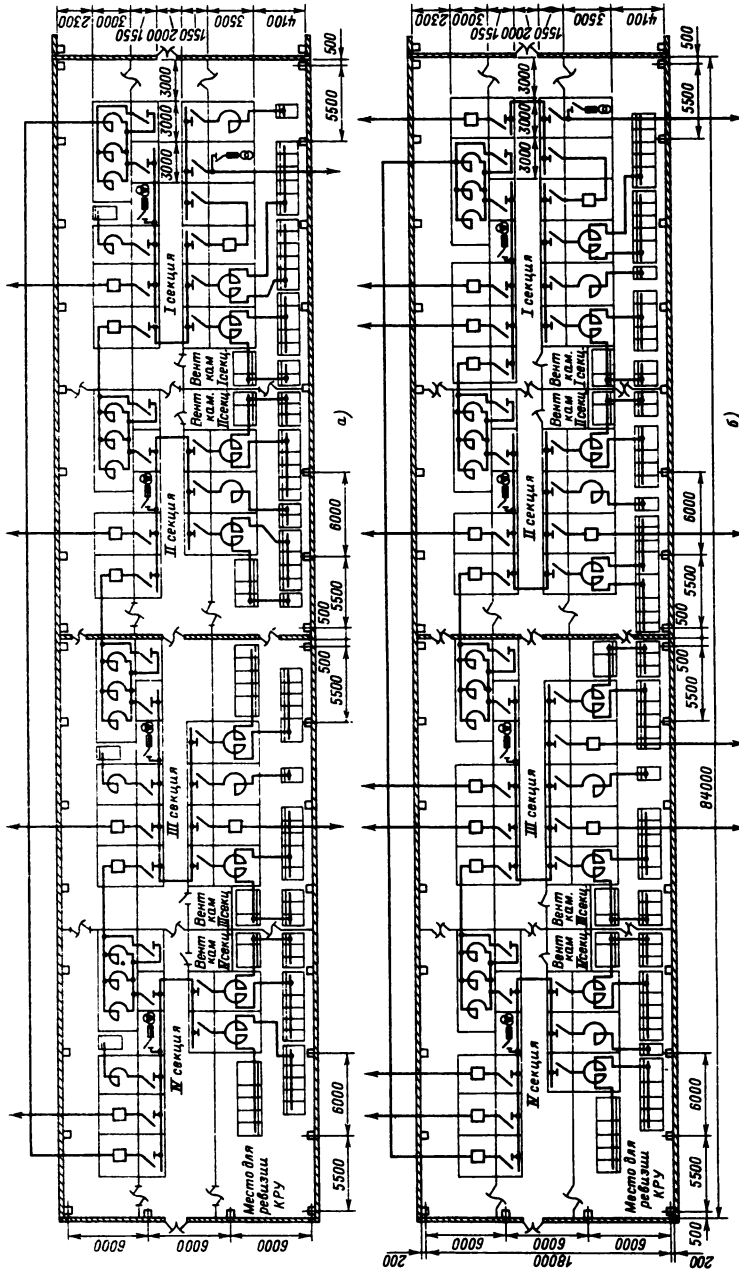


Рис. 37.7. ГРУ 6—10 кВ одноэтажное с одной системой сборных шин:  
 а — план и схема заполнения по I варианту, б — план и схема заполнения по III варианту; в — поперечный разрез



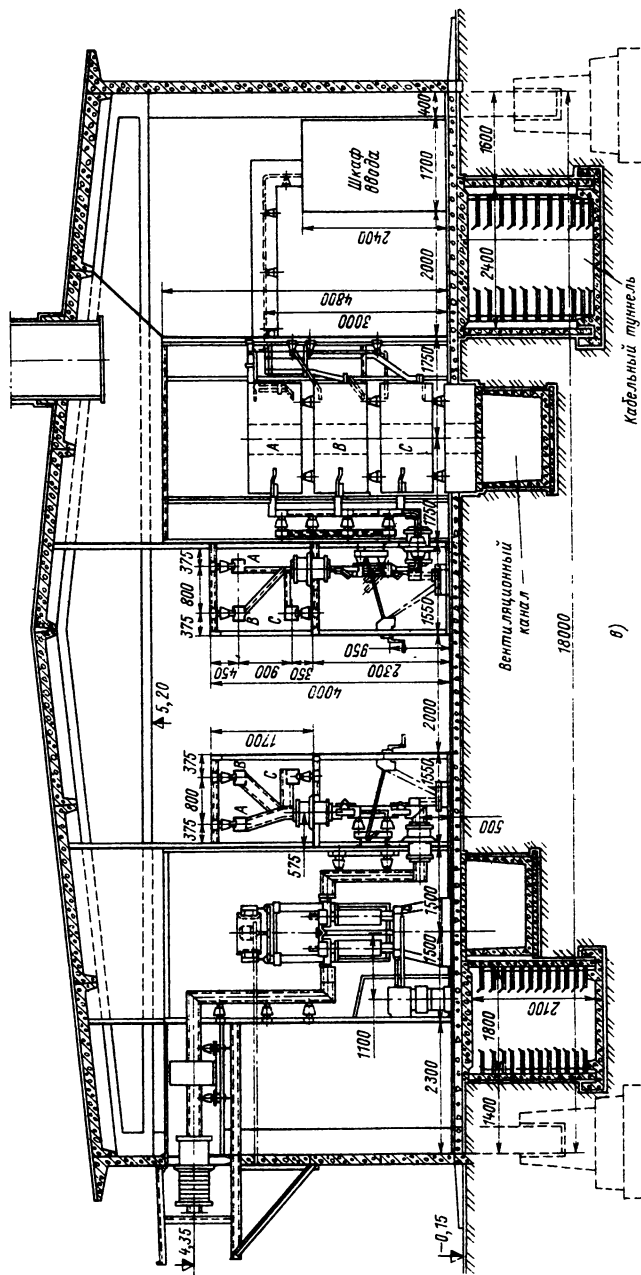


Рис. 37.7. Продолжение

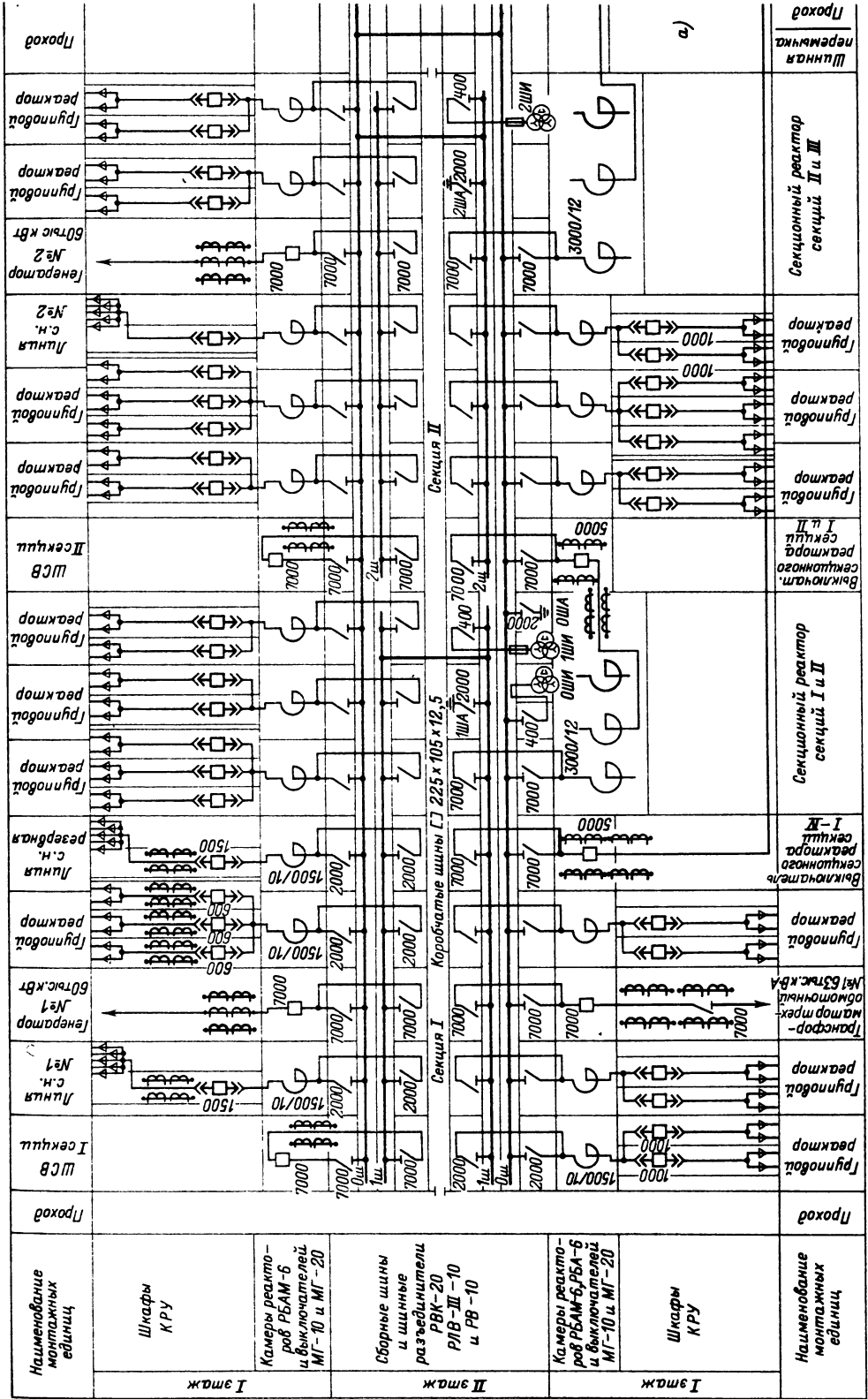
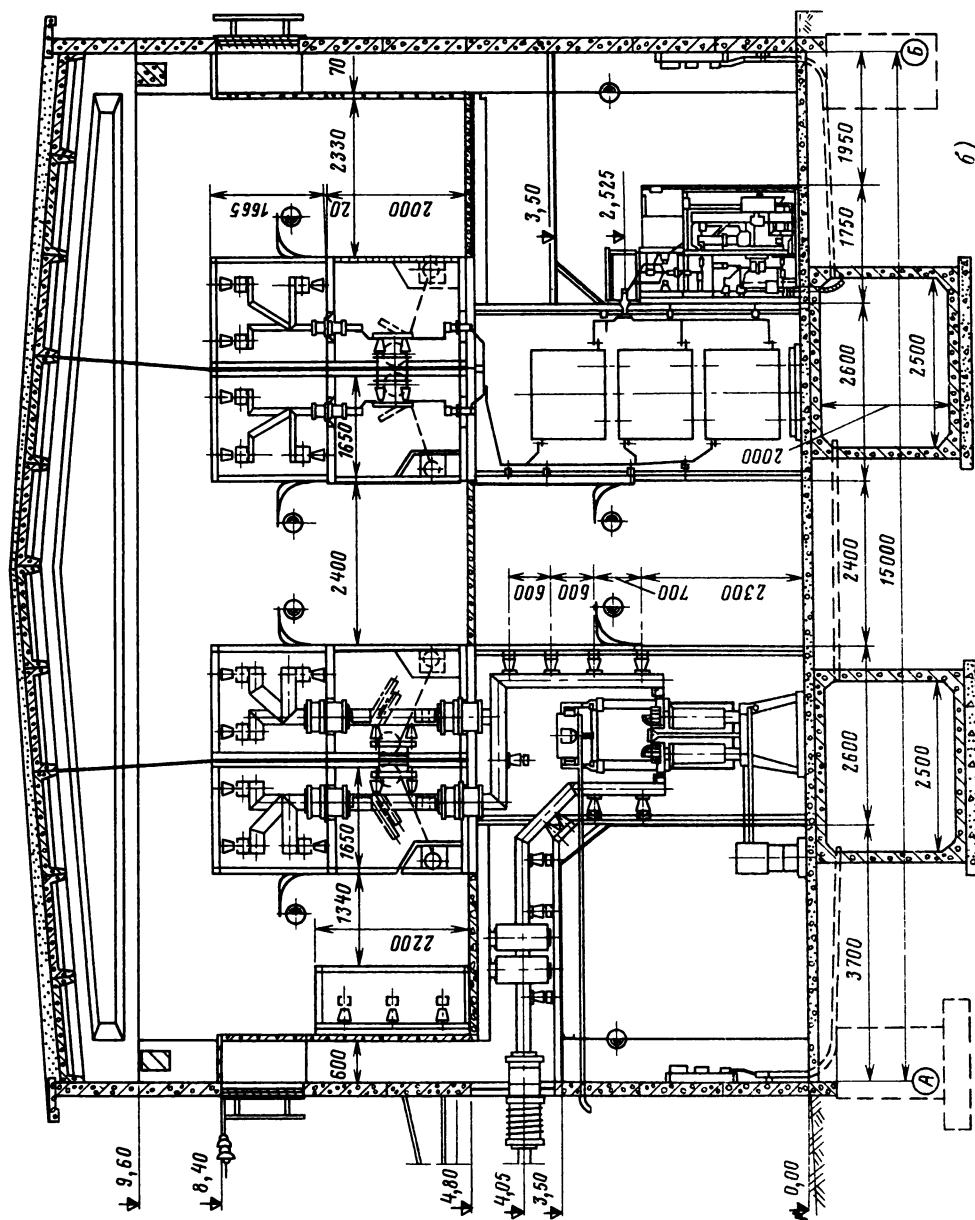


Рис. 37.8

Рис. 37.8. ГРУ 6—10 кВ двухэтажное с двумя системами сборных шин:  
*а* — схема заполнения, *б* — поперечный разрез



Оно рассчитано на ударный ток 300 кА, установку выключателей МГ-10 и МГ-20, секционных реакторов на 2,5–4 кА, групповых одинарных линейных реакторов 0,63–1,6 кА и сдвоенных линейных реакторов 2 × 0,63 и 2 × 1 кА. ГРУ разработано для схемы из четырех секций, соединенных в «кольцо», с подключением к каждой секции по одному генератору до 63 МВт (6 кВ) или до 120 МВт (10 кВ) и с подключением к первой и третьей секциям трансформаторов связи мощностью до 80 МВ·А.

На 1-м этаже располагаются выключатели генераторов и трансформаторов, шиносоединительные и секционные выключатели, секционные и линейные реакторы, на 2-м этаже — шкафы сборных шин, шинных разъединителей и трансформаторов напряжения.

Контактные соединения шин, как правило, сварные. Пролет здания 15 м, продольный шаг колонн 6 м, шаг ячеек 2,4 м.

### Закрытые РУ 35–220 кВ

В СССР ЗРУ с обычным электрооборудованием, предназначенным для наружной установки, спроектированы и выполнены на 35, 110 и 220 кВ.

Разработано, освоено промышленностью и находится в эксплуатации комплектное оборудование с элегазовой изоляцией на 110 и 220 кВ (КРУЭ-110 и КРУЭ-220), осваивается элегазовое оборудование на 330, 500, 750 кВ. Разработан комплекс электрооборудования для КРУЭ-1150. При сверхвысоких и ультравысоких напряжениях (330–1150 кВ) экономическая эффективность использования КРУЭ не вызывает сомнений.

Далее даны типовые решения по ЗРУ 35–220 кВ с обычным оборудованием, предназначенным для наружной установки.

ЗРУ 35 кВ с двумя системами сборных шин (рис. 37.10) выполнено одноэтажным, с пролетом здания 12 м и шагом колонн по длине здания 6 м. Имеются два коридора обслуживания и коридор управления. ЗРУ рассчитано на установку выключателя ВВН-35 или МГ-35, шаг ячейки 3 м. Сборные шины рассчитаны на номинальный ток 2 кА и ударный ток 82 кА. Сборные шины расположены в вертикальной плоскости и имеют междуфазные перегородки. Вводы линейных и трансформаторных цепей расположены с одной стороны здания ЗРУ. У стены здания со стороны линейных выводов располагаются панели релейной защиты. Подземный кабельный туннель расположен у стены здания снаружи.

ЗРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин (рис. 37.11) выполнено двухэтажным, с про-

летом здания 12 м и шагом колонн по длине здания 6 м. ЗРУ рассчитано на установку выключателей ВВН-110. Обходная система шин располагается вне здания. На втором этаже имеются два коридора обслуживания, а на первом — коридор обслуживания (в нем расположены панели релейной защиты) и коридор управления. Под ячейками выключателей сооружается совмещенный туннель для прокладки контрольных кабелей и воздухопроводов воздушных выключателей.

На рис. 37.12 показан разрез ЗРУ 110 кВ зального типа с двумя системами сборных шин и с обходной системой, находящейся в помещении ЗРУ. Предусмотрена установка воздушного выключателя ВВН-110, возможна установка выключателей ВВБ-110 или ВВВ-110, а также маломасляных выключателей. Пролет здания 18 м, шаг ячейки 6 м.

На рис. 37.13 приведен разрез двухэтажного ЗРУ 220 кВ с двумя системами сборных шин и с обходной системой, находящейся в помещении ЗРУ. Выключатели ВВБ-220 или ВВН-220. Пролет здания 24 м, шаг ячейки 12 м.

### 37.3. ТИПОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ОТКРЫТЫХ РУ

Конструкцию ОРУ определяют следующие факторы: схема электрических соединений, уровень номинального напряжения, тип и габаритные размеры электрооборудования, число и порядок подключения присоединений, возможность расширения, компоновка элементов, взаимосвязь с ОРУ других напряжений.

Далее приведены характерные типовые конструкции ОРУ, иллюстрирующие влияние указанных факторов.

В настоящее время все конструктивные элементы ОРУ выполняются, как правило, из сборных железобетонных элементов. В отдельных случаях при отсутствии железобетонных конструкций или при больших нагрузках на колонны и траверсы (в ОРУ 330 кВ и выше) могут быть использованы металлические конструкции.

Однопортальные ОРУ 35 кВ с одной секционированной системой сборных шин (рис. 37.14) рассчитаны на установку выключателей ВМД-35 или ВМП-35, шаг ячейки 4,6 м. Жесткие сборные шины расположены на опорных изоляторах, укрепленных на консолях основной несущей конструкции. Под сборными шинами расположены шинные и линейные разъединители со своими заземляющими ножами, а еще ниже — выключатели с приводами, шкафы релейной защиты и автоматики.

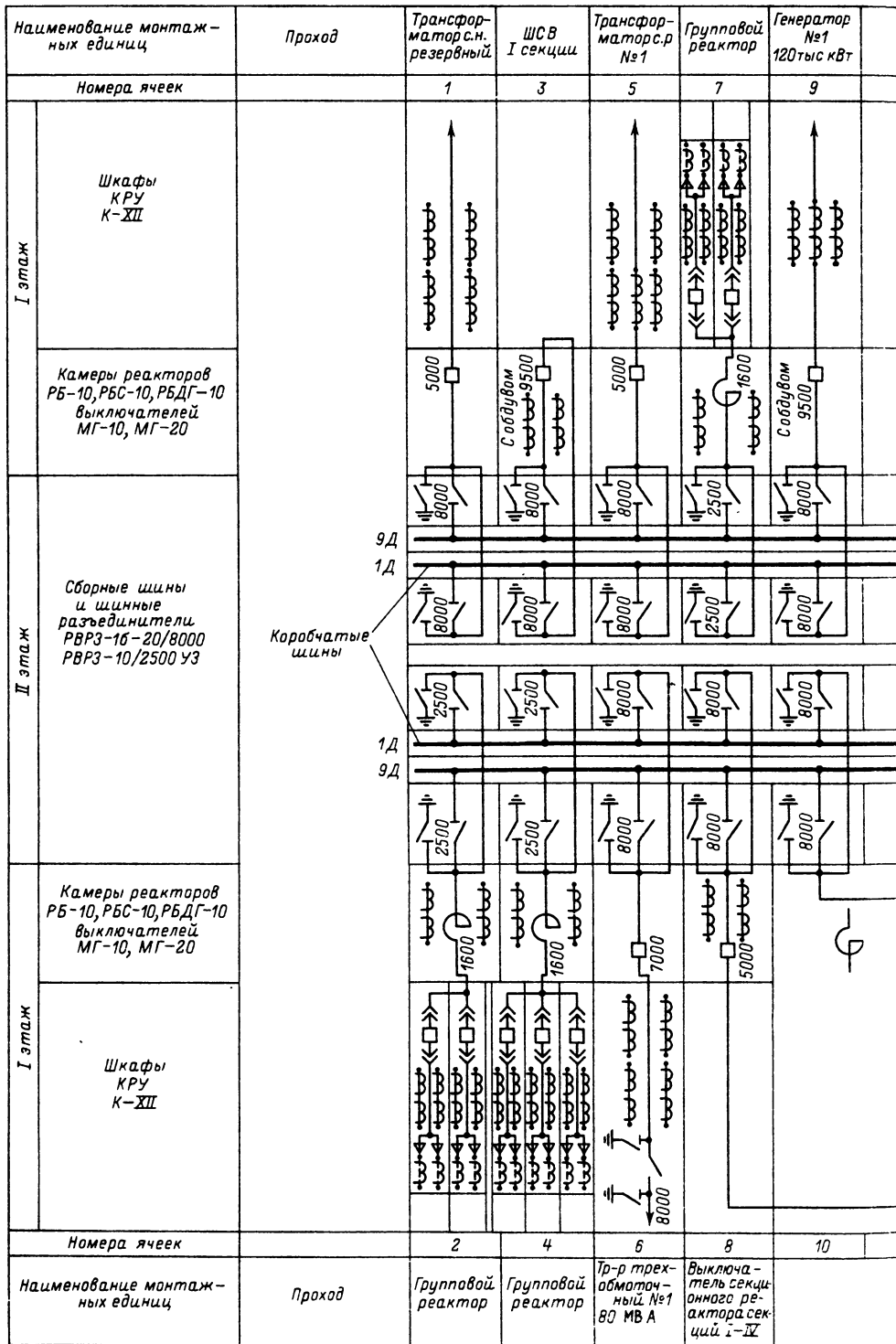
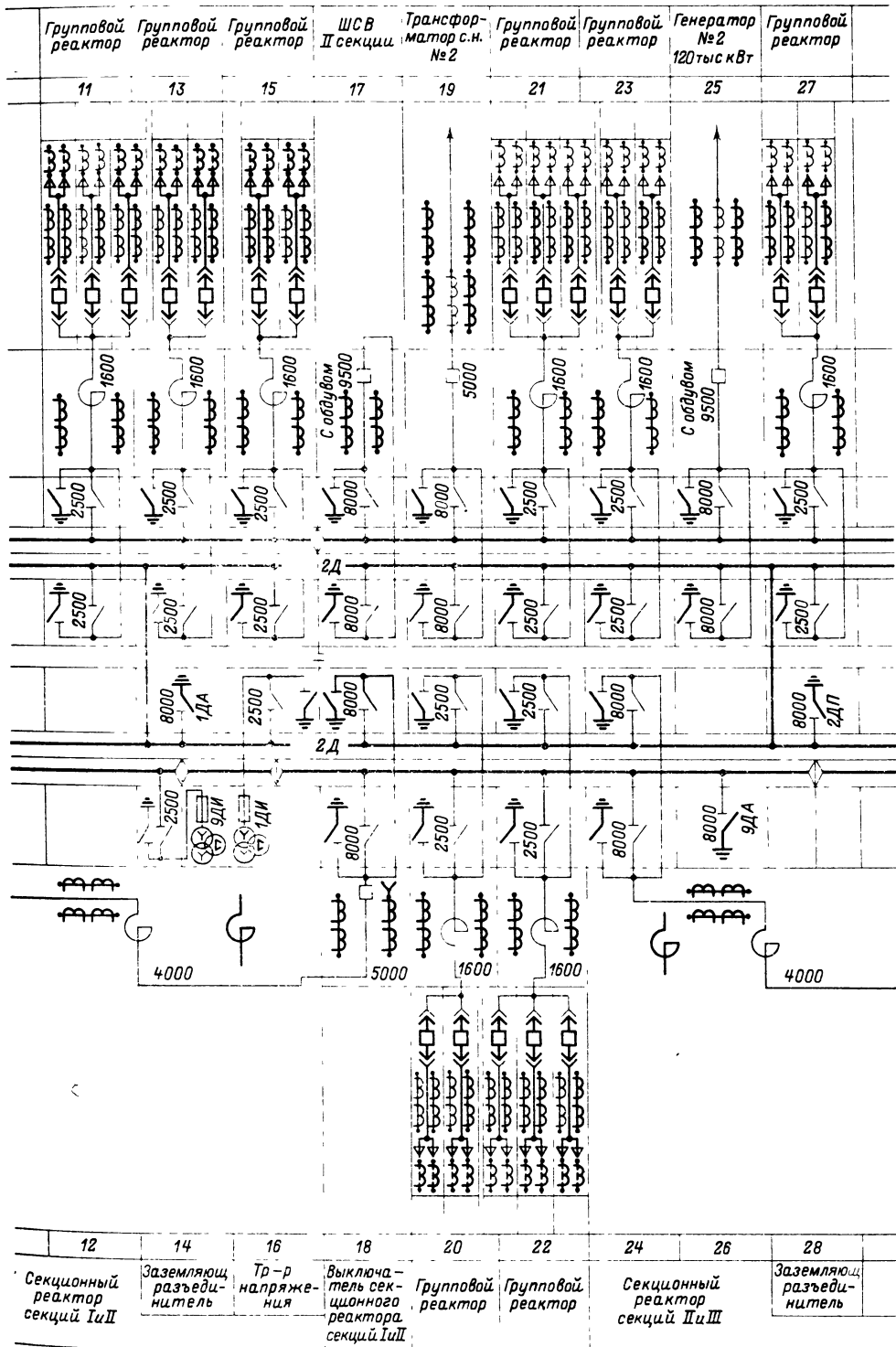


Рис. 37.9. ГРУ 6-10 кВ (исполнение на 10 кВ) двухэтажное с двумя системами сборных шин:



а)

а - схема заполнения; б - план первого этажа; в - поперечный разрез

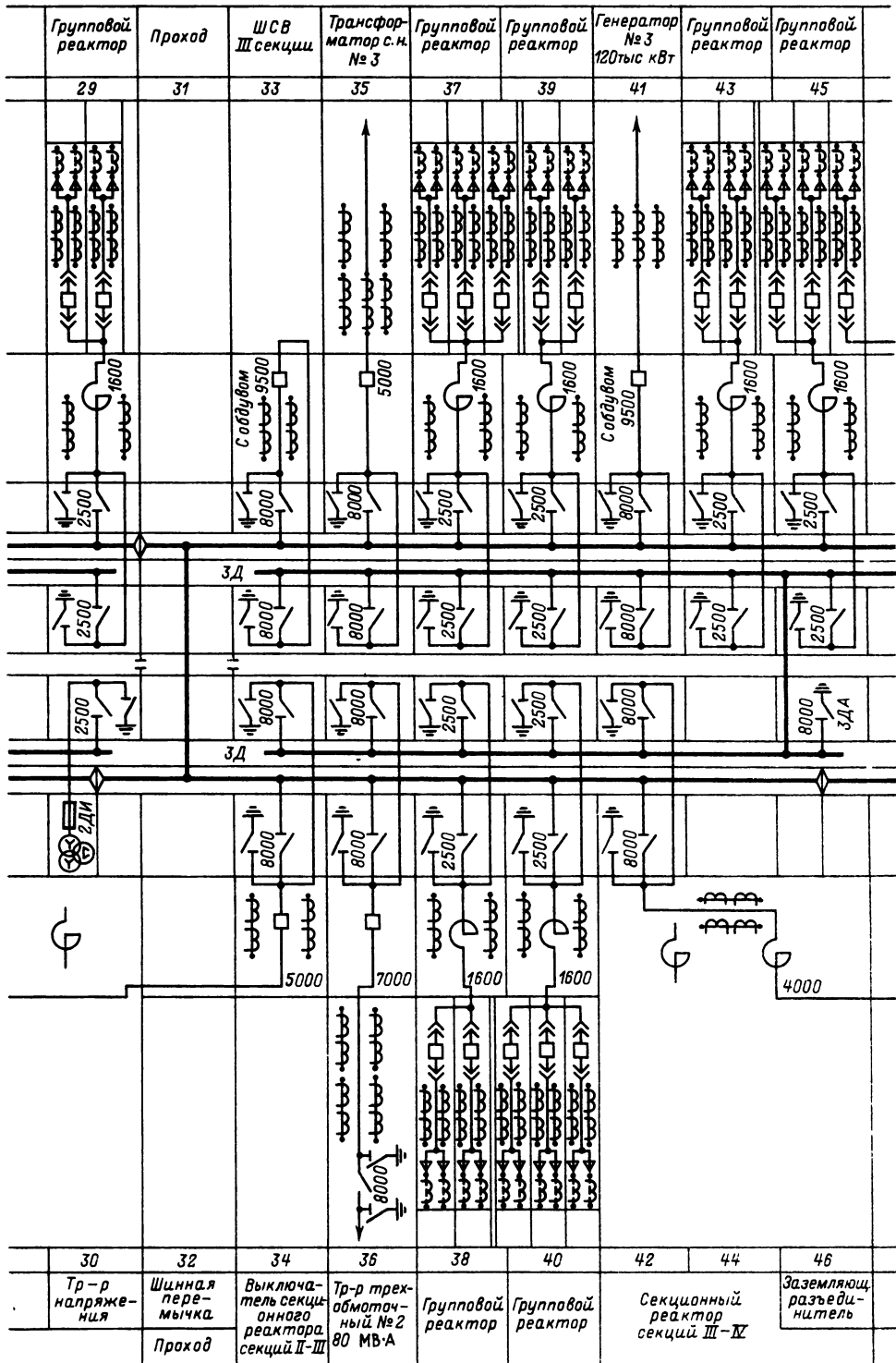


Рис. 37.9. Продолжение

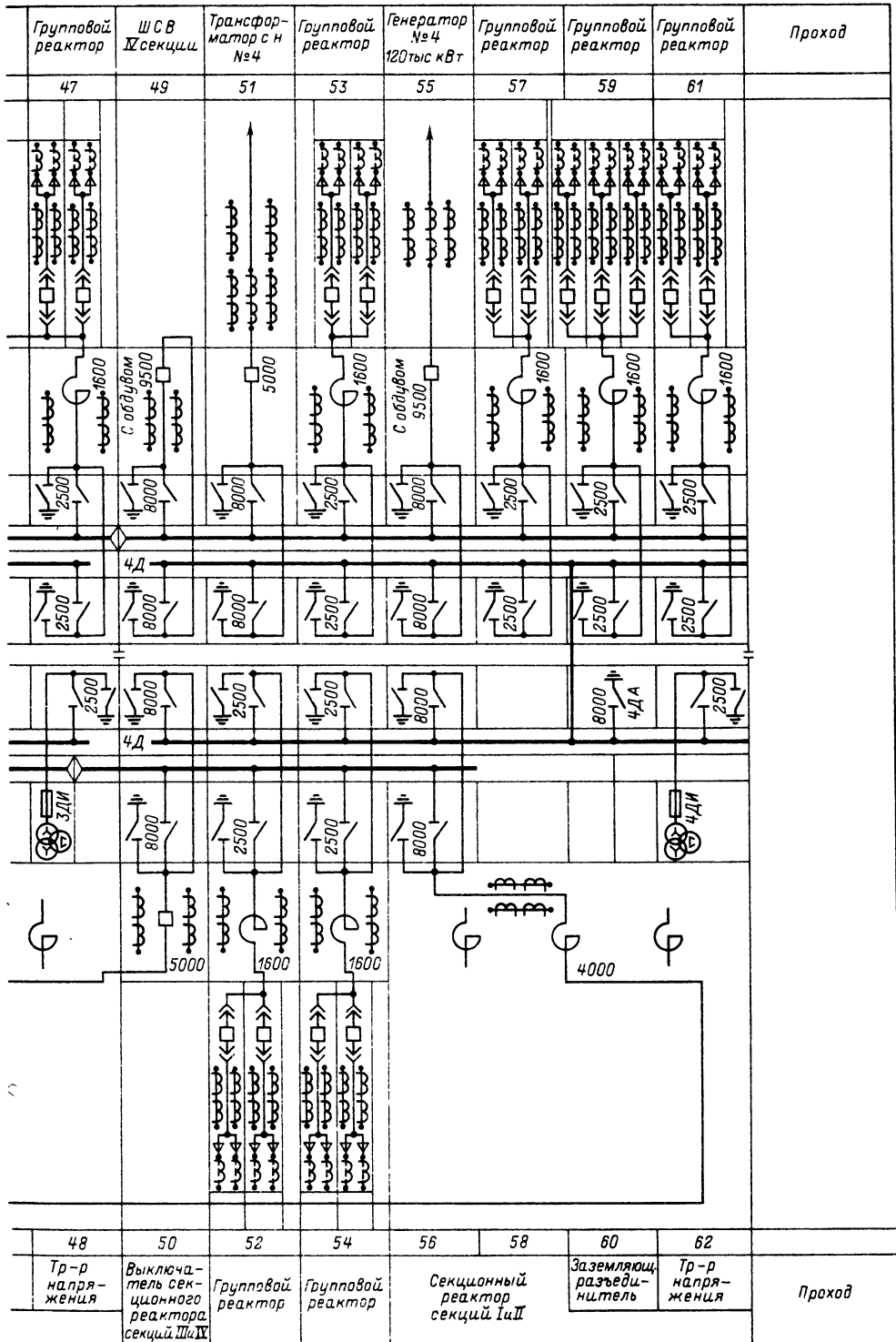


Рис. 37.9. Продолжение



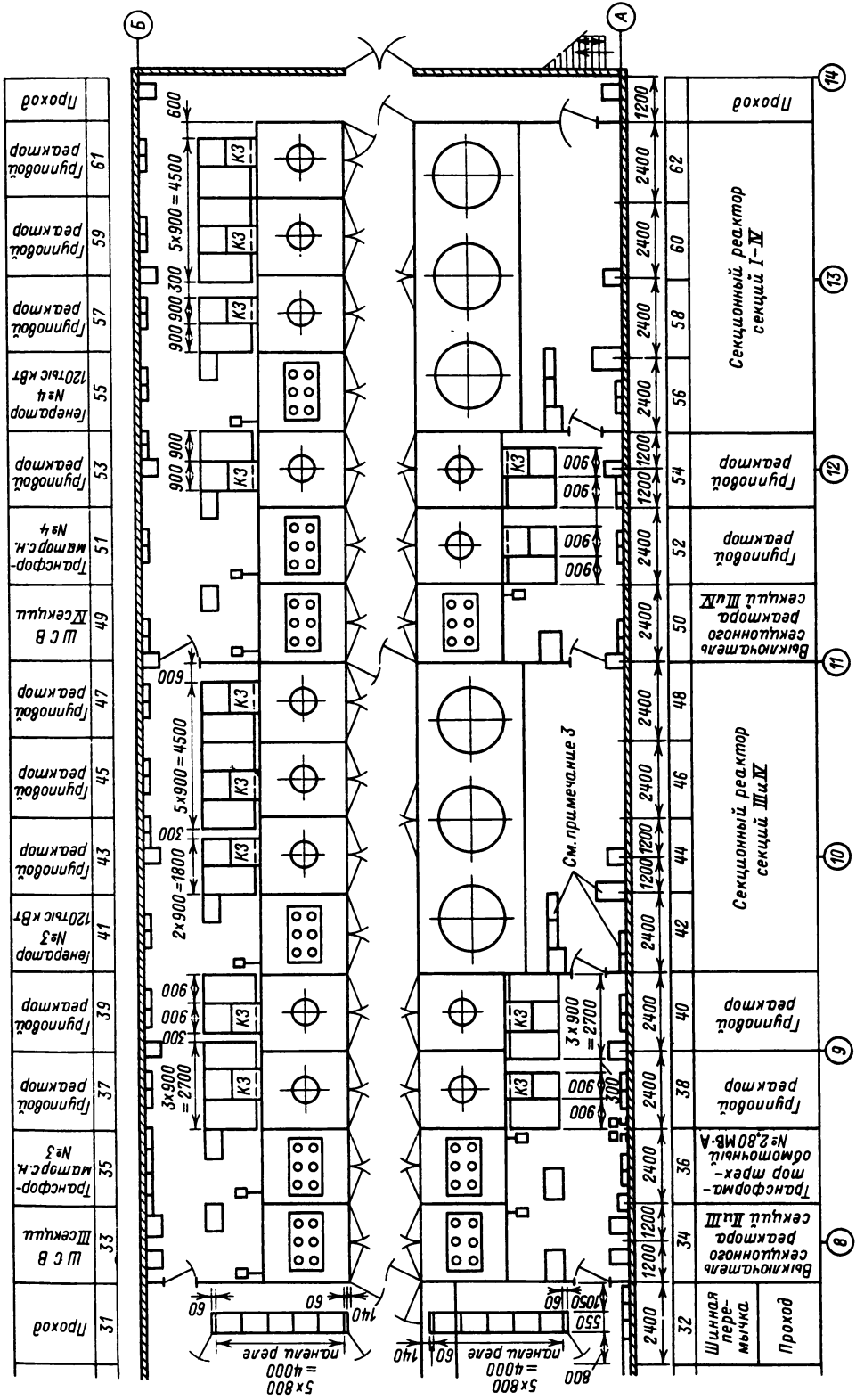


Рис. 37.9. Пролог.г.ж.ст.е

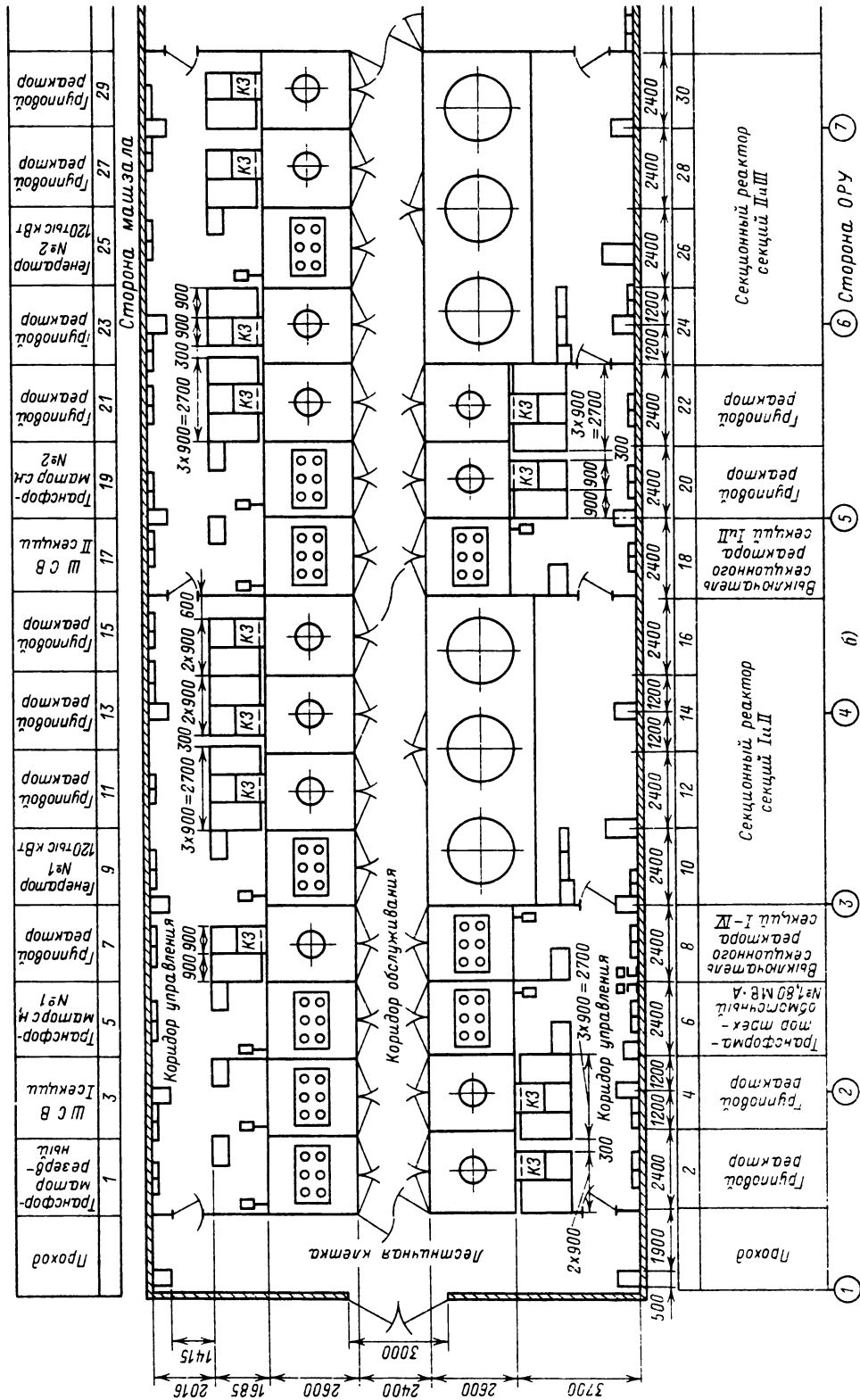


Рис. 37.9. Продолжение

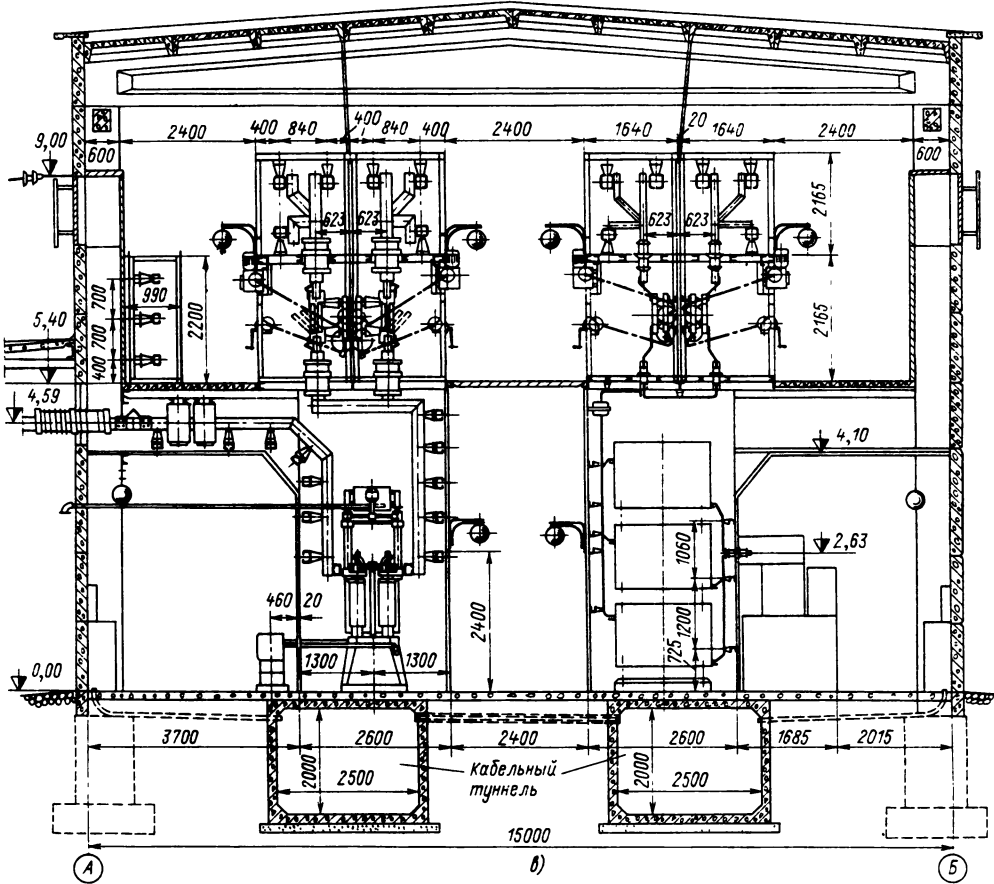


Рис. 37.9. Продолжение

В конструкции ОРУ 110 кВ понижающих подстанций предусматривается возможность расширения с минимальным объемом строительно-монтажных работ. На рис. 37.15 показаны последовательные этапы развития ОРУ 110 кВ подстанции от схемы блок – линия – трансформатор до схемы одна секционированная система сборных шин с обходной системой. Во всех схемах принята однорядная установка выключателей.

ОРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин и обходной системой с использованием металлических или унифицированных железобетонных конструкций показано на рис. 37.16. Две рабочие системы шин примыкают друг к другу, обходная система шин отнесена за линейные порталы. Выводы к трансформаторам пересекают две рабочие системы шин. Выключатели устанавливаются в один ряд; перед выключателями имеется автодорога для проезда ремонтных механизмов, провоза обо-

рудования и т. п. Соединение между выключателями и трансформаторами тока над автодорогой выполнено жесткой ошиновкой. Во всех цепях установлены однополюсные двухколонковые разъединители. Под внутренней рабочей системой шин принято асимметричное килевое расположение разъединителей.

Типовые компоновки ОРУ 110–500 кВ для схемы с двумя системами сборных шин и с обходной системой унифицированы (рис. 37.17). ОРУ выполняются с использованием железобетонных конструкций, линейные порталы имеют оттяжки. Размеры элементов ОРУ различного напряжения даны в табл. 37.3.

Пример конструкции ОРУ 220 кВ унифицированной компоновки показан на рис. 37.18. Подобную конструкцию имеют также ОРУ 110, 150, 330, 500 кВ с аналогичной системой сборных шин.

В последние годы в ОРУ стали широко использовать подвесные разъединители, уста-

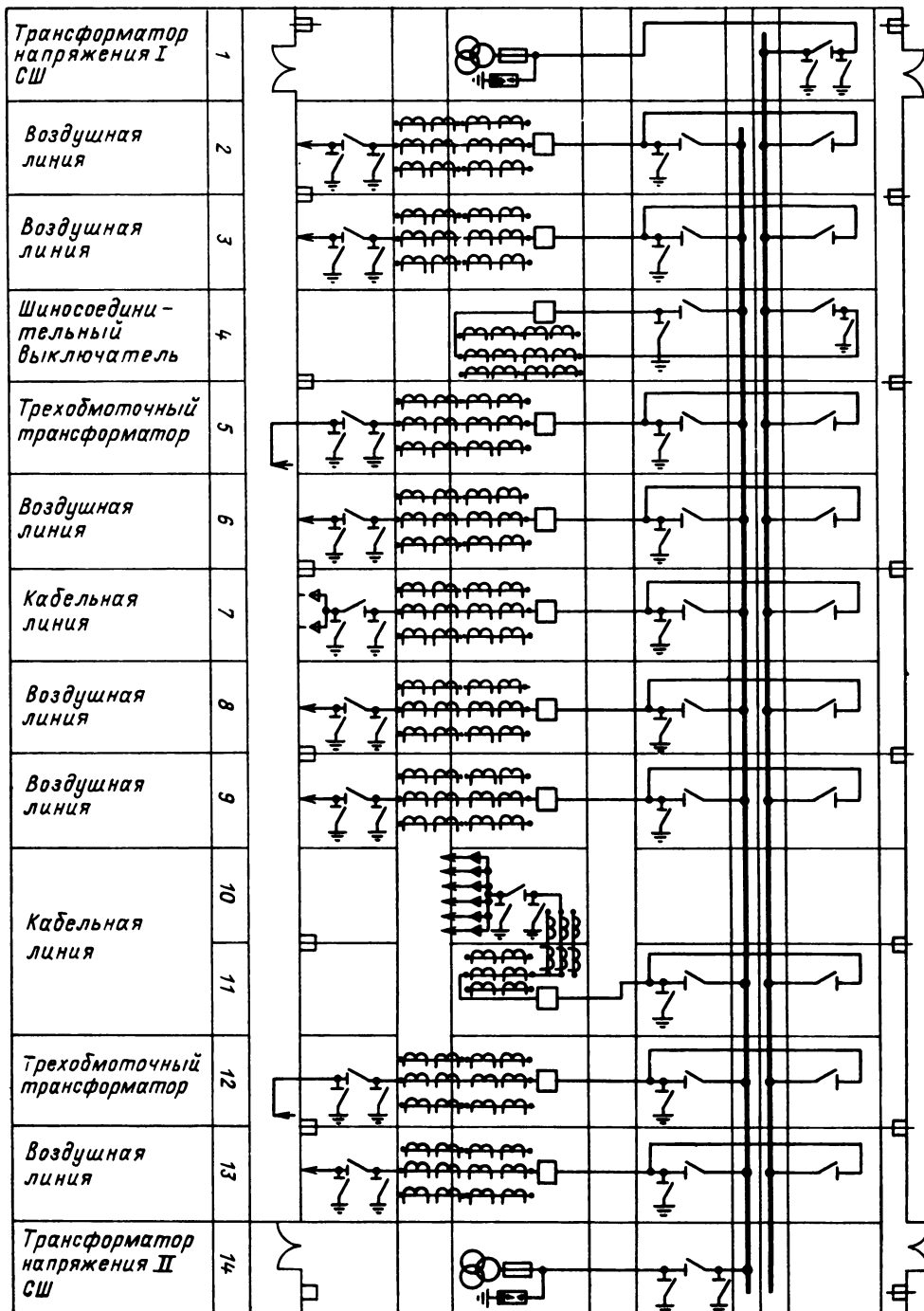


Рис. 37.10. ЗРУ 35 кВ с двумя системами сборных шин:  
*а* – схема заполнения, *б* – поперечный разрез

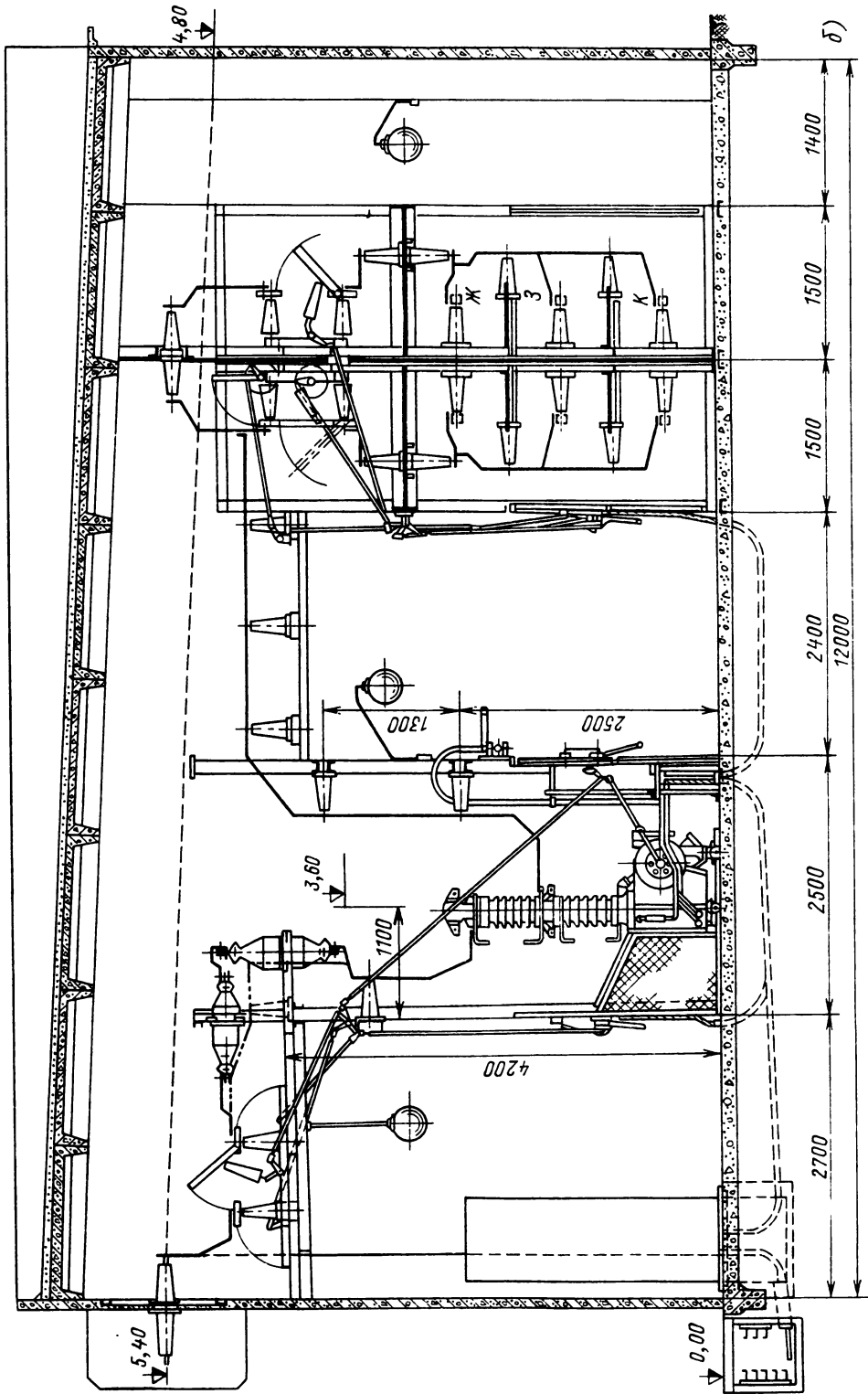


Рис. 37.10. Продолжение

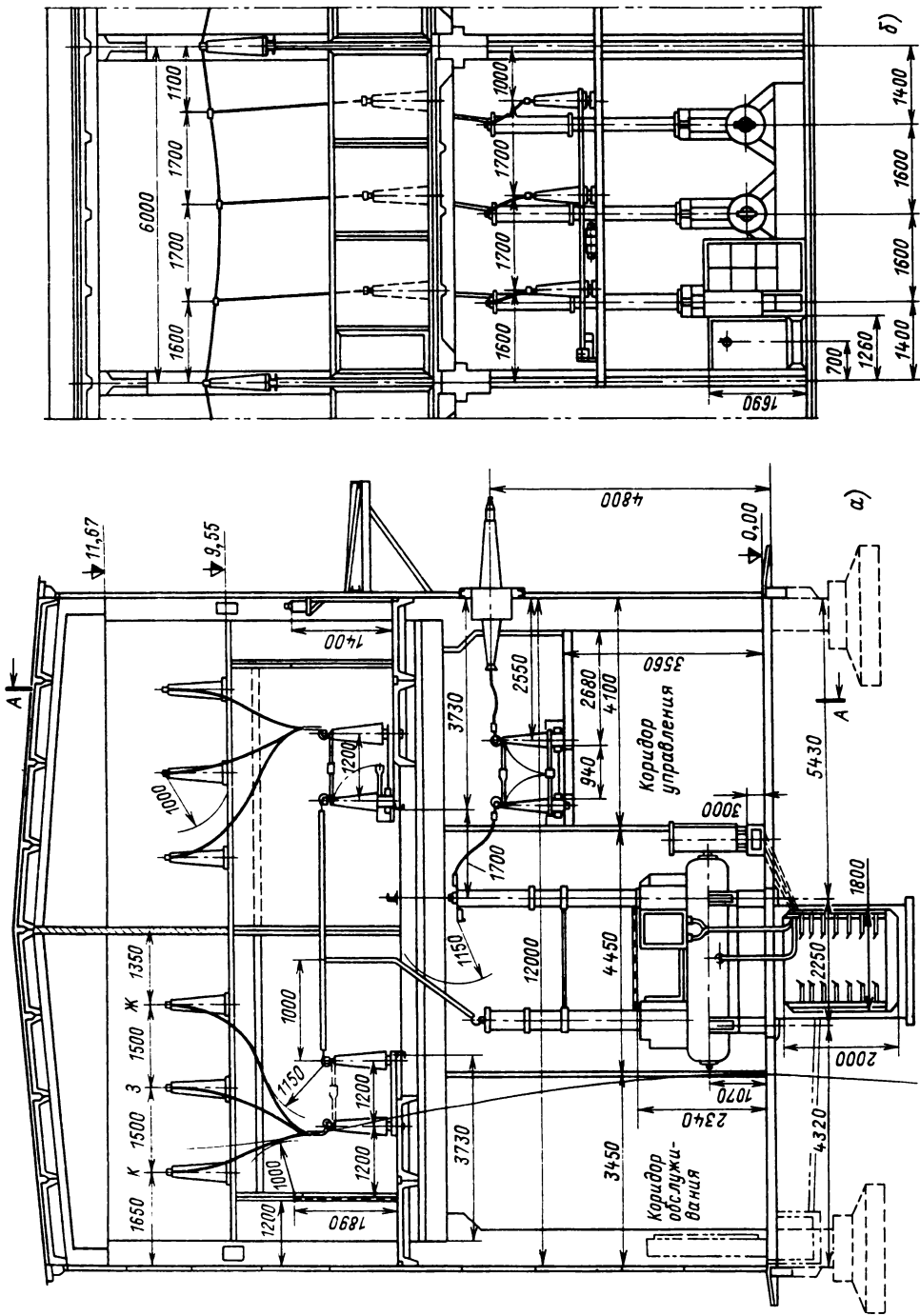


Рис. 37.11. ЗРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин:  
а — поперечный разрез; б — разрез по А—А

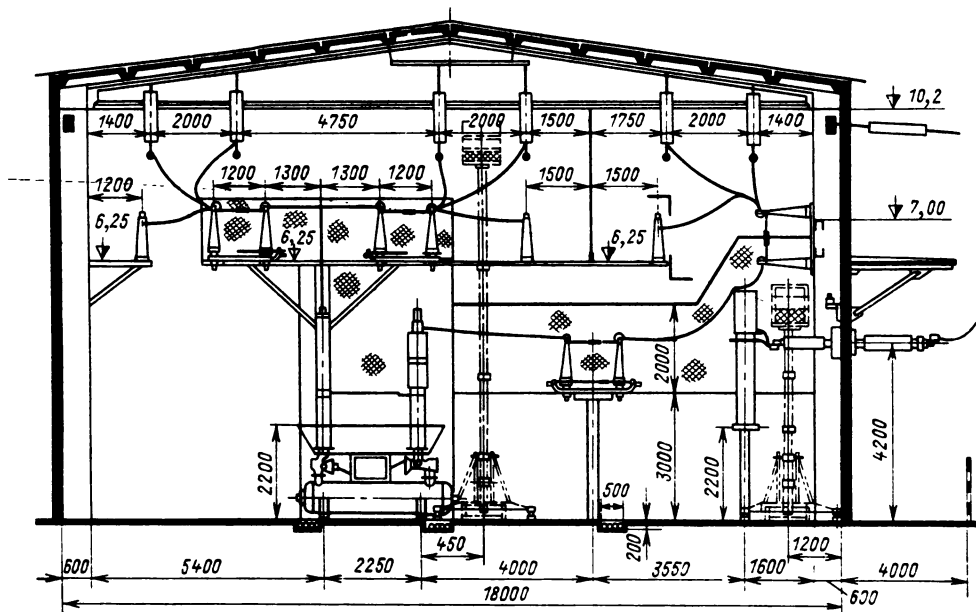


Рис. 37.12. ЗРУ 110 кВ залыного типа с двумя системами сборных шин и с обходной системой

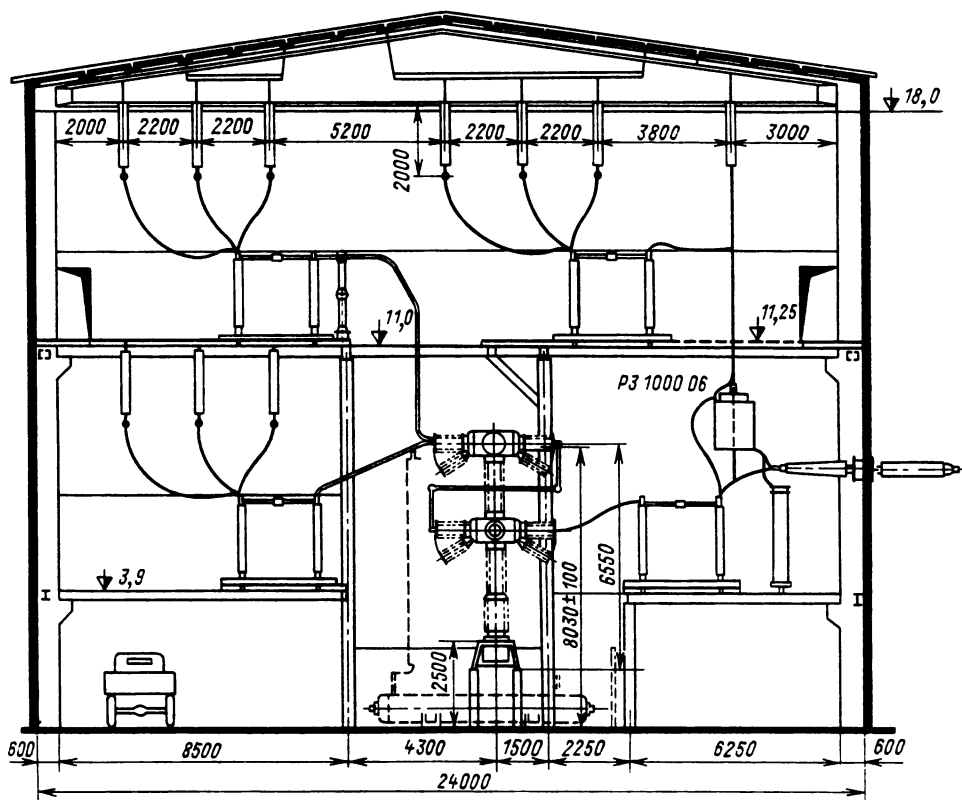


Рис. 37.13. ЗРУ 220 кВ двухэтажное с двумя системами сборных шин и с обходной системой

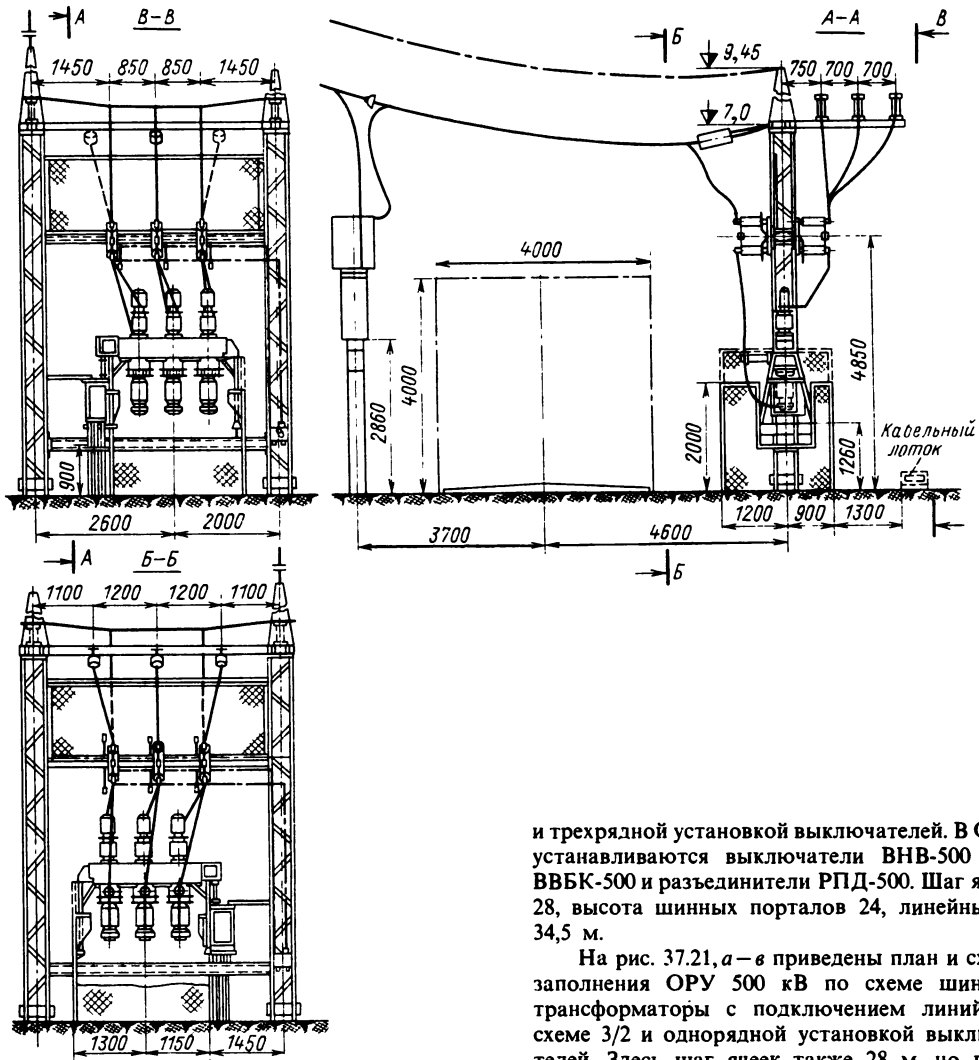


Рис. 37.14. Однопортальное ОРУ 35 кВ

новка которых позволяет примерно в 2 раза уменьшить площадь ОРУ, количество изоляторов и расход проводникового материала. На рис. 37.19, а–в показано ОРУ 330 кВ, выполненное по полуторной схеме (схема 3/2), в котором использованы выключатели ВНВ-330 и подвесные разъединители РПГ-330; шаг ячеек 24 м; установка выключателей трехрядная; высота шинных порталов 18, линейных – 25 м.

На рис. 37.20, а–г приведено ОРУ 500 кВ по схеме 3/2 с подвесными разъединителями

и трехрядной установкой выключателей. В ОРУ устанавливаются выключатели ВНВ-500 или ВВБК-500 и разъединители РПД-500. Шаг ячеек 28, высота шинных порталов 24, линейных – 34,5 м.

На рис. 37.21, а–в приведены план и схема заполнения ОРУ 500 кВ по схеме шины – трансформаторы с подключением линий по схеме 3/2 и однорядной установкой выключателей. Здесь шаг ячеек также 28 м, но габариты ОРУ, условия монтажа и обслуживания электрооборудования иные, чем в компоновке по схеме 3/2 с трехрядным расположением выключателей.

ОРУ 500 кВ по схеме 4/3 с двухрядной установкой выключателей показано на рис. 37.22, а–в, а с однорядной установкой – на рис. 37.23, а–г. В ОРУ устанавливаются выключатели ВНВ-500 и подвесные разъединители РПДБ-500. Шаг ячеек 28, высота шинных порталов 24, линейных – 34,5 м.

ОРУ 500 кВ, выполненное по схеме шестиугольник, приведено на рис. 37.24. Используются металлические конструкции с двухрядной установкой выключателей. Шаг выходных ячеек линий и трансформаторов 24, шаг ячеек выключателей шестиугольника 25, расстояние



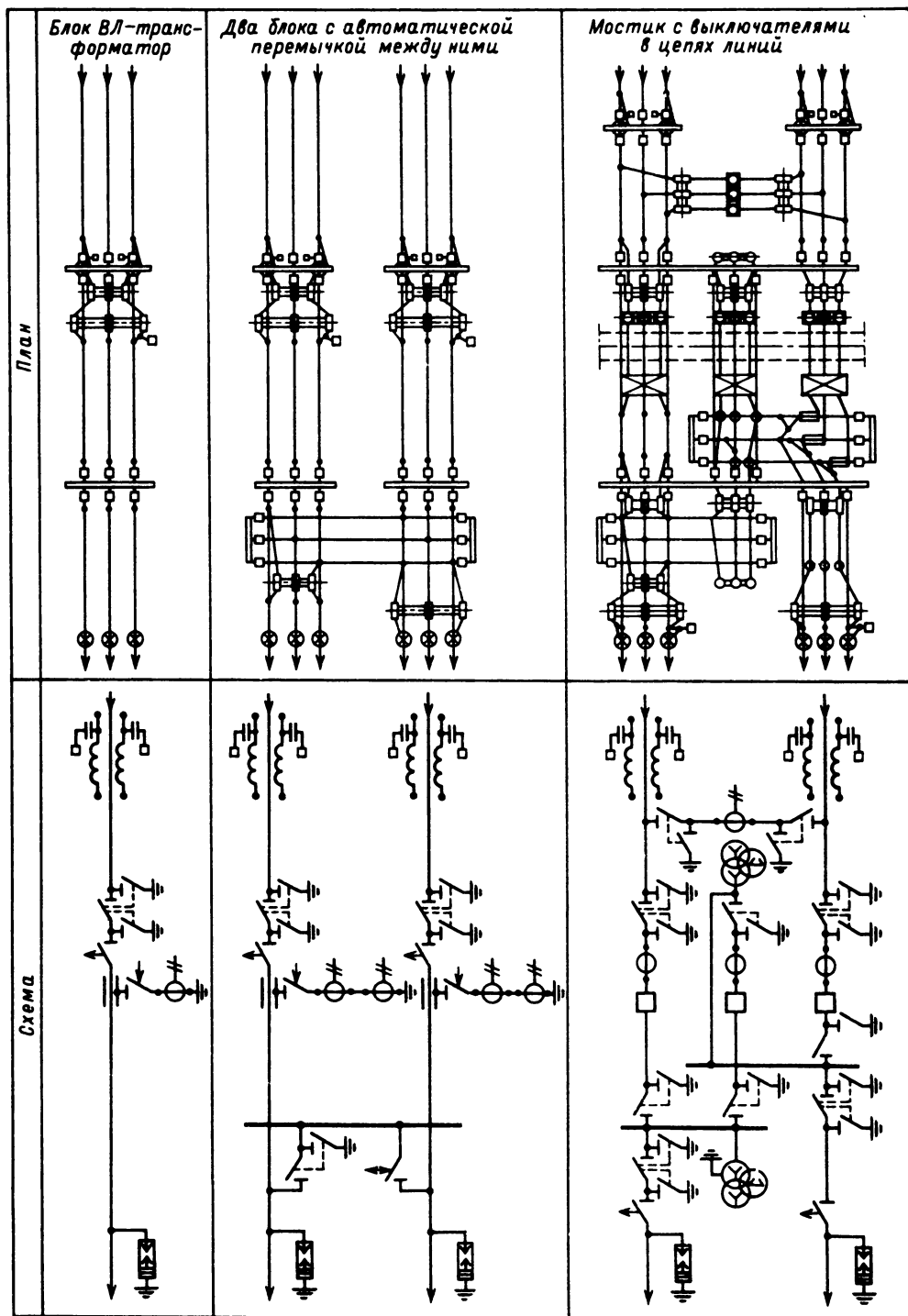
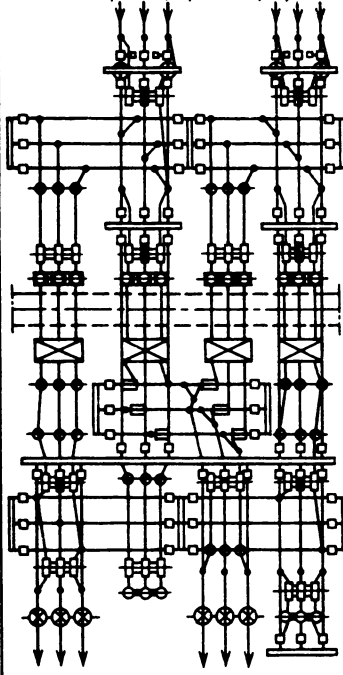
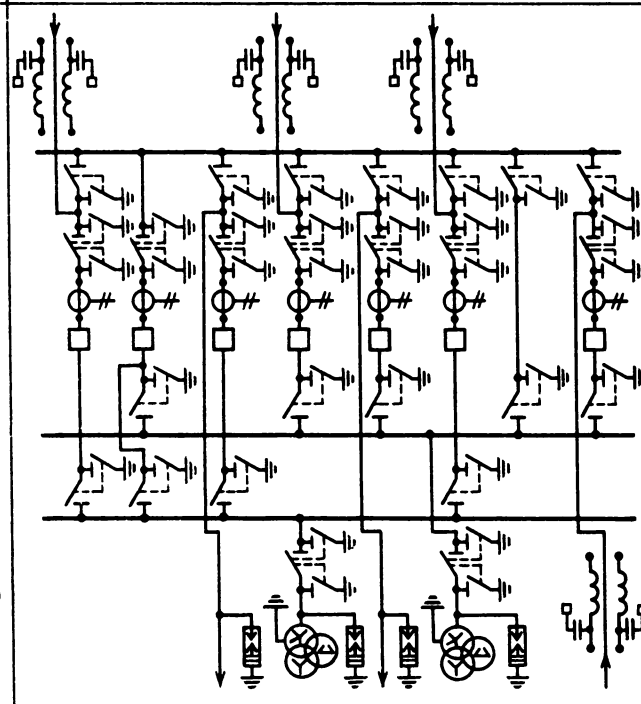
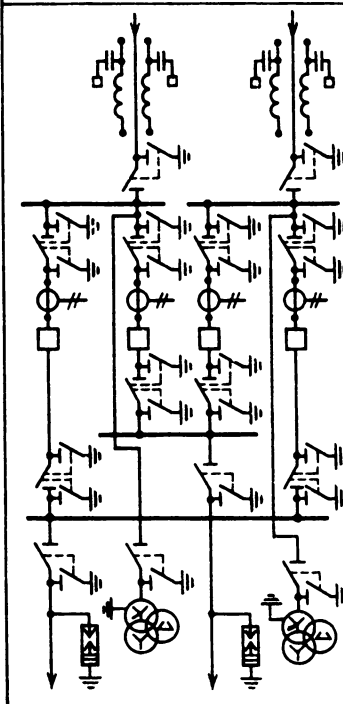
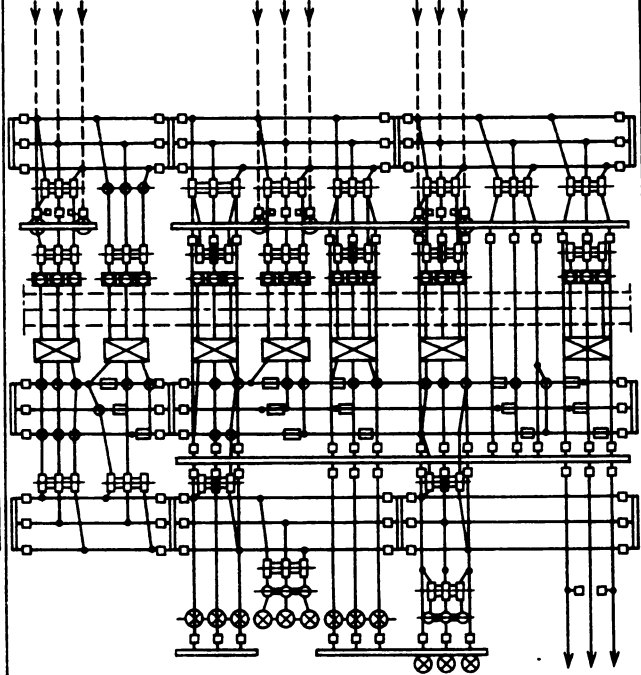


Рис. 37.15. Планы и схемы заполнения ОРУ 110 кВ понижающей подстанции при ее расширении

Четырехугольник (две линии — два трансформатора)



Одночная секционированная система шин с обходной



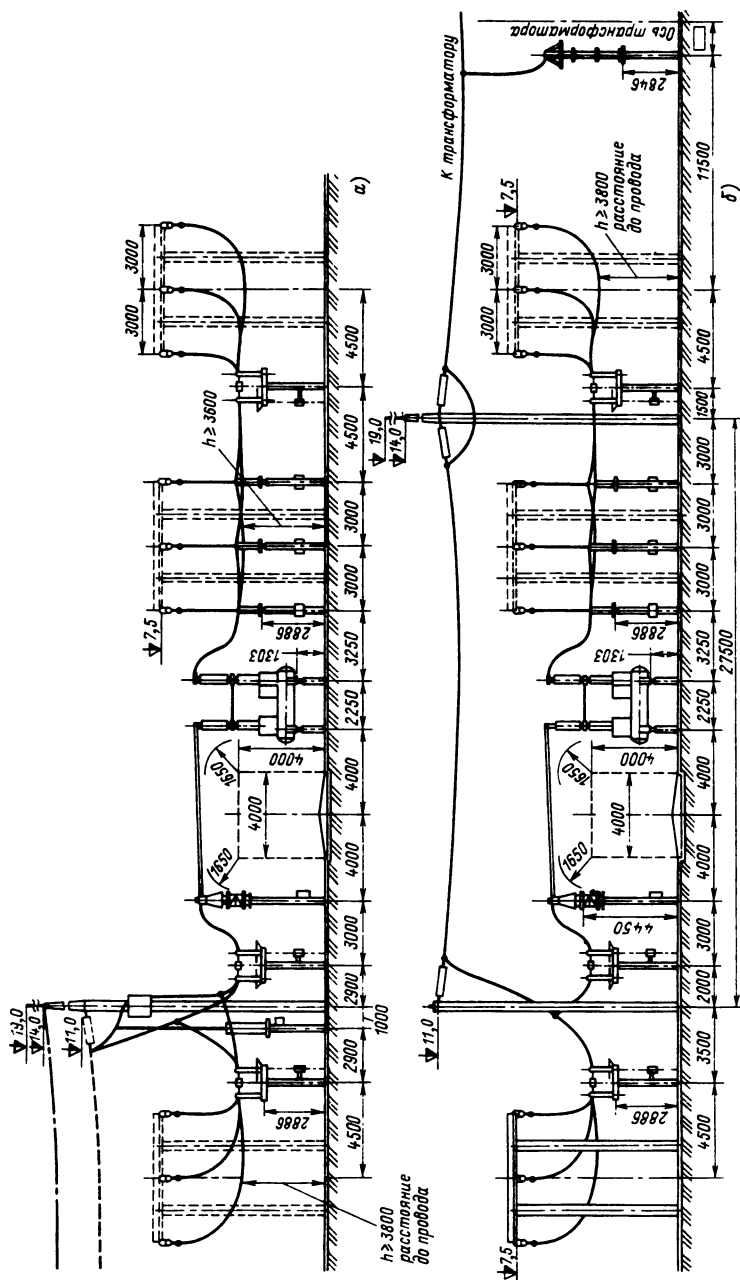


Рис. 37.16. ОРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин и с обходной системой, разрезы:  
 а — ячейка силового трансформатора; б — ячейка обходного выключателя; в — ячейка шинно-соединительного выключателя

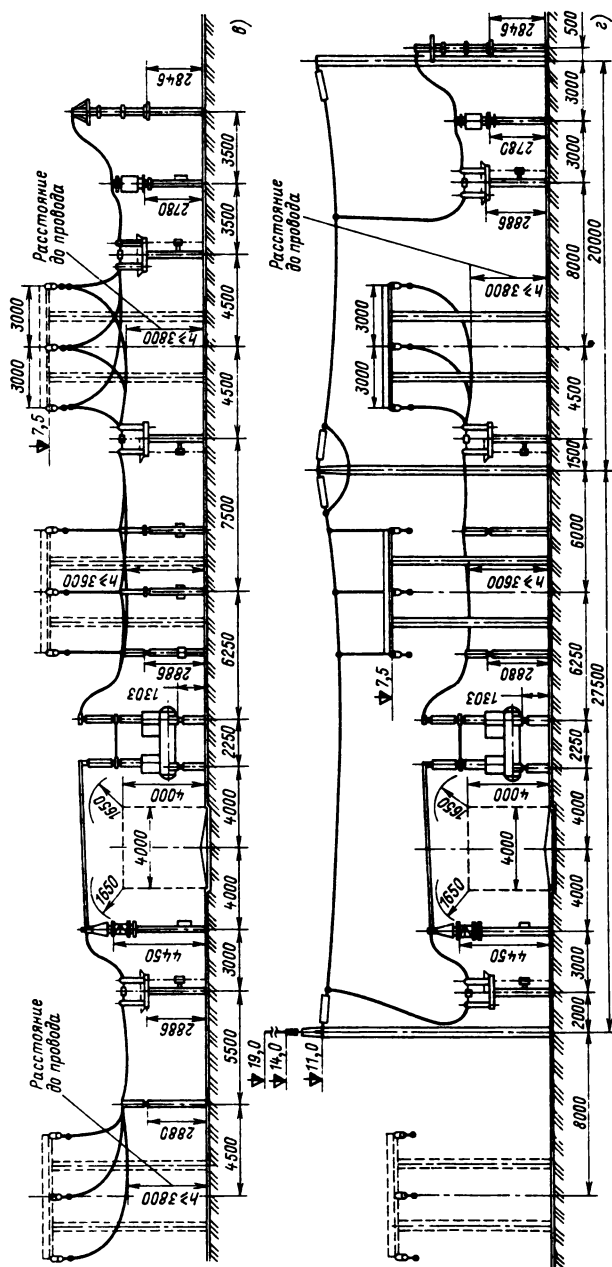


Рис. 37.16. Продолжение

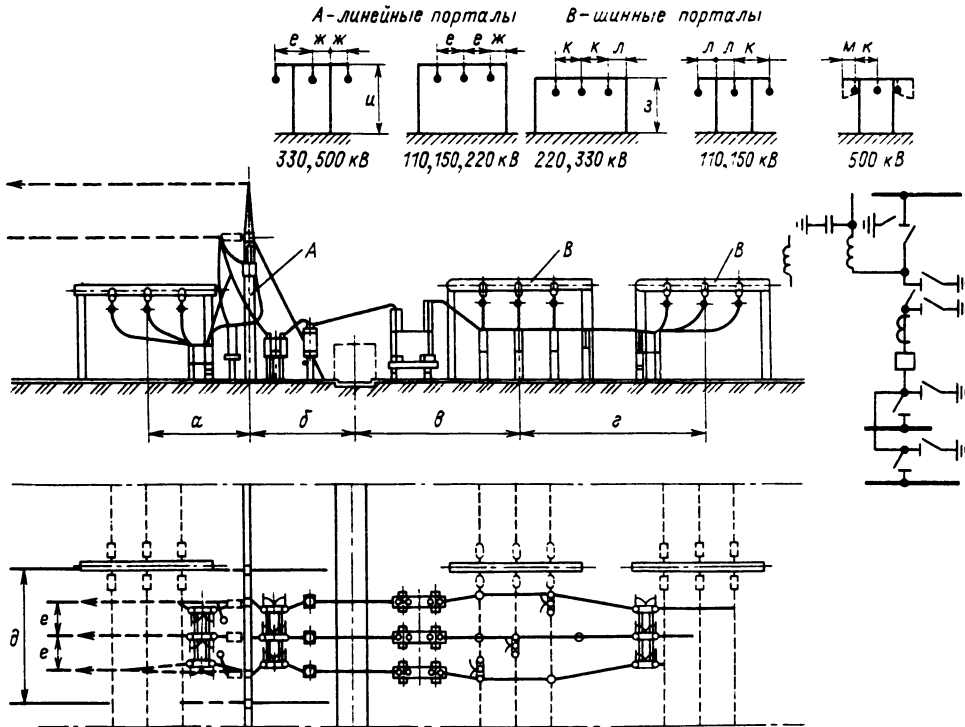


Рис. 37.17. Компонки и размеры типовых ОРУ 110–500 кВ с двумя системами сборных шин и с обходной системой

между полюсами выключателя 12, расстояние от оси выключателя до автодороги 10 м. Применены воздушные выключатели ВВ-500, разъединители – рубящего типа. Шинные порталы образуют два прямоугольника 48 × 56 м. В ОРУ предусмотрены два кольца автодорог.

ОРУ 750 кВ, выполненное по схеме два связанных четырехугольника с выключателями в перемычках, приведено на рис. 37.25. Применена двухрядная поперечная установка выключателей четырехугольников; один из выключателей перемычек находится в третьем

ряду. Устанавливаются выключатели ВВБ-750; разъединители двухколонковые РЛНД-750. Размеры ОРУ 174,5 × 411 м.

На рис. 37.26, а–в показано ОРУ 750 кВ по схеме 3/2 с трехрядной установкой выключателей для второй очереди электростанции с указанием порядка его дальнейшего расширения. Выключатели ВВБ-750, подвесные разъединители РПНЗ-750, шаг ячеек 41 м, высота шинных порталов 32, а линейных – 42 м.

Таблица 37.3

$U_{\text{ном}},$ кВ	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к	л	м
110	8	9	12.5	10.5	9	2,5	2	7,5	11	3	1,5	—
150	11.5	9.5	15	16	11.1	3	2.55	8	13	4.25	2.13	—
220	11.75	12	18.25	20.5	15.4	4	3,7	11	16,5	4	3.25	—
330	18	19.6	20.4	31.5	22	8	4	11	16.5	4,5	3,5	—
500	29	26.8	29	45	31	11	5.5	14,5	23.6	6	—	5

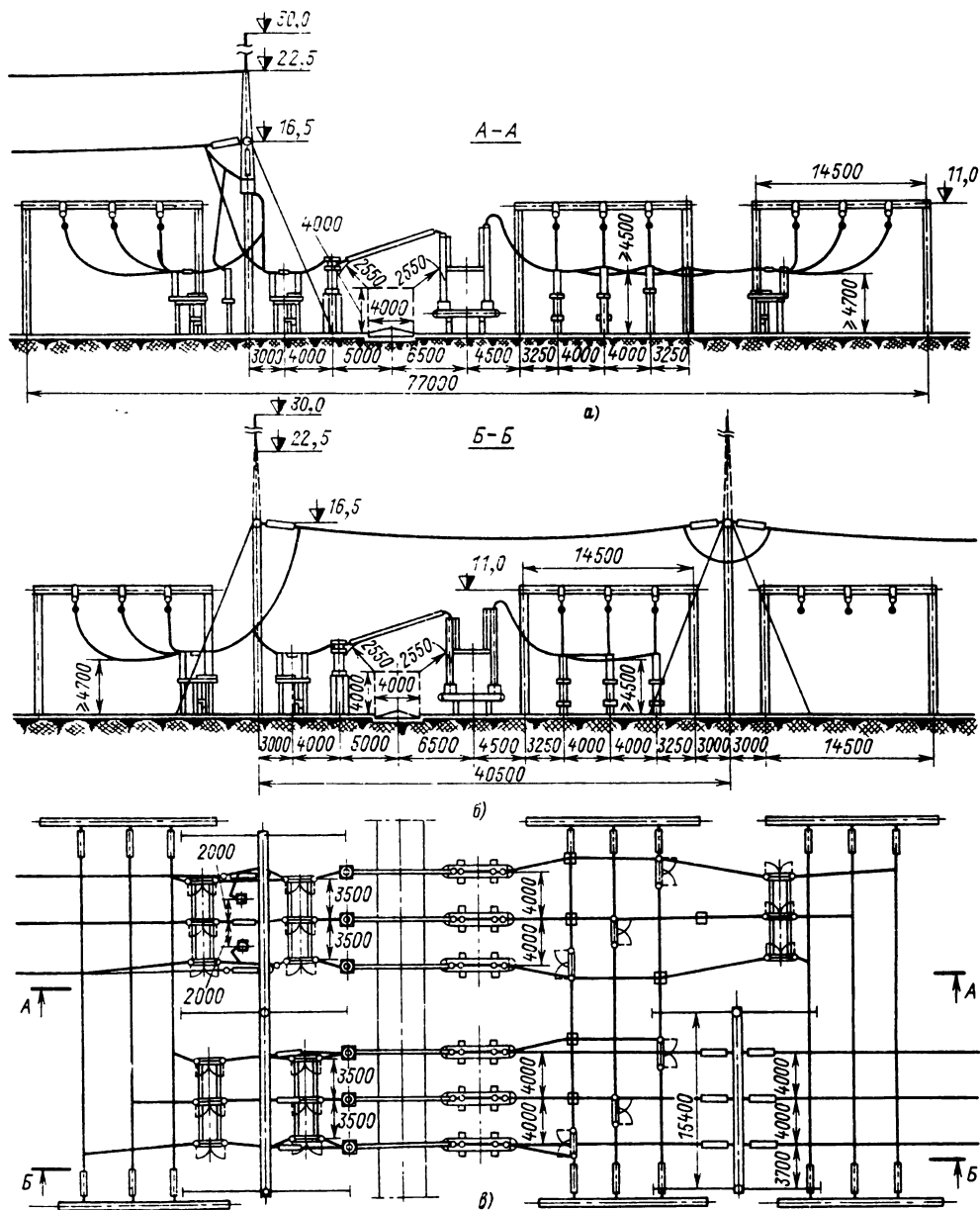
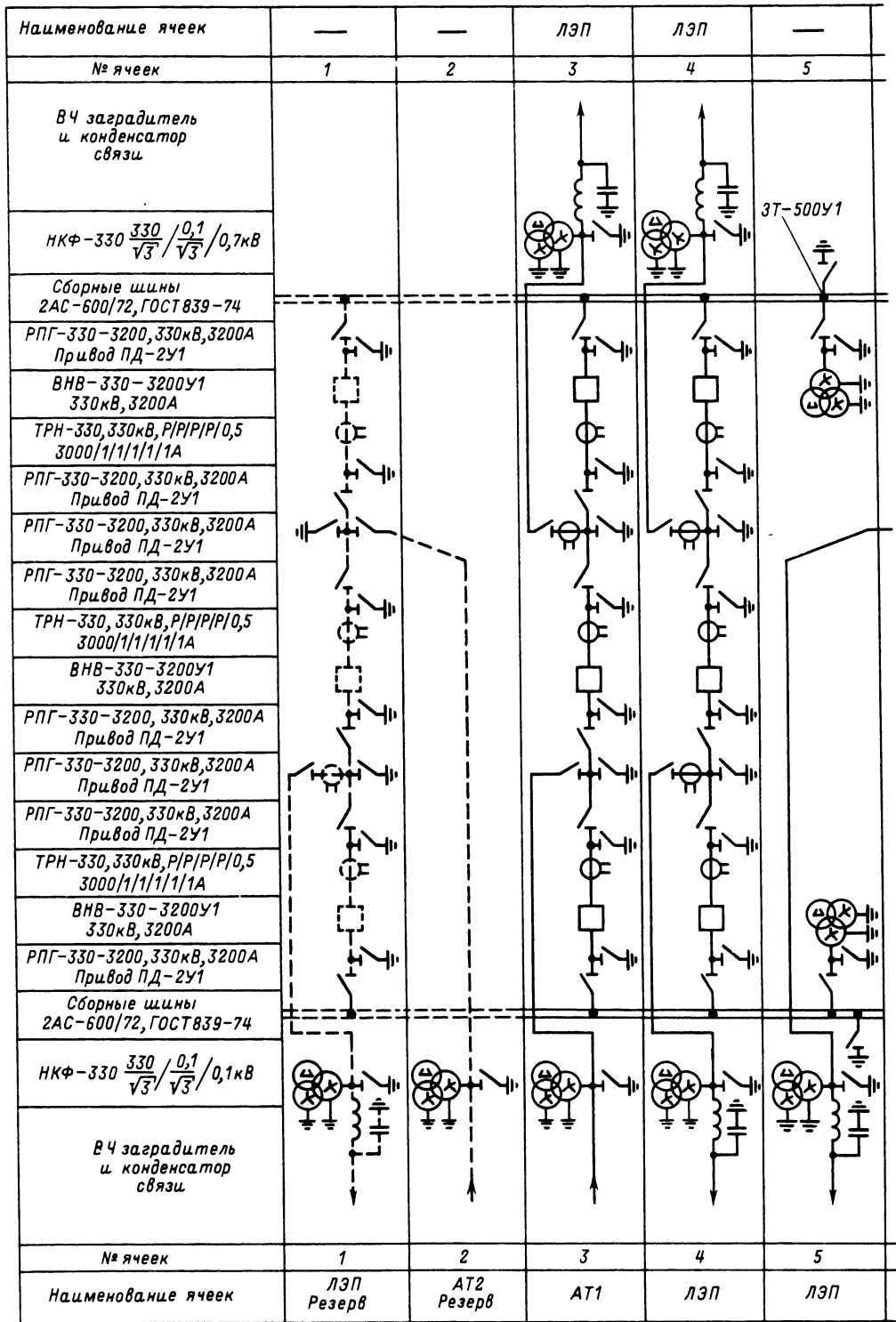
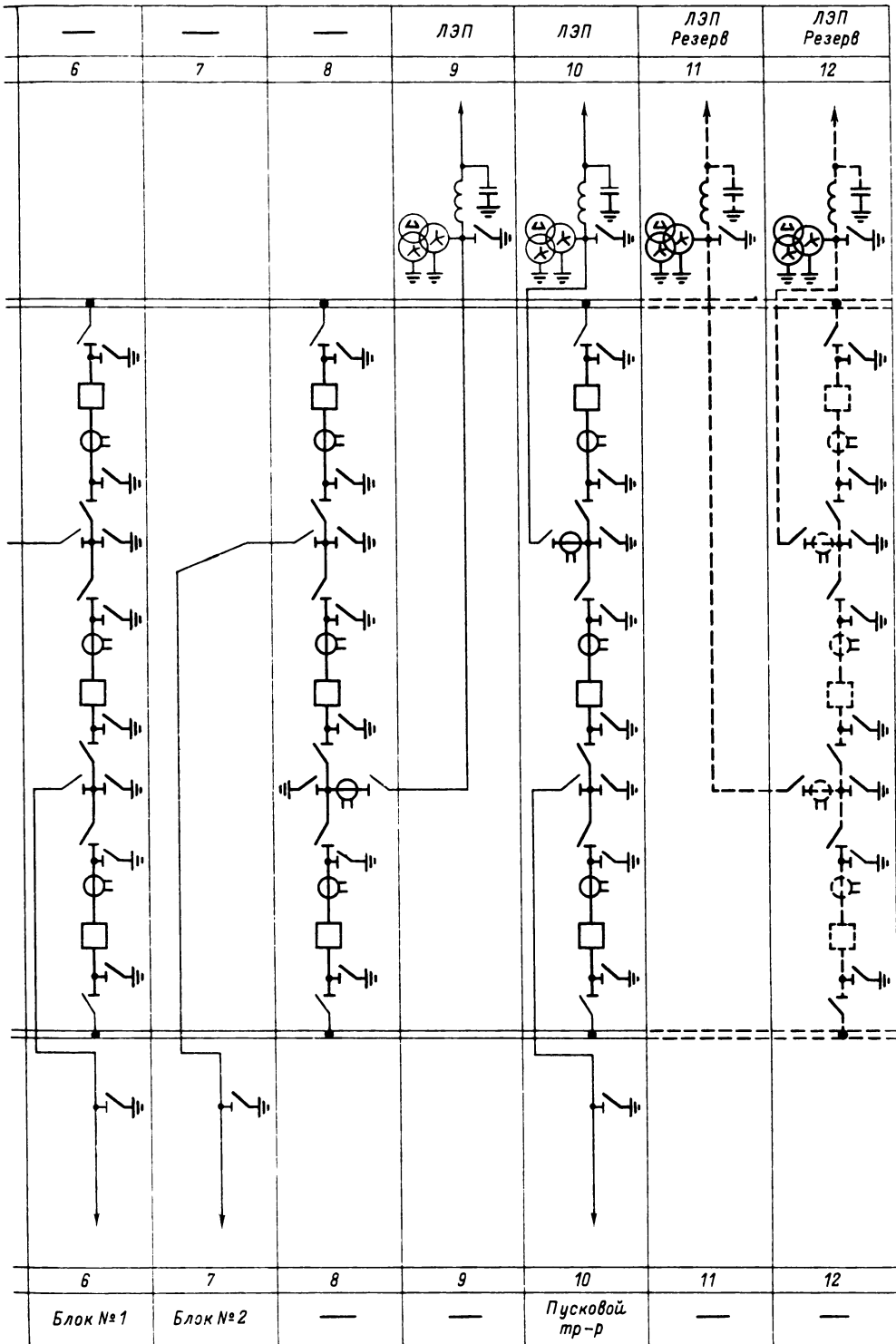


Рис. 37.18. ОРУ 220 кВ с двумя системами сборных шин и с обходной системой:  
 а – разрез по ячейке линии; б – то же трансформатора. в – план ячеек



а)  
Рис 37.19 ОРУ 330 кВ по схеме 3/2 с подвесными разъединителями



а — схема заполнения. б — план. в — разрез по ячейке № 4



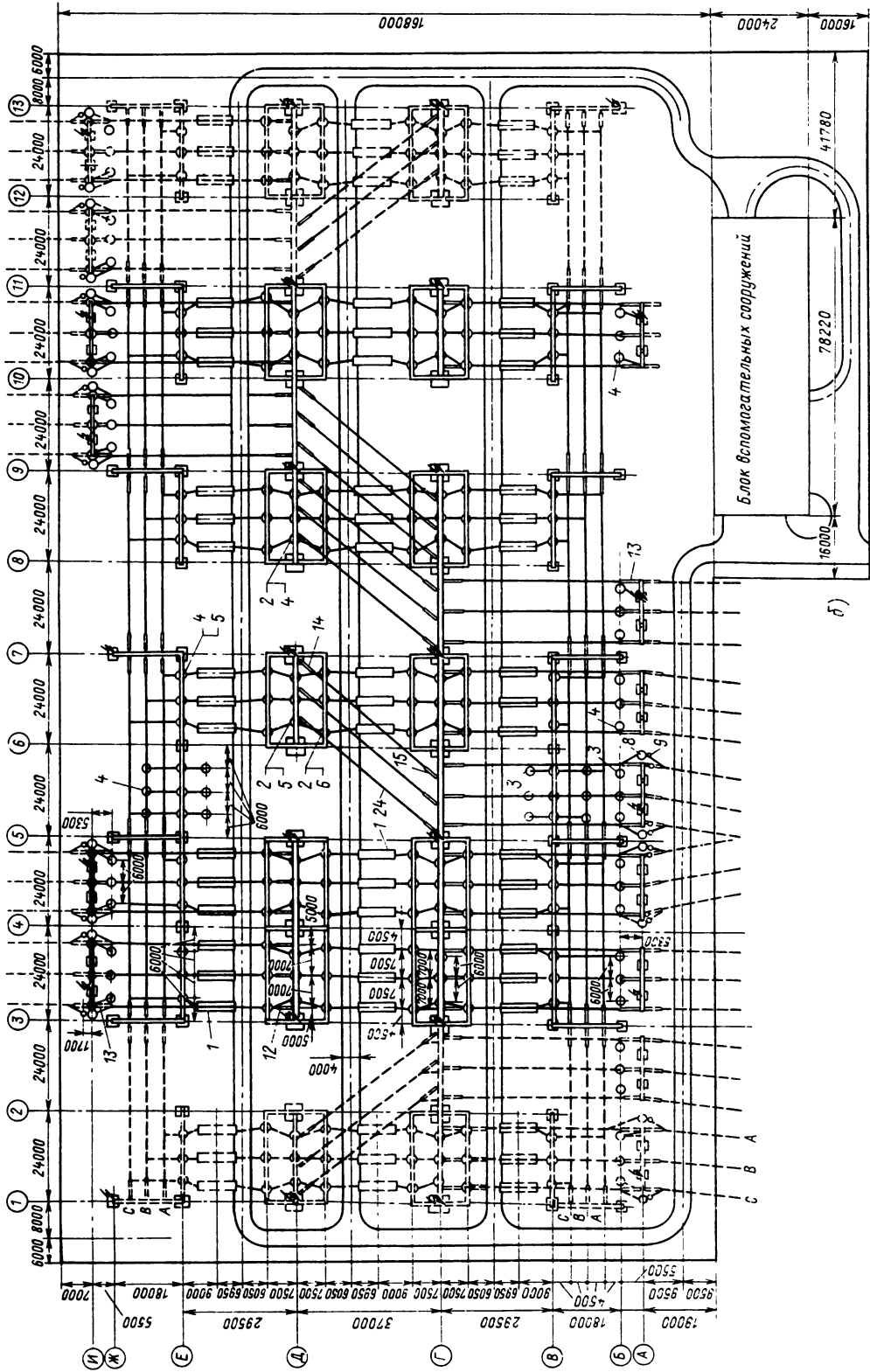


Рис. 37.19 Прогноз гашение

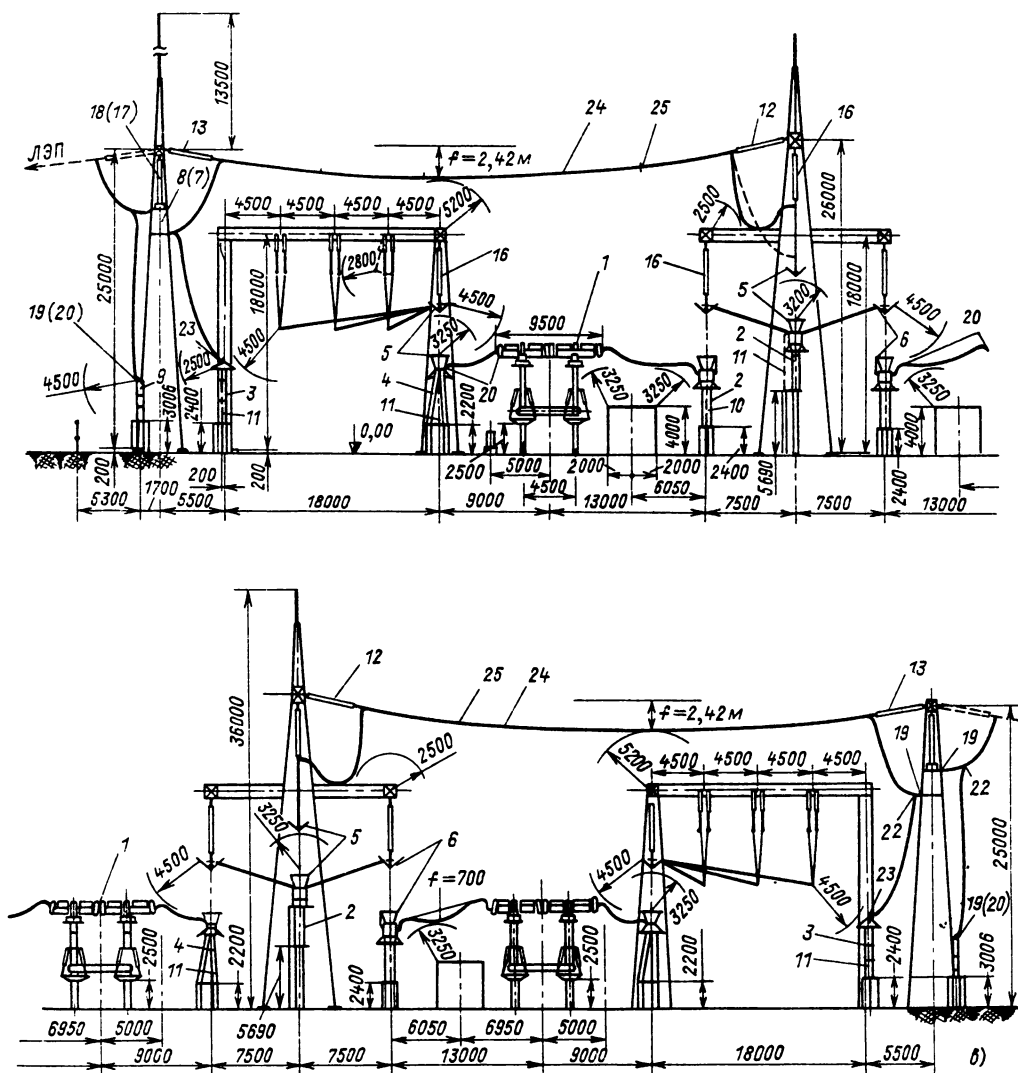


Рис. 37.19. Продолжение

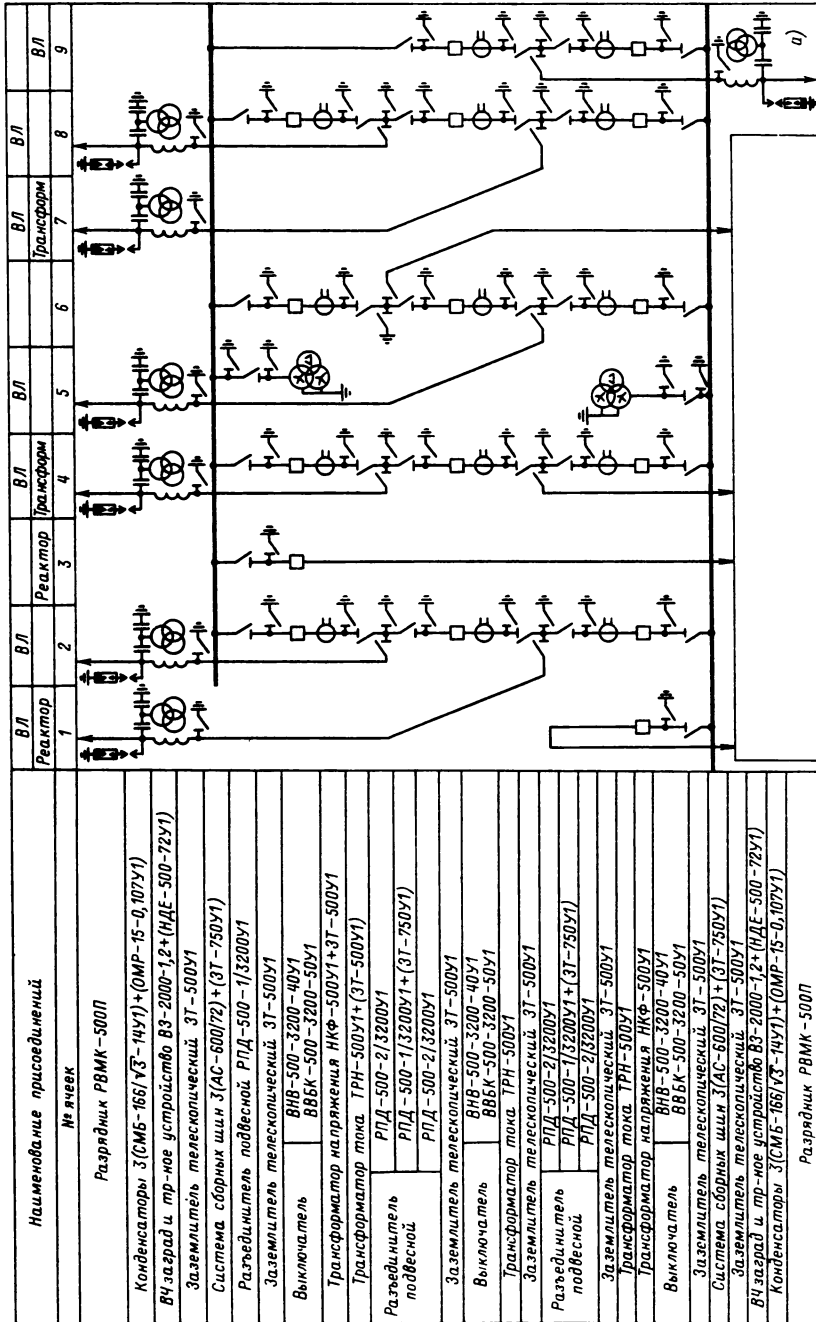


Рис. 37.20. ОРУ 500 кВ по схеме 3/2 с трехрядным расположением выключателей:  
 а - схема заполнения; б - общий план; в - разрез по ячейке; г - план ячейки

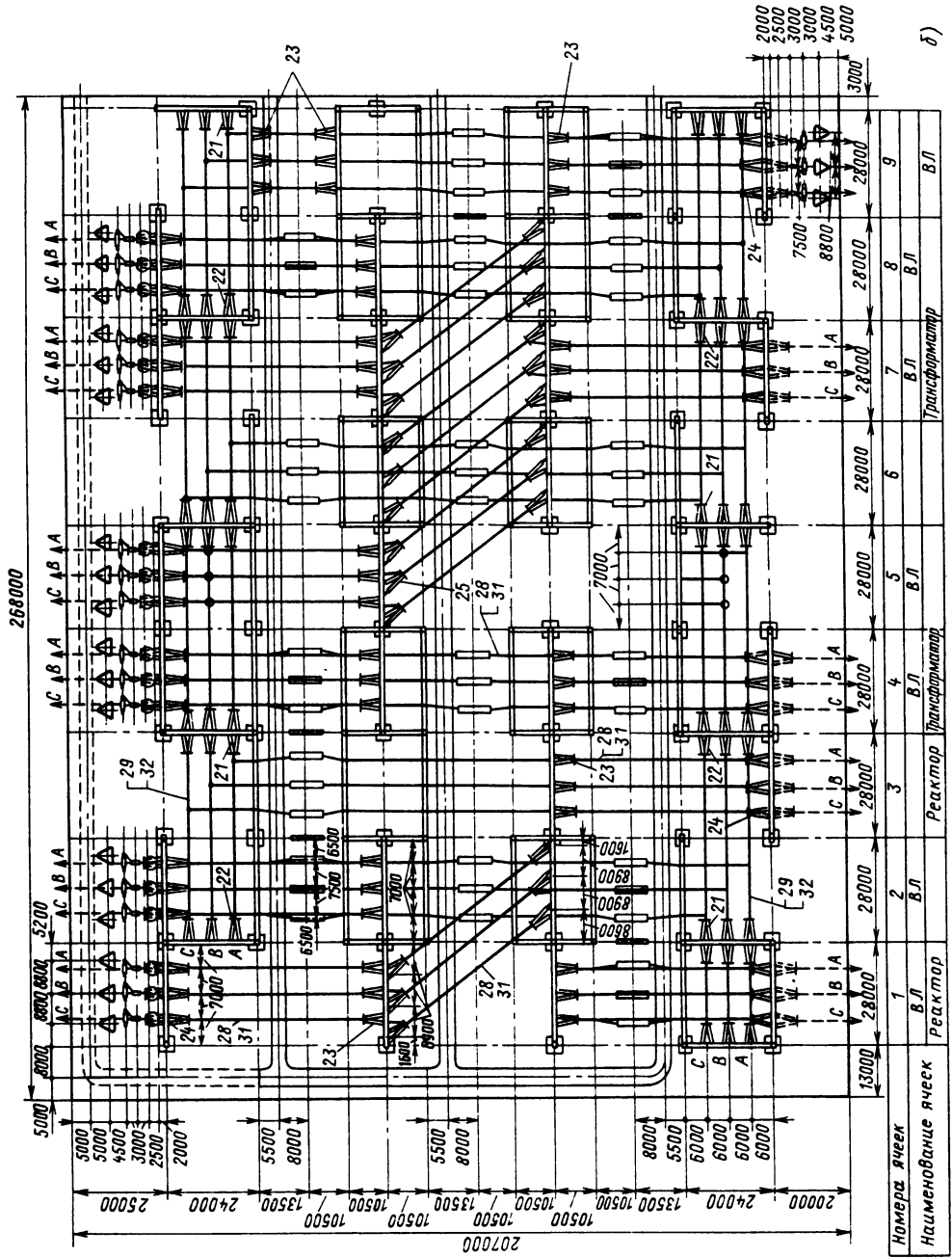


Рис. 37.20. Продолжение

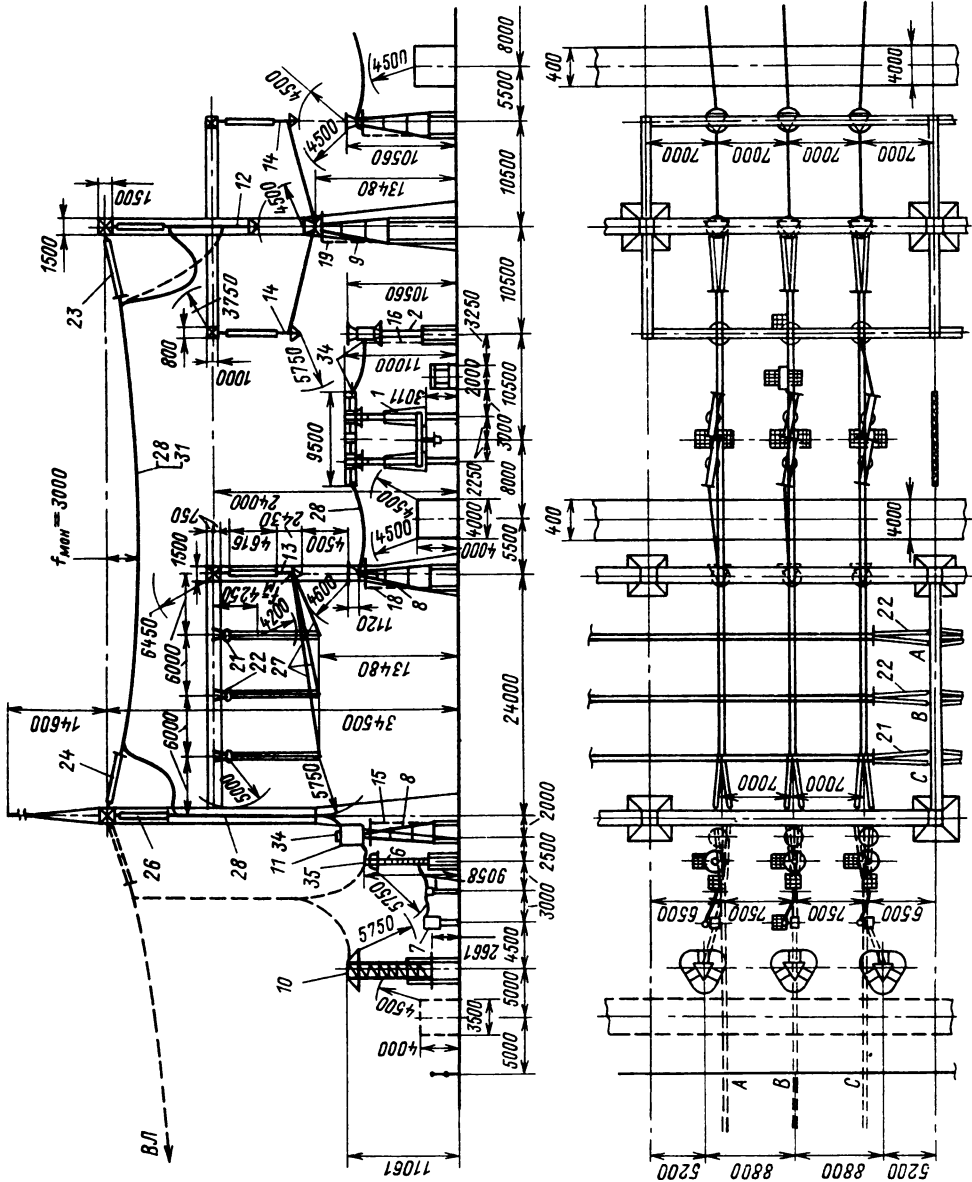


Рис. 37.20. Продолжение

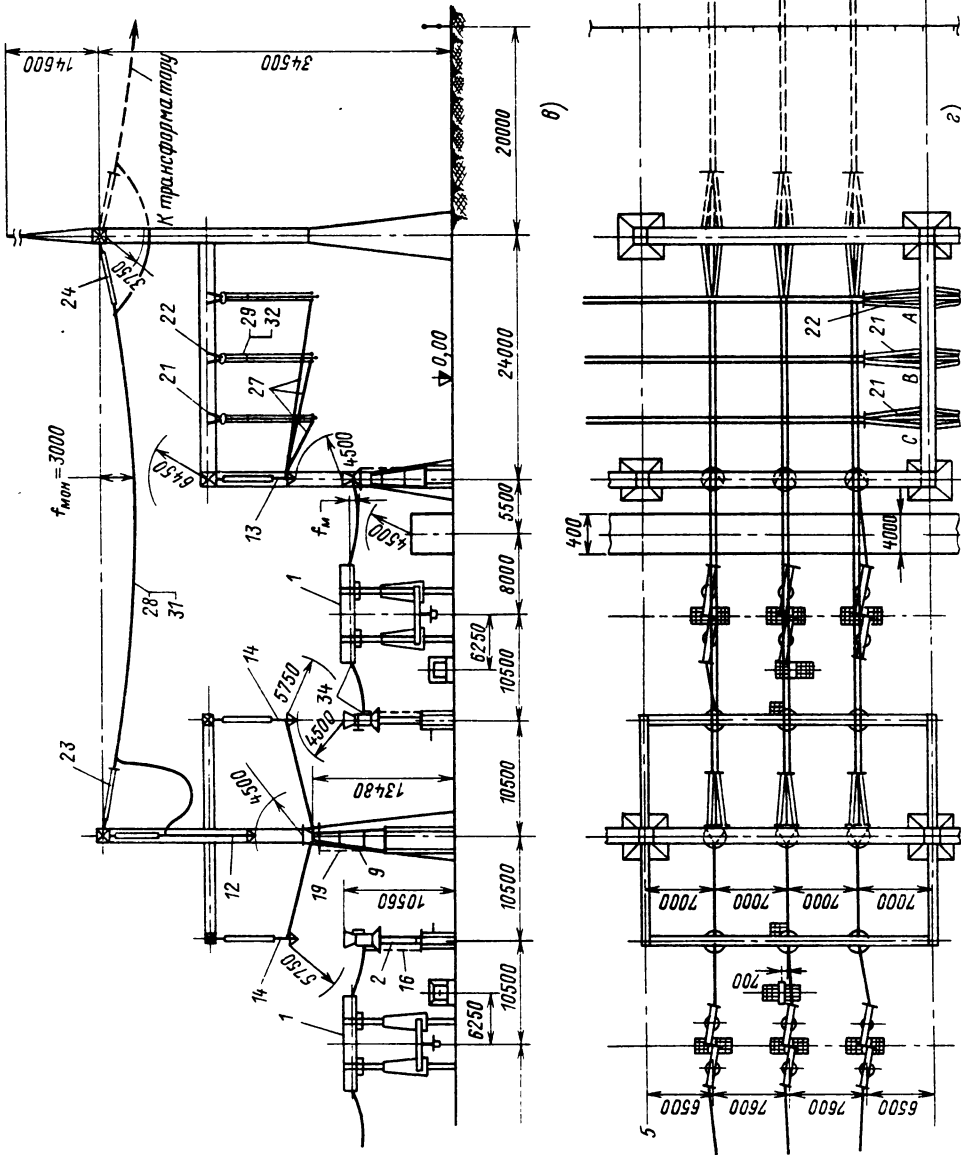
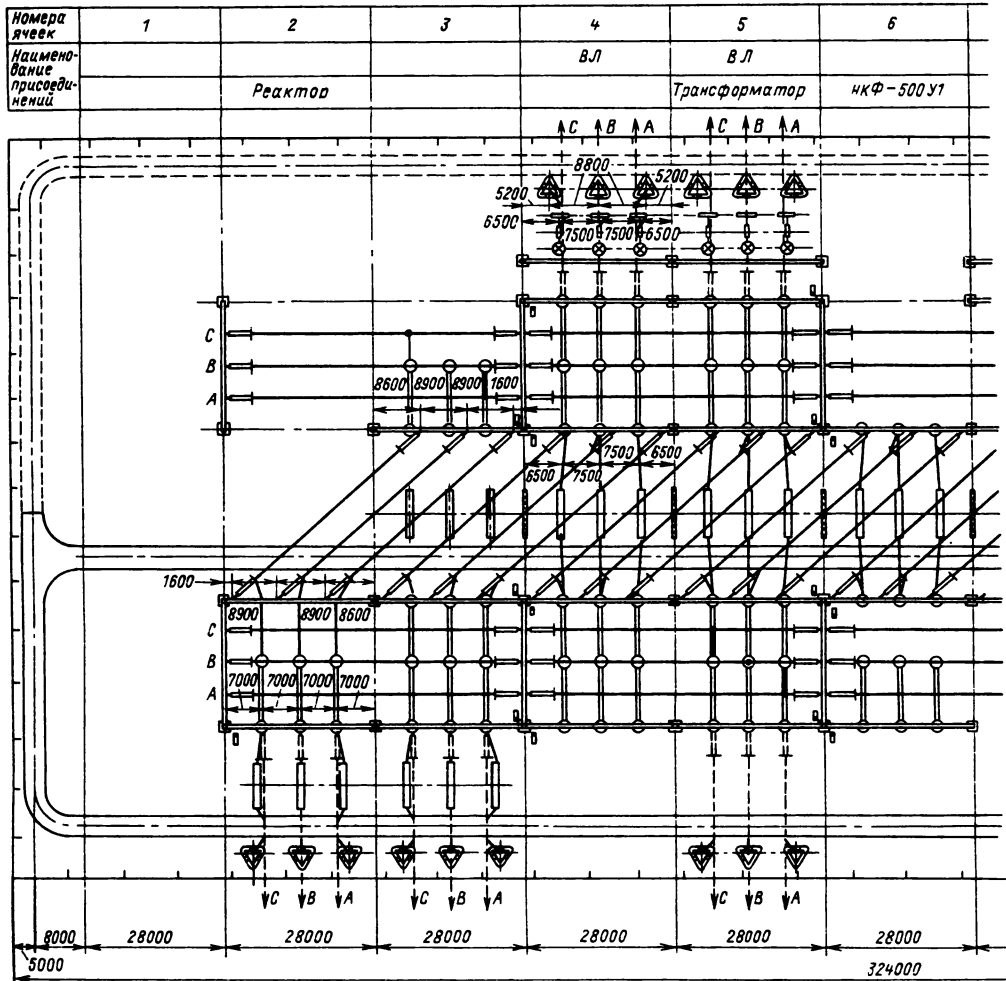


Рис. 37.20. Продолжение



Наименование аппаратов
РВМК-500П
З(СМБ-166/√3-14У1);
ОМР-15-0,107У1
НДЕ-500-72У1; ВЗ-2000-1,2
ЗТ-500У1
РПДБ-500-1/3200У1
ЗТ-750У1
З(АС-600/72)
РПДБ-500-1/3200У1
ЗТ-500У1
ВНВ-500-3200-40У1(ВВБК-500)
ТРН-500У1
ЗТ-500У1
РПДБ-500-1/3200У1
З(АС-600/72)
ЗТ-750У1
РПДБ-500-1/3200У1
ЗТ-500У1
ВНВ-500-3200-40У1(ВВБК-500)
РВМГ-500

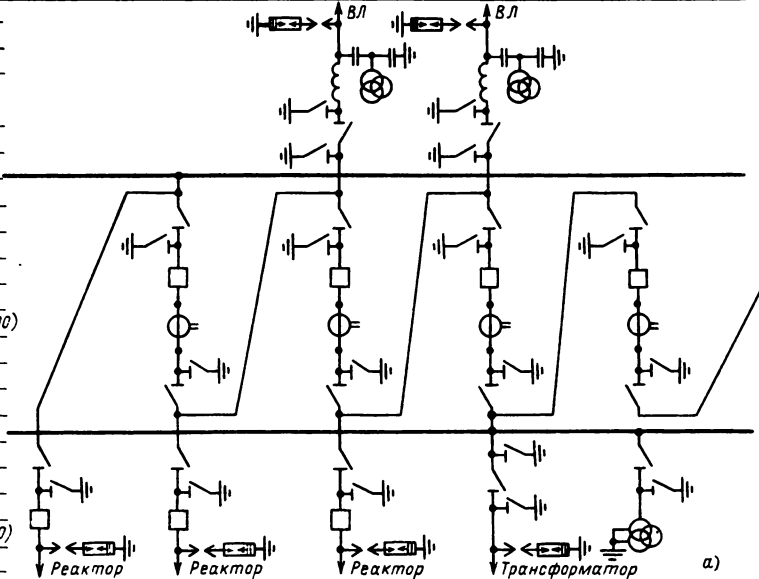


Рис. 37.21

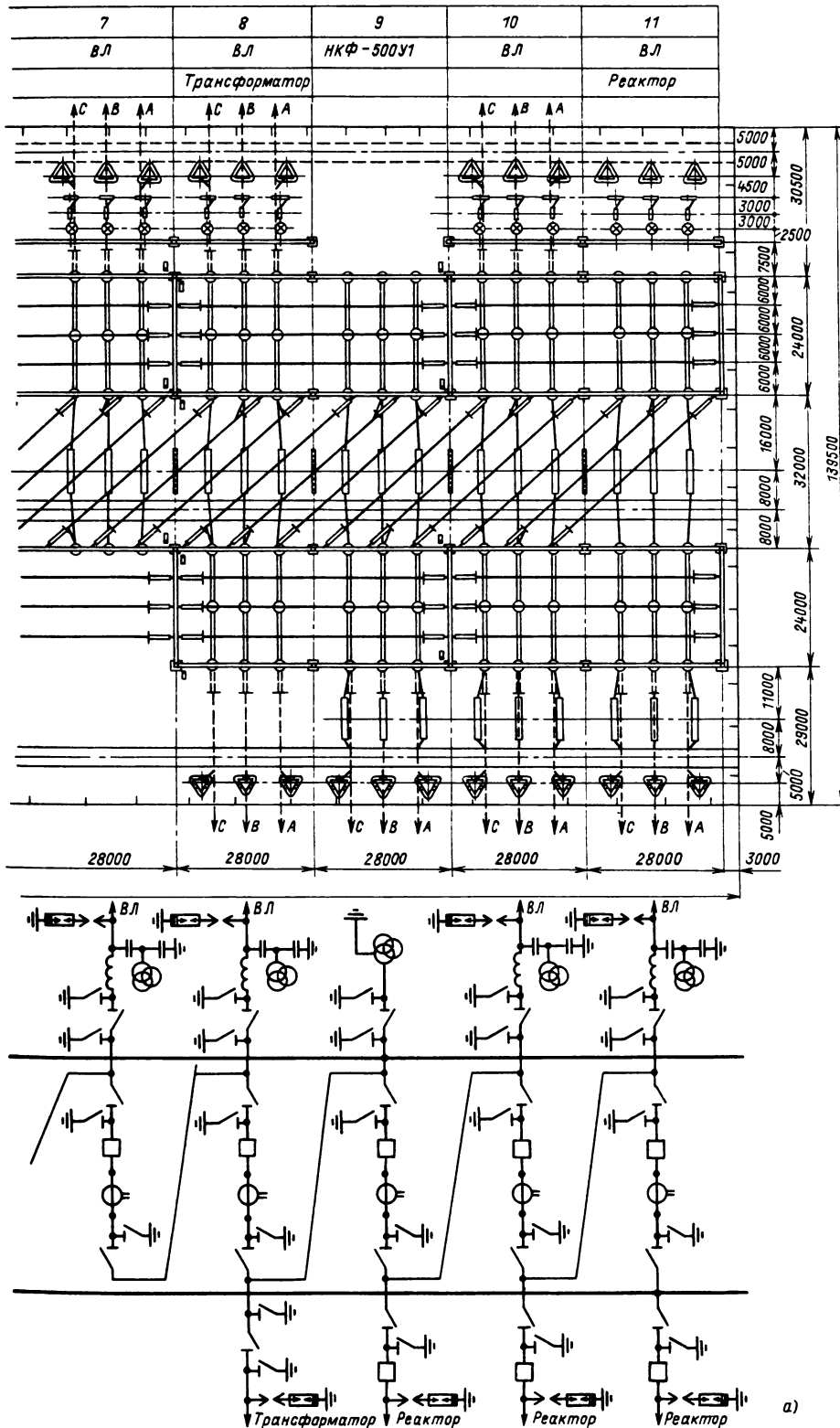


Рис. 37.21. Продолжение



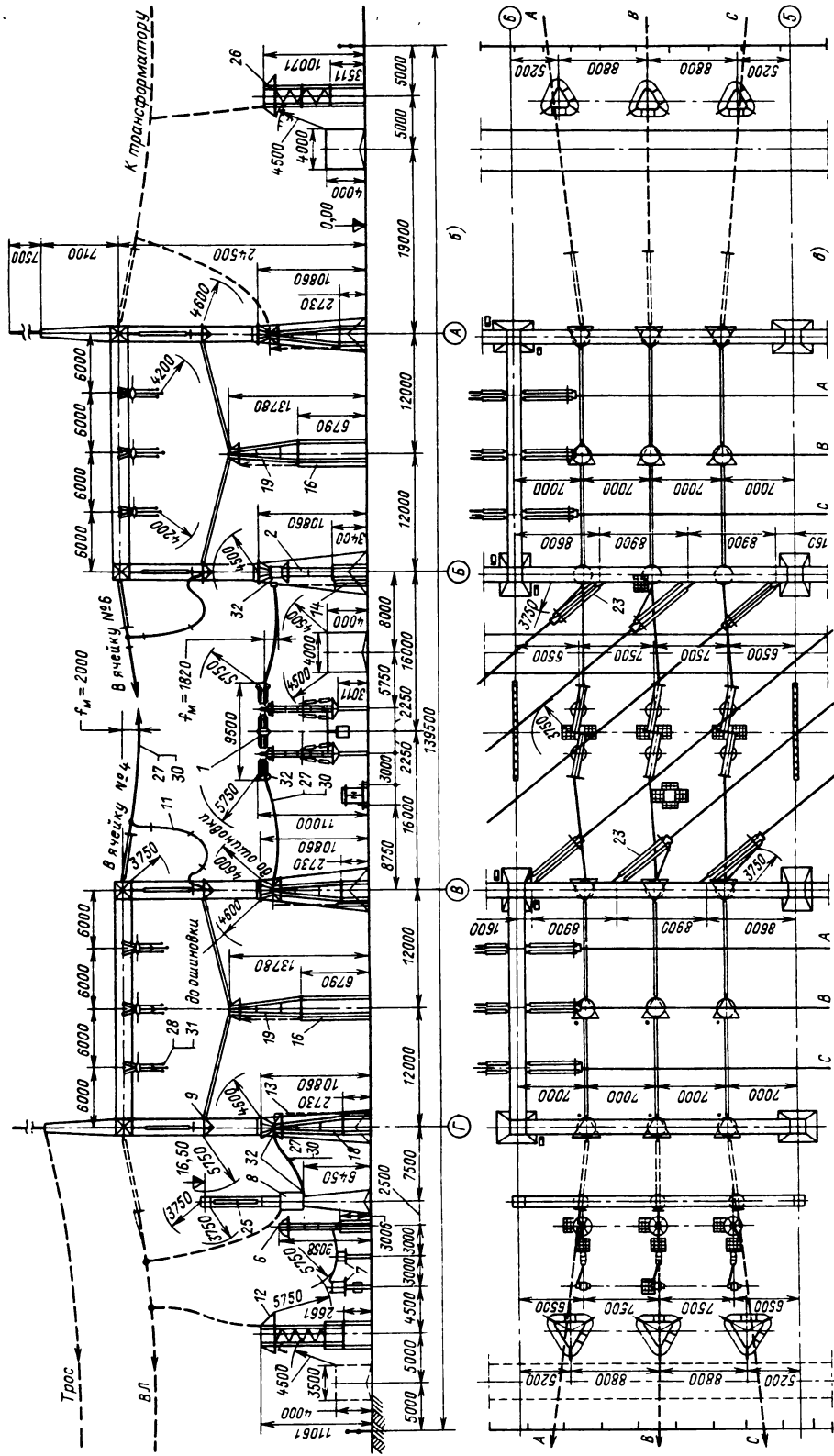
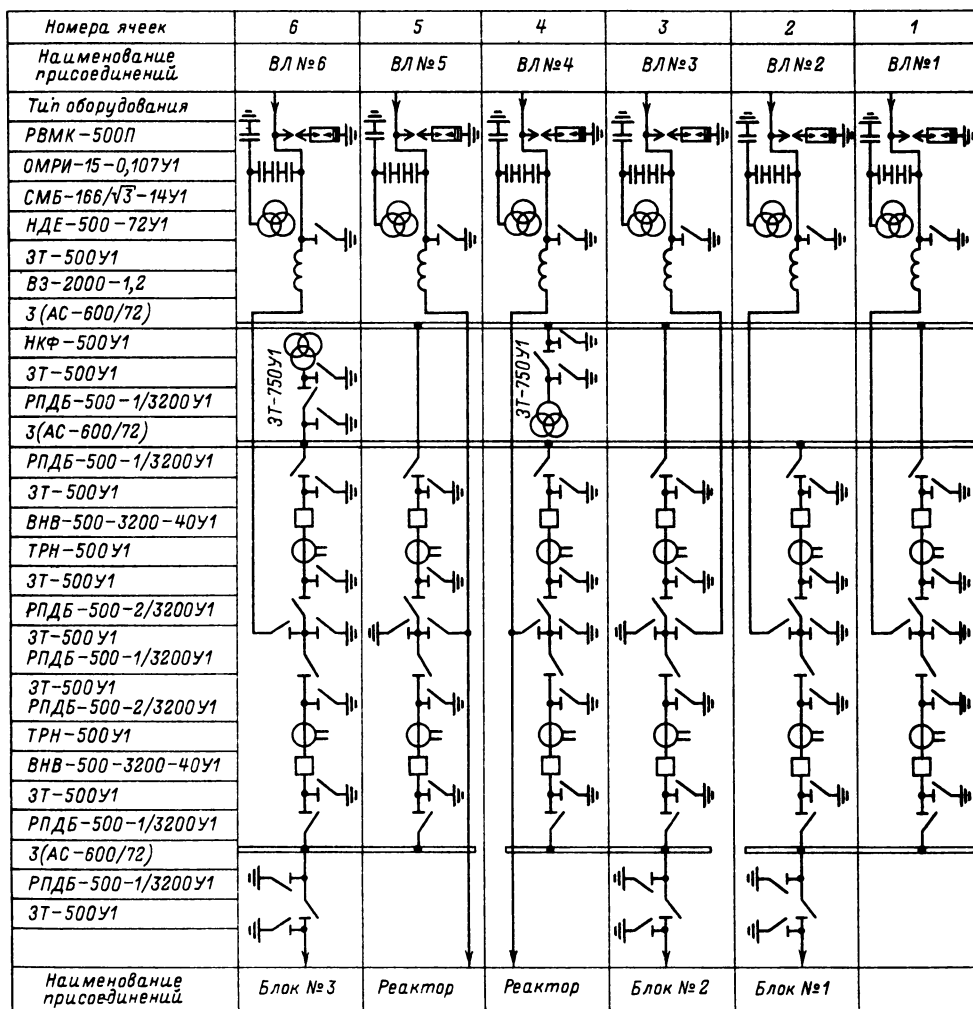


Рис. 37.21. ОРУ 500 кВ по схеме шины — трансформатор с полугорными присоединением линий и однорядным расположением выключателей:  
 а — схема заполнения и общий план; б — разрез ячейки; в — план ячейки



а)

Рис. 37.22. ОРУ 500 кВ по схеме 4/3 с двухрядным расположением выключателей:

а – схема заполнения; б – общий план; в – разрез ячейки

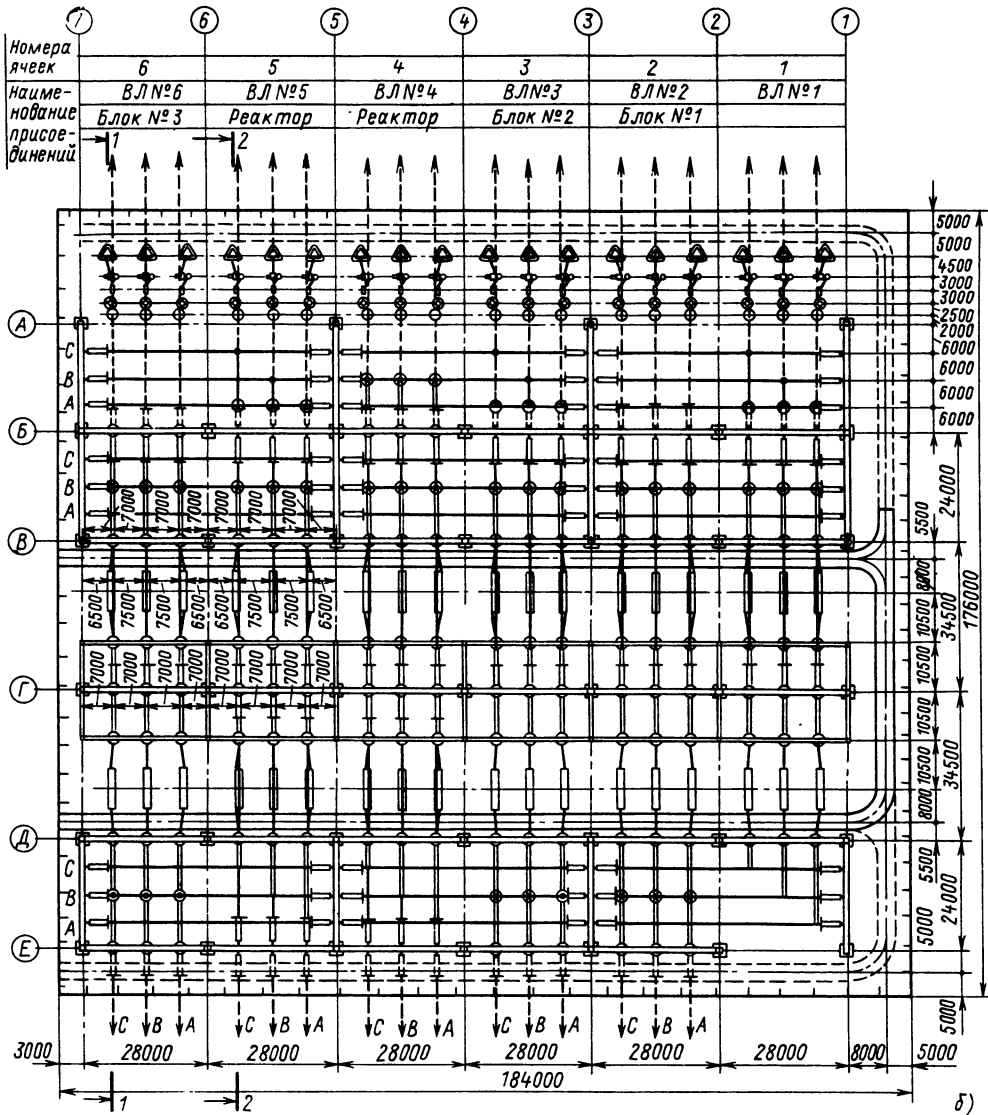


Рис. 37.22. Продолжение

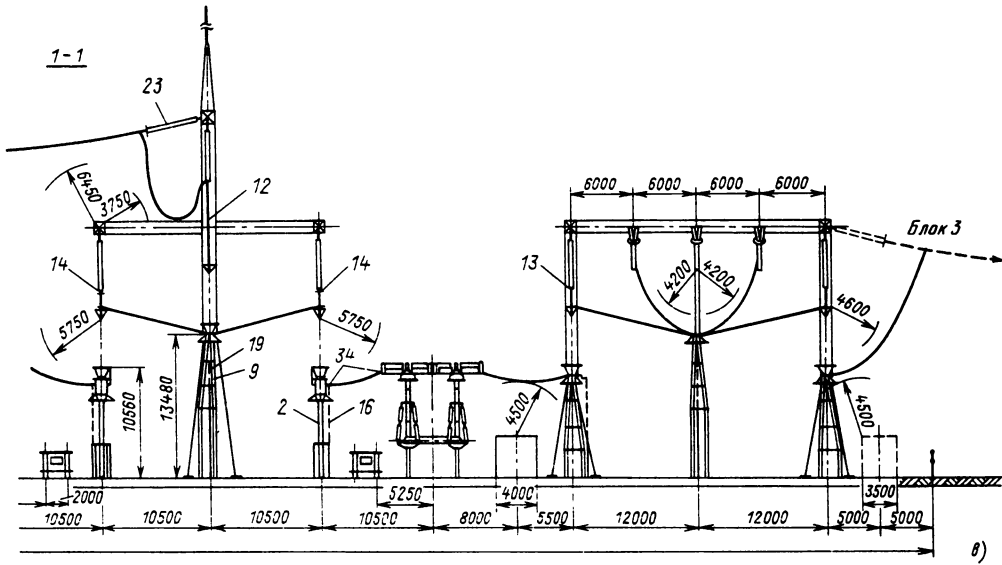
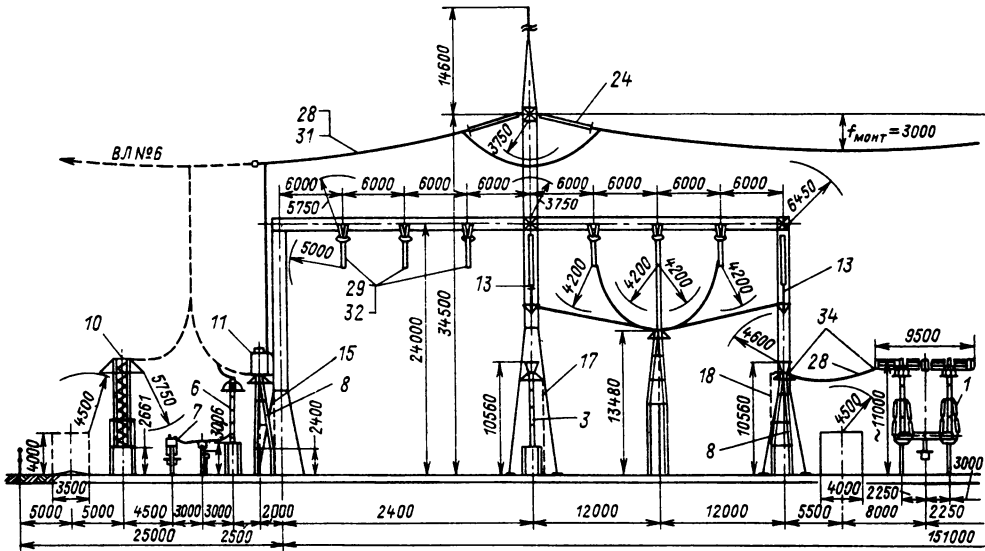
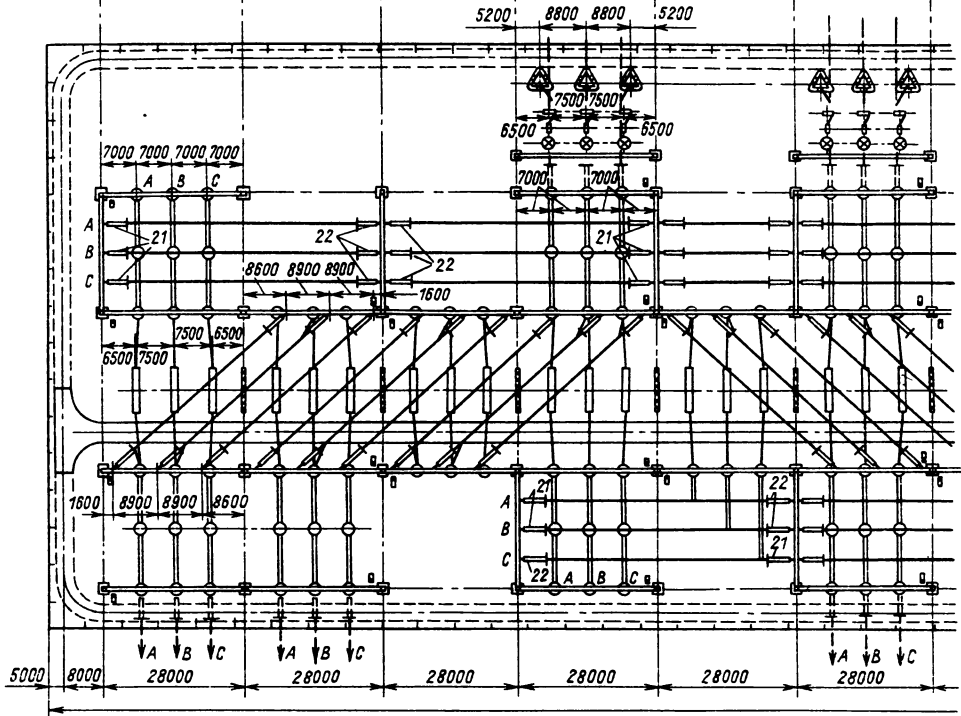


Рис. 37.22. Продолжение

Номера ячеек	1	2	3	4	5	6
Наименование присоединений	Трансформатор напряжения НКФ-500У1 Трансформатор АТ-1	Блок №2		ВЛ Трансформатор напряжения НКФ-500У1		ВЛ Блок №3



Наименование аппаратов

- РВМК-500П
- З(СМБ-166/√3-14У1);
- ОМР-15-0,107У1
- НДЕ-500-72У1
- ВЗ-2000-1,2
- ЗТ-500У1
- З(АС-600/72)
- РПДБ-500-1/3200У1
- ЗТ-500У1
- РПДБ-500-1/3200У1
- ЗТ-500У1
- ВНВ-500-3200-40У1 (ВВБК-500)
- ТРН-500У1
- ЗТ-500У1
- РПДБ-500-1/3200У1
- З(АС-600/72)
- ЗТ-750У1
- РПДБ-500-1/3200У1
- ЗТ-500У1
- НКФ-500У1

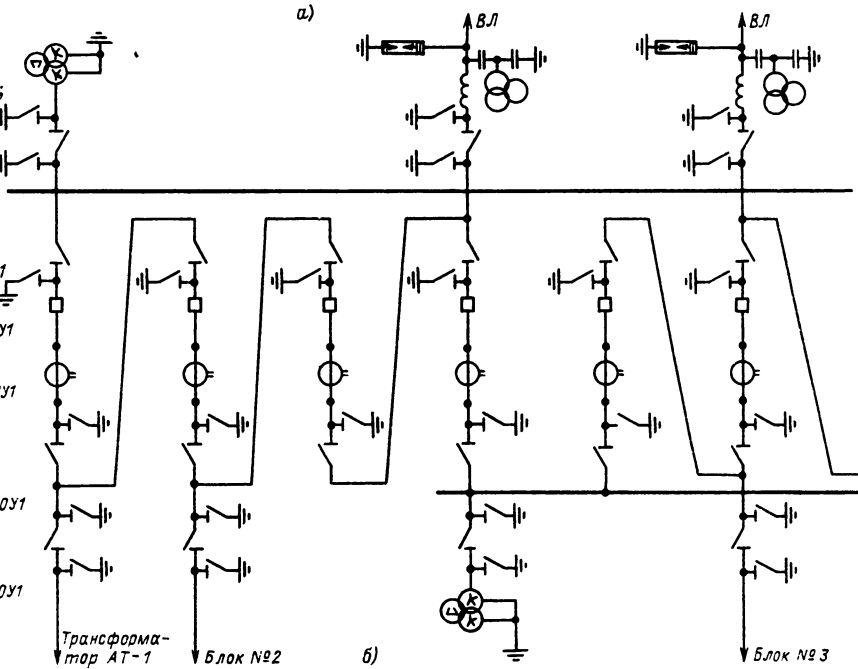
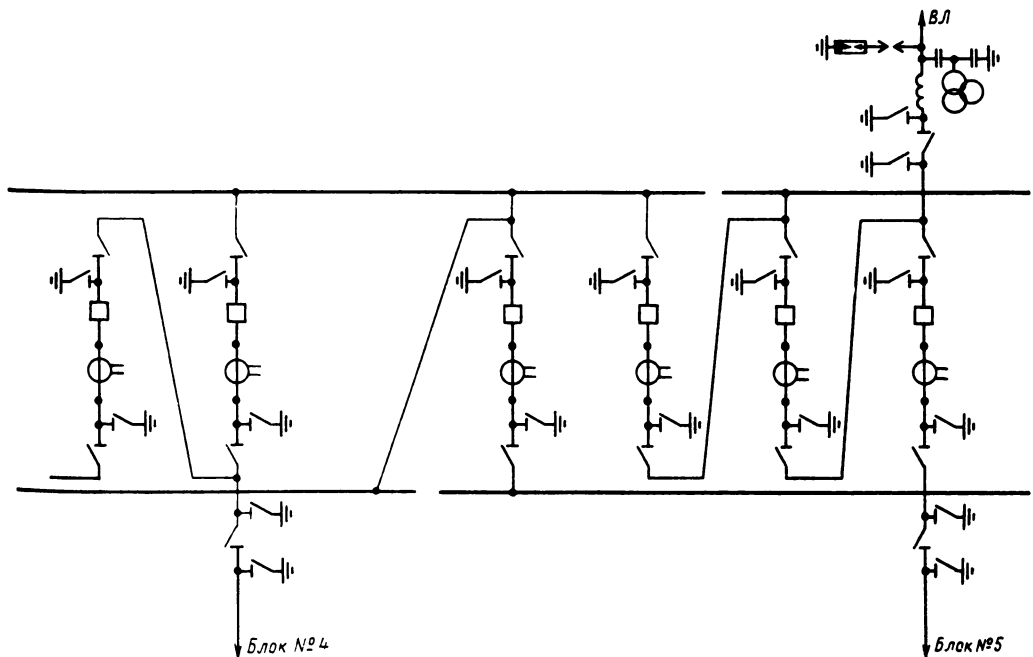
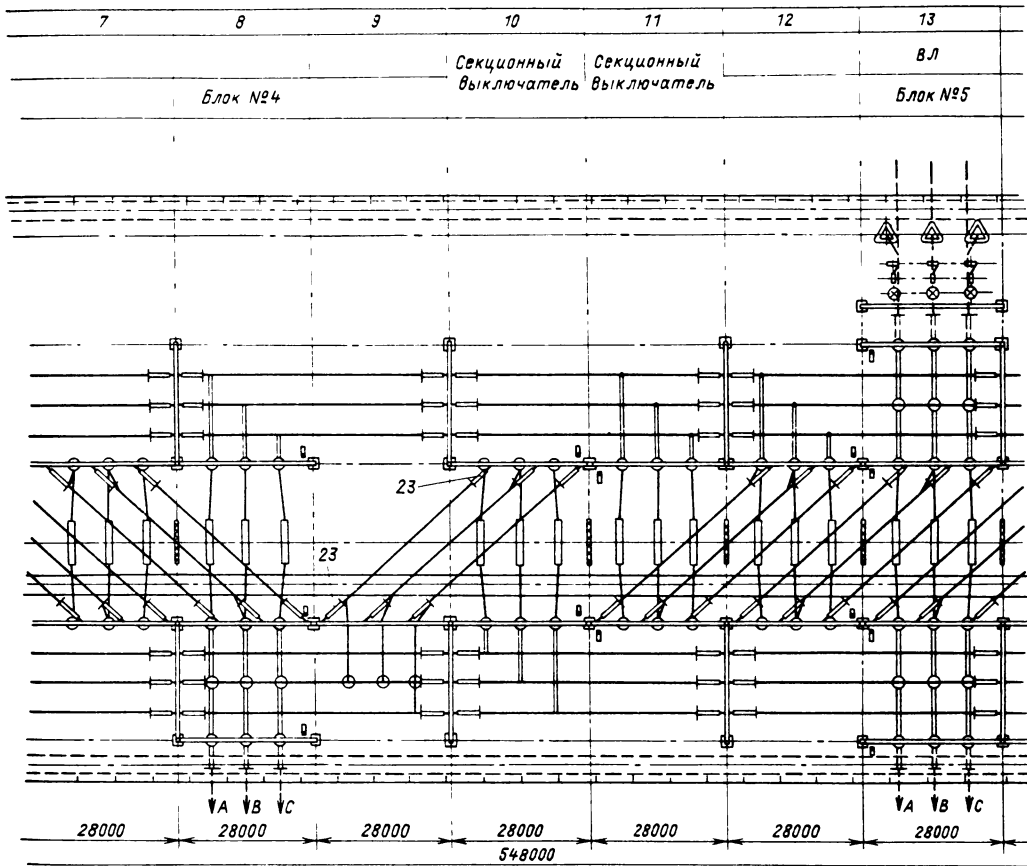


Рис. 37.23. ОРУ 500 кВ по схеме 4/3 с однорядным расположением выключателей:



а – общий план; б – схема заполнения, в – разрез ячейки; г – план ячейки

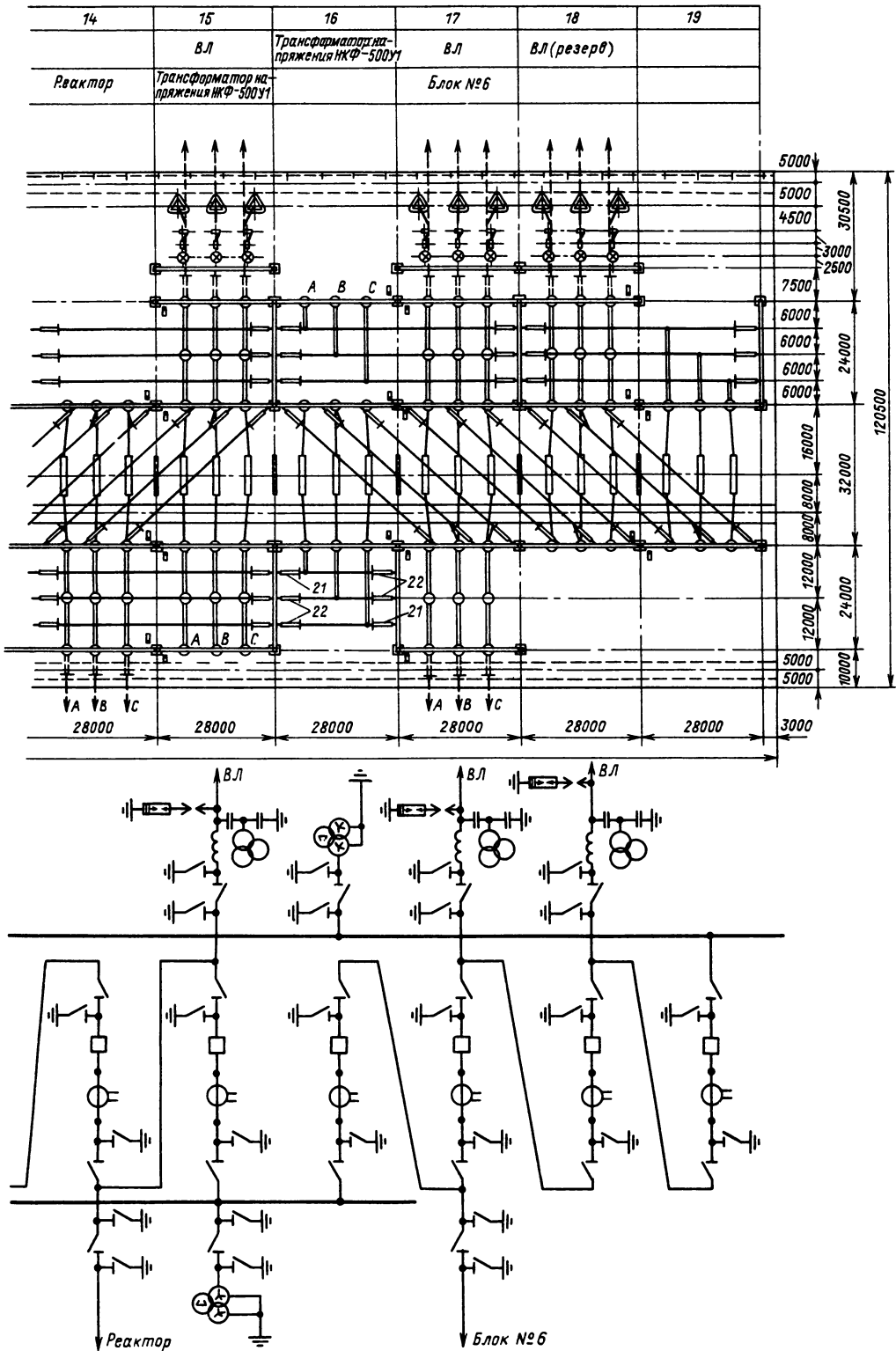
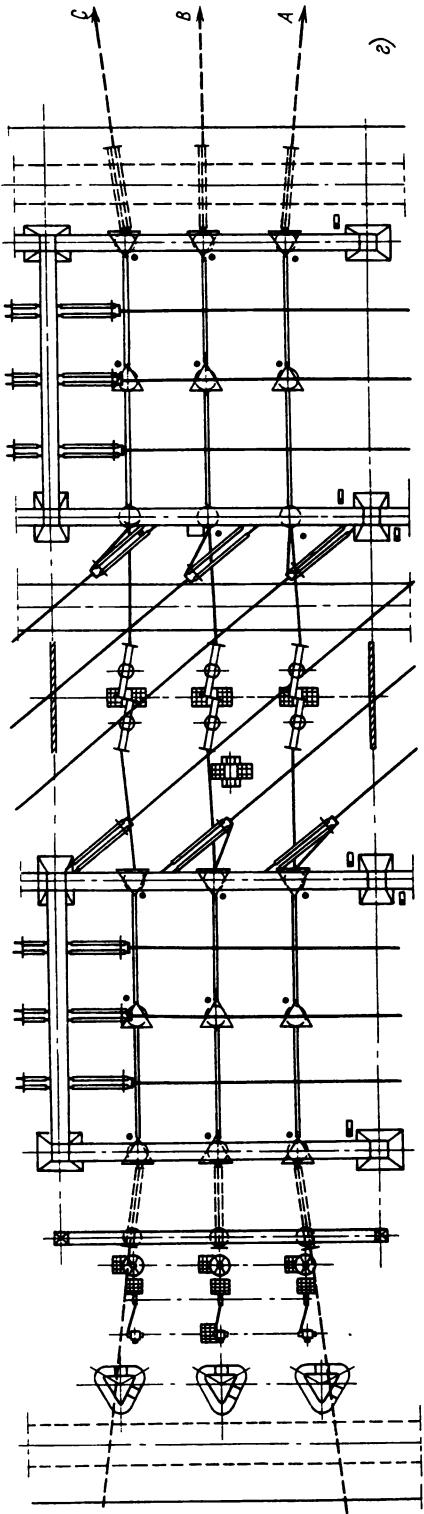
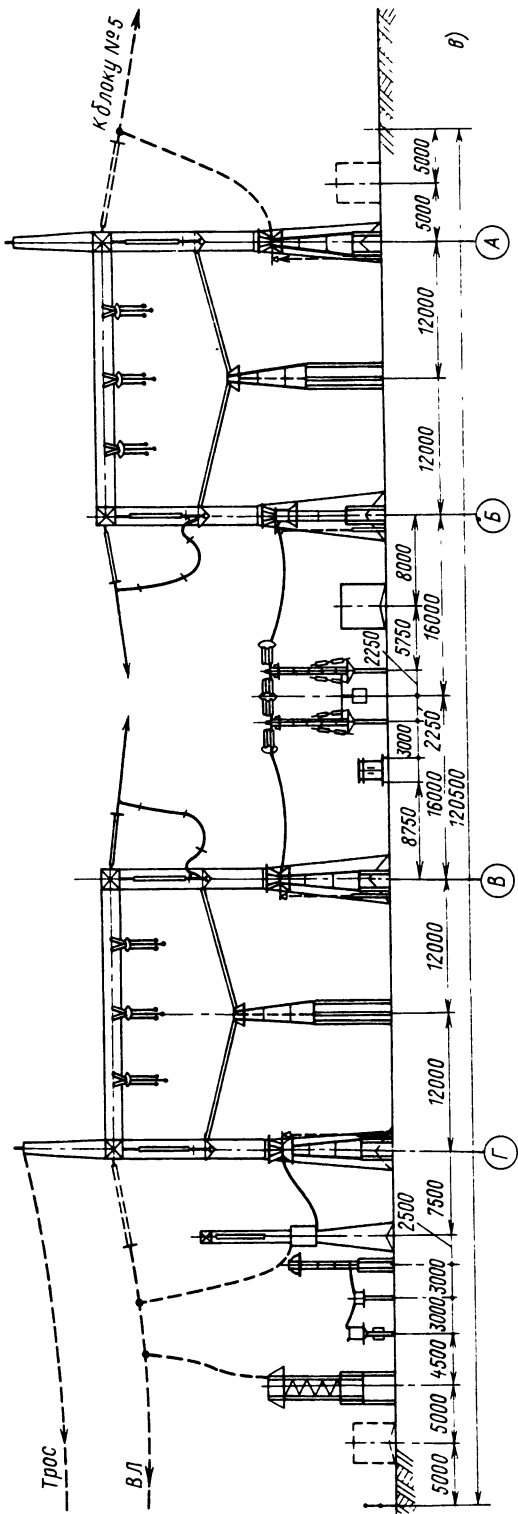


Рис. 37.23. Продолжение





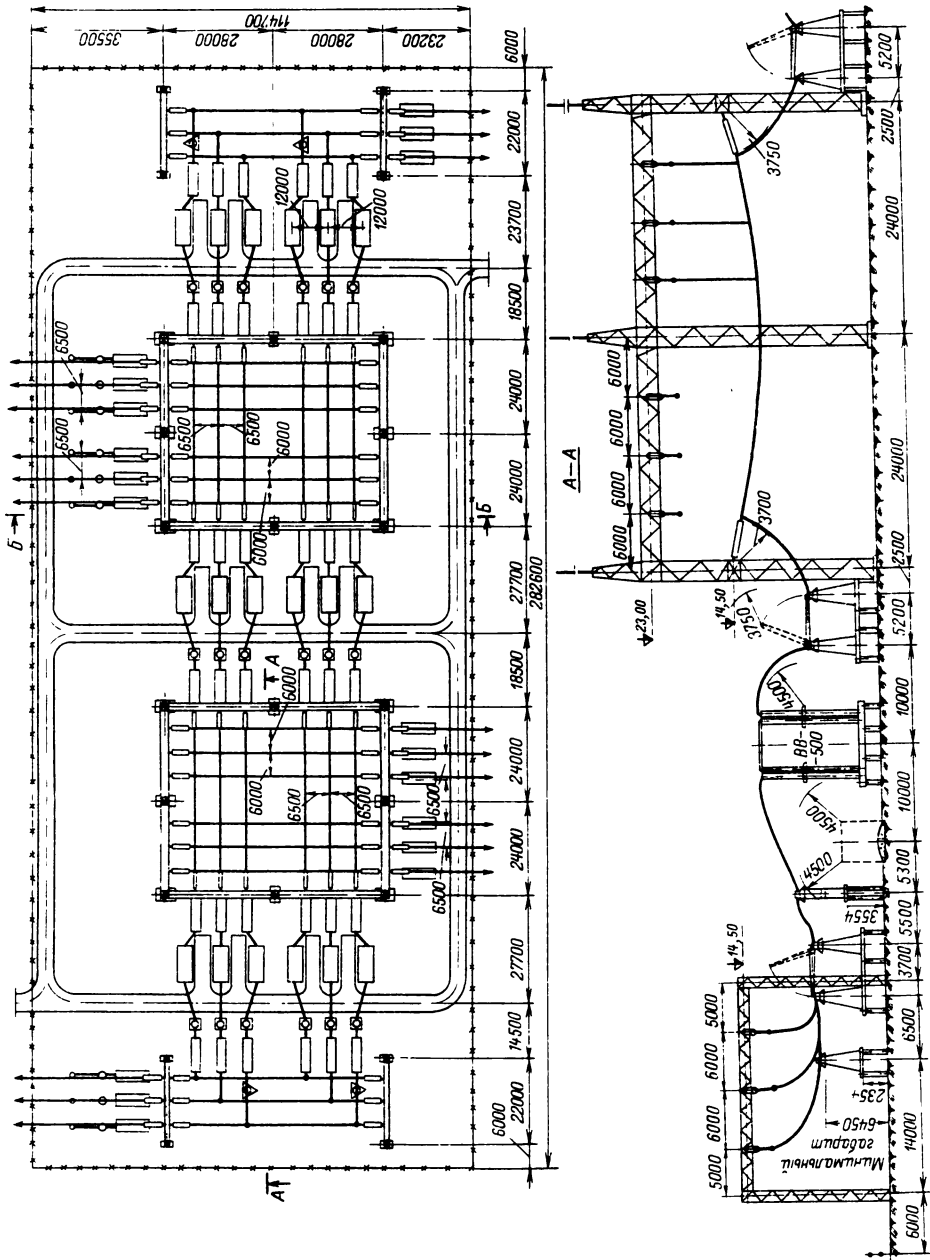


Рис. 37.24. ОРУ 500 кВ по схеме многоугольника

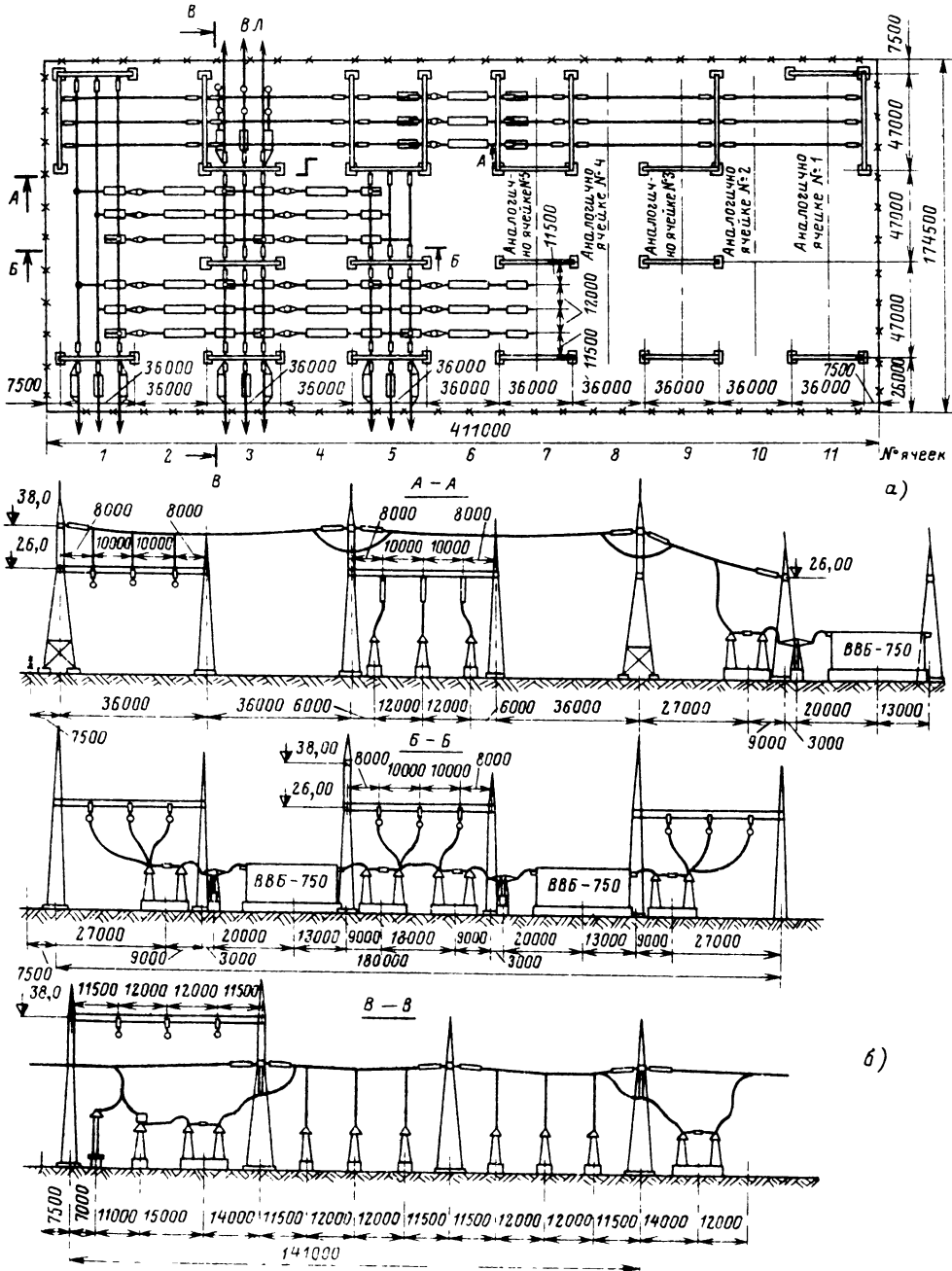


Рис. 37.25. ОРУ 750 кВ по схеме два связанных четырехугольника с выключателями в перемычках:  
а - план; б - разрезы

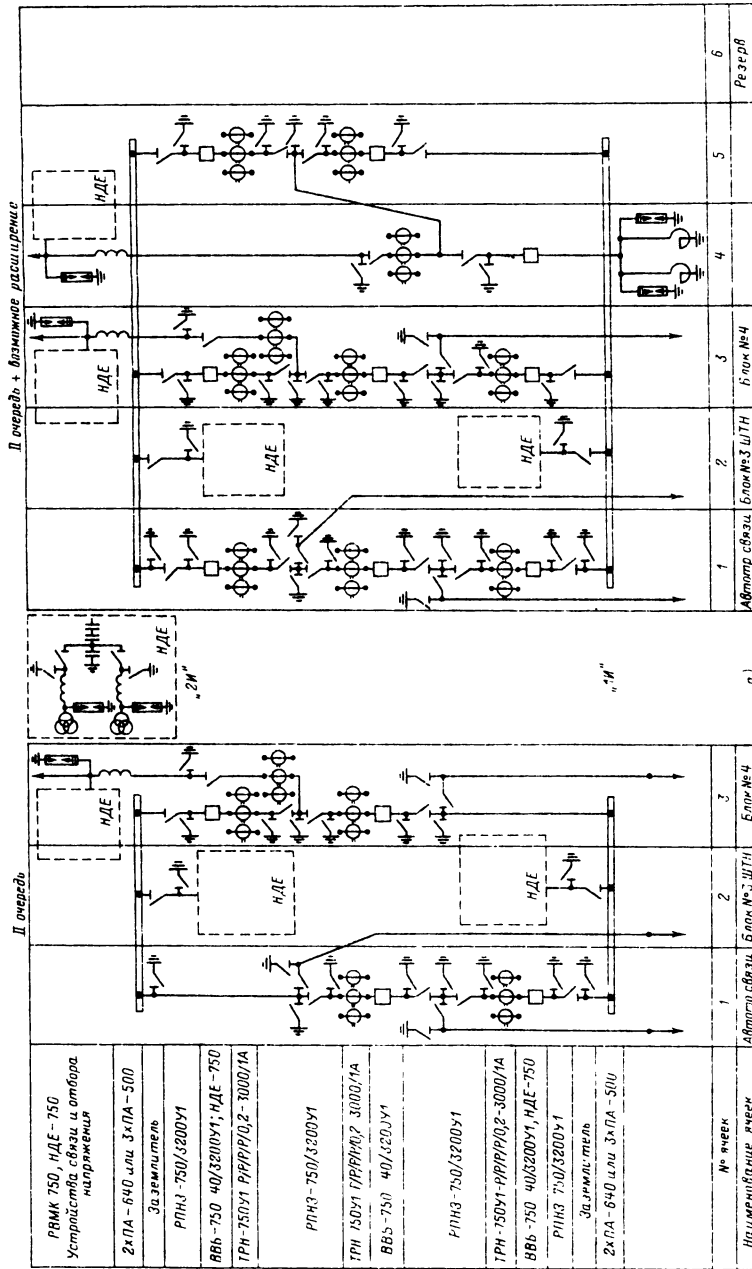


Рис. 37.26. ОРУ 750 кВ по схеме 3/2 с трехрядной установкой выключателей:  
а - схема заполнения; б - общий план; в - разрез ячейки № 3 III очереди

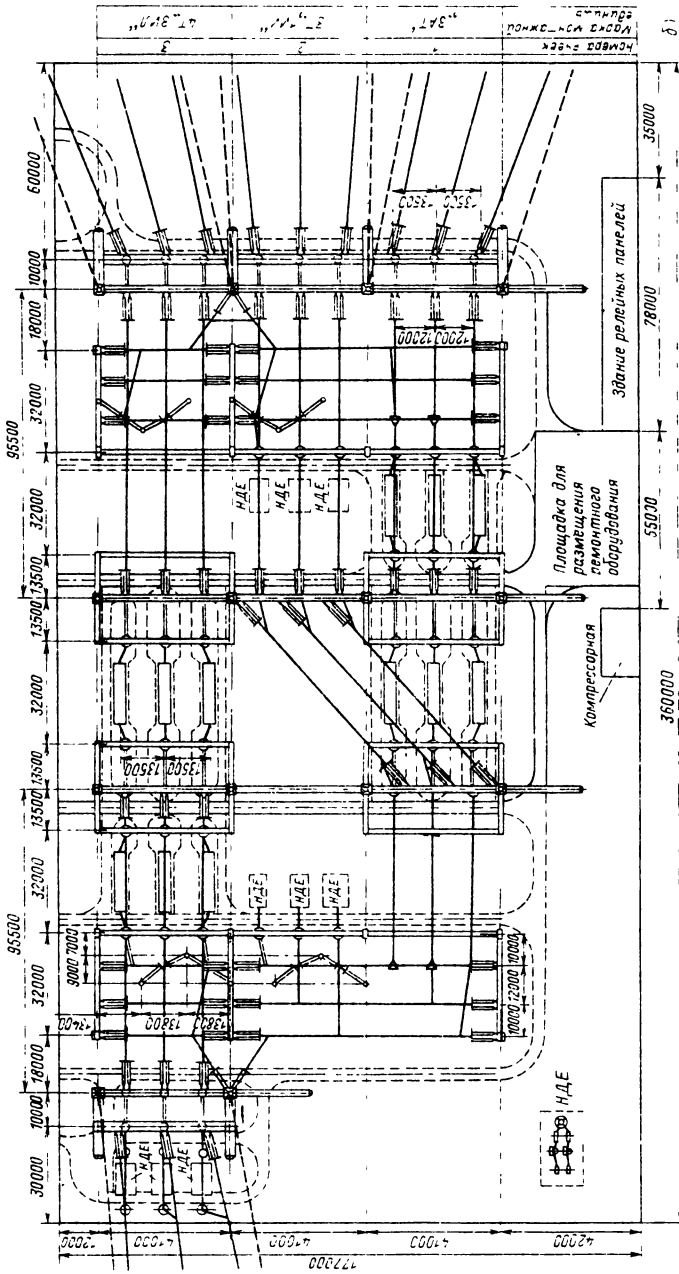


Рис. 37.26. Продолжение

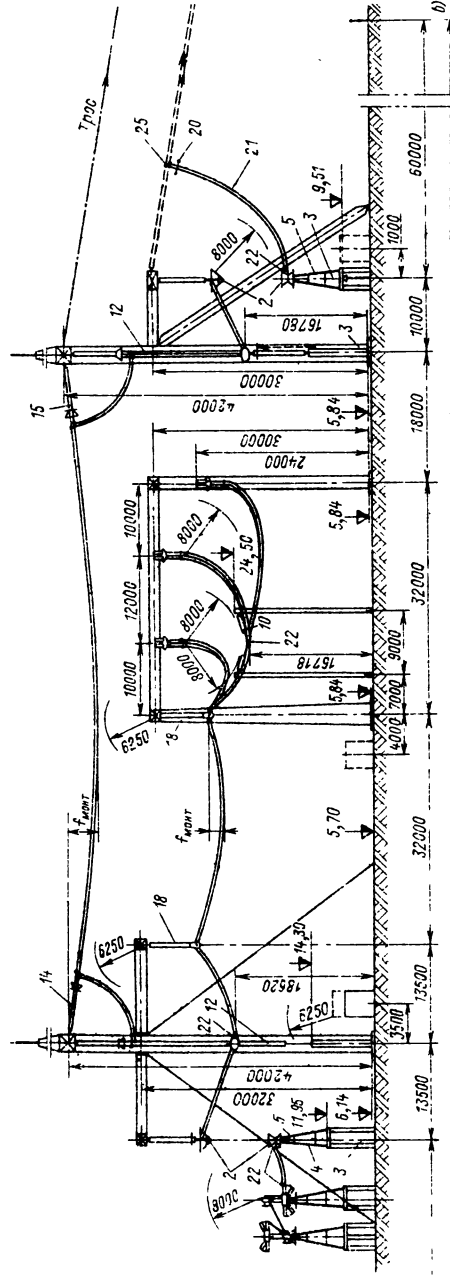
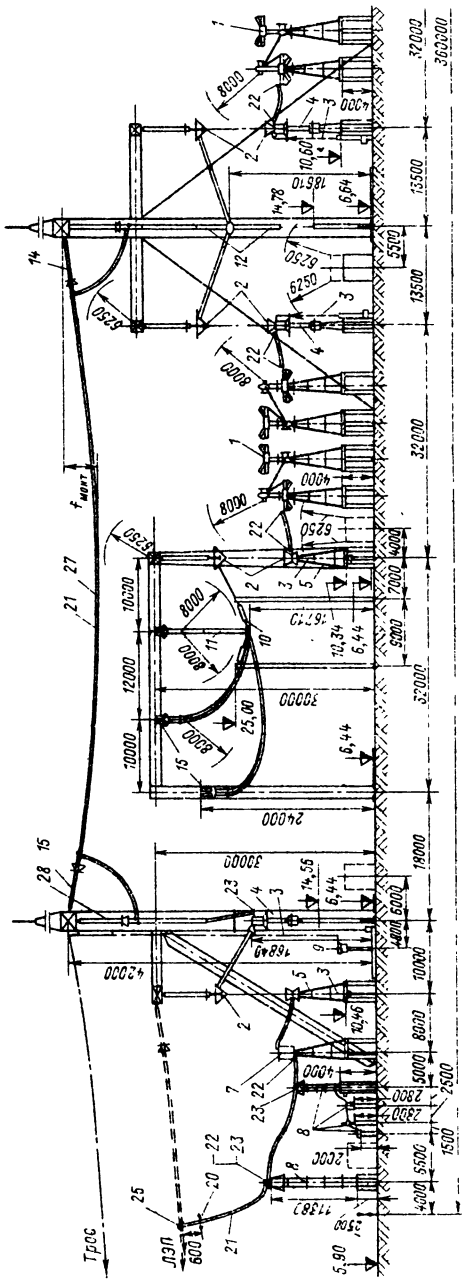


Рис. 37.26. Продолжение

### 37.4. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА (КРУ) И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ (КТП)

#### Общие сведения

В современных электрических системах большое применение находят комплектные крупноблочные электротехнические устройства: комплектные распределительные устройства, комплектные трансформаторные подстанции, комплектные токопроводы, а также комплектные панели щитов, щитков, все основные элементы которых изготавливаются и испытываются на заводе, а затем поставляются комплектно в виде шкафов или блоков, в собранном или подготовленном для сборки виде.

При применении комплектных устройств повышаются качество электроустановки, надежность ее работы, удобство и безопасность обслуживания, упрощается строительная часть электроустановок, обеспечивается быстрое расширение и мобильность при реконструкции. Электромонтаж сводится лишь к установке нужных комплектных устройств и присоединению их к электрическим сетям.

Комплектные устройства способствуют разукрупнению подстанций, применению глубоких вводов и магистральных схем.

Надежность работы КРУ дает основание увеличить межревизионные и межремонтные сроки и, следовательно, удешевить эксплуатацию.

#### Особенности конструкций КРУ

Все КРУ (ГОСТ 14693-77) имеют одинарную систему сборных шин.

Конструкция комплектных устройств, предназначенных для наружной установки (КРУН или КТПН), должна обеспечивать защиту от попадания внутрь атмосферных осадков и пыли. В шкафах КРУН наружной установки предусматривается местный подогрев, который обеспечивает нормальную работу приводов выключателей, реле, счетчиков и измерительных приборов в зимнее время.

Комплектные распределительные устройства на напряжение 6–10 кВ имеют два конструктивных исполнения в зависимости от способа установки аппаратов ВН: в выкатном исполнении (КРУ) (в которых аппарат ВН расположен на выкатной тележке) и в стационарном исполнении (КСО и КРУН). Достоинствами выкатных КРУ являются: возможность быстрой замены аппарата резервным,

установленным на тележке, вдвигаемой в ячейку вместо аппарата, подлежащего осмотру или ремонту; компактность устройств, чему в большей степени способствует применение специальных скользящих втычных контактов вместо громоздких разъединителей; надежная защита токоведущих частей от прикосновения и уплотнение для предотвращения запыления.

Конструкция КСО обеспечивает безопасный осмотр и доступ к оборудованию без снятия напряжения со сборных шин. Стационарные камеры более просты и дешевле по сравнению с выкатными камерами.

По условиям обслуживания КРУ могут быть одностороннего обслуживания (прислонного типа), с подходом с фасадной стороны, и двустороннего обслуживания (свободностоящие), устанавливаемые свободно с проходами с фасадной и задней стороны.

В настоящее время начато внедрение принципиально новых конструкций КРУ 110–220 кВ с элегазовой изоляцией. Диэлектрическая прочность элегаза (шестифтористой серы) в 2,5 раза больше прочности воздуха. КРУ, смонтированное из ячеек с элегазовой изоляцией, занимает меньшую площадь, чем обычное открытое РУ.

#### Основные характеристики КРУ 6–10 кВ внутренней установки

*Технические данные КРУ с выкатными элементами.* В КРУ 2-10 (рис. 37.27) установлен маломасляный выключатель серии ВМП-10 для внутренней установки на напряжение до 10 кВ и номинальные токи главных цепей 630, 1000, 1600, 2000, 2500, 3200 А. Его номинальный ток отключения 30 кА; стойкость по отношению к токам КЗ главных цепей: электродинамическая 52 кА, термическая 20/4 кА/с.

Шкафы КРУ в зависимости от установленной аппаратуры главных цепей имеют следующие обозначения: КВЭ – с масляным выключателем с электромагнитным приводом; ШВМЭ – с масляным выключателем на номинальный ток 3200 А; КВП – с масляным выключателем со встроенным пружинным приводом; КВЭП – с масляным выключателем и электромагнитным приводом для установок с повышенной частотой коммутационных включений; КНОМ – с однофазным трансформатором напряжения; КНТМИ – с трехфазным трансформатором напряжения; КРД – с разъёмными контактами; ШРД – с разъёмными контактами на номинальный ток 3200 А; КРВП – с разрядником; КСБ – с кабельными сборками и кабельными переключателями; КТМ – с силовым трансформатором 2 кВ·А; КА –

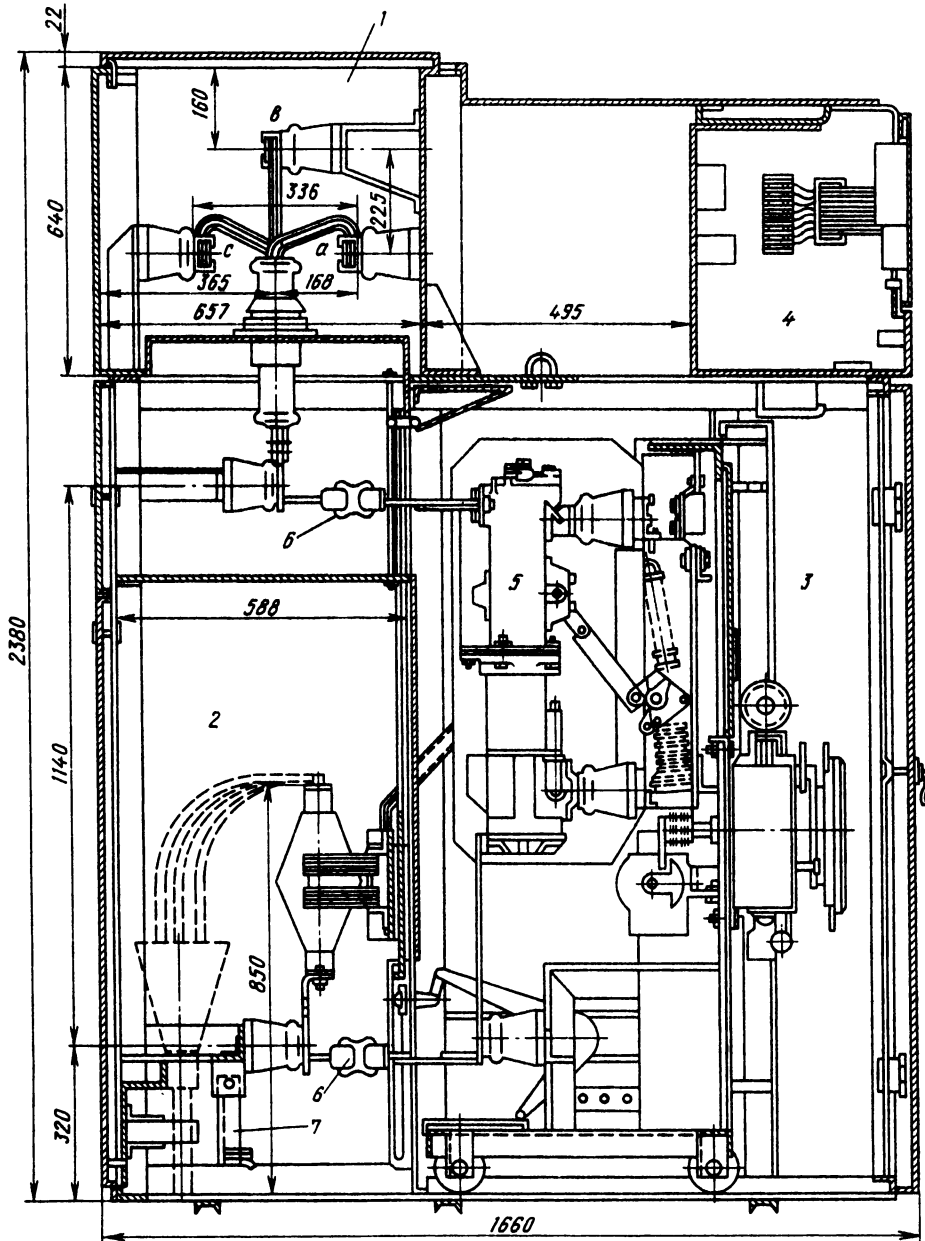


Рис. 37.27. Шкаф серии КРУ2-10:

1 — отсек сборных шин; 2 — линейный отсек; 3 — отсек выкатной тележки; 4 — релейный шкаф; 5 — выключатель; 6 — вытчный разъединитель; 7 — заземляющий разъединитель

комбинированный, например с разрядником и конденсаторами или с разрядником и трансформатором напряжения и т. д.; КПК — с силовыми предохранителями.

Серия КРУ 2-10Э-2750 — с выключателем ВМП-10Э. главные цепи которого рассчитаны на ток 2000 и 2750 А. КРУ предназначены для ввода и секционирования в шкафы КРУ 2-10 и комплектуются из двух шкафов: шкафа с выключателем и шкафа с разъединяющими контактами.

Серия КР-10/31,5 — с выключателем типа ВМП-10 для внутренней установки на напряжение до 10 кВ и номинальные токи главных цепей 630, 1000, 1600, 2500, 3200 А; номинальный ток отключения 31,5 кА; стойкость по отношению к току КЗ главных цепей: электродинамическая 80 кА, термическая 31,5/4 кА/с.

Серия КЭ-10/20 и КЭ-10/31,5 — с электромагнитными выключателями для внутренней установки на напряжение до 10 кВ и номинальные токи главных цепей 630, 1000, 1600, 2000, 3200 А; номинальный ток отключения соответственно 20 и 31,5 кА, стойкость по отношению к токам КЗ главных цепей: электродинамическая 51 и 81 кА, термическая 20/4 и 31,5/4 кА/с соответственно.

Устройства предназначены для установки в пожаро- и взрывобезопасной среде, не содержащей токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров.

В состав КРУ входят шкафы в следующем исполнении: ШВЭ — с электромагнитным выключателем; ШШР — со штыревым разъединителем; ШГВ — глухого ввода; ШКС — кабельных сборок; ШПС — с силовыми предохранителями; ШТИ — с трансформаторами напряжения; ШКА — с комбинированной аппаратурой.

Серия КР10-Д10 — с маломасляным выключателем МГГ-10 для внутренней установки на напряжение до 10 кВ и номинальные токи главных цепей КРУ 1000, 2000, 4000, 5000 А, ток сборных шин 5000 А. Электродинамическая стойкость по отношению к токам КЗ: на сборных шинах 230, на ошиновке

шкафов 170 кА; термическая стойкость по отношению к токам КЗ: сборных шин 90/4, ошиновки шкафа 64/4 кА/с; номинальный ток отключения выключателя 64 кА (в цикле АПВ — 58 кА).

Специальные токопроводы предназначены для связи шкафов КР10-Д10 с реакторами, устанавливаемыми за пределами КРУ.

Серия КМ-1 (малогабаритные КРУ) внутренней установки на напряжение до 10 кВ предназначена для систем с изолированной нейтралью.

Шкафы на номинальные токи до 1600 А включительно комплектуются маломасляными колонковыми выключателями серии ВК-10 с пружинным приводом, вводные шкафы на номинальные токи 2000 и 3200 А — маломасляными выключателями типа ВМПЭ-10 с электромагнитным приводом.

В зависимости от встроенной комплектующей аппаратуры в состав КРУ серии КМ-1 входят шкафы с выключателями, с разъёмными контактными соединениями, с трансформаторами напряжения, с высоковольтными предохранителями глухих вводов, с кабельными сборками, с трансформаторами собственных нужд, с комбинированной аппаратурой, с низковольтной аппаратурой и АВР собственного расхода и блоков питания.

Унифицированная серия К-104 (малогабаритные КРУ) с выключателями ВК-10 предназначена для внутренней установки на напряжение 10 кВ и имеет номинальные токи главных цепей 630, 1000, 1250, 1600 А, номинальный ток отключения 20 кА, стойкость по отношению к токам КЗ главных цепей: электродинамическую 51 кА, термическую 20/1 кА/с. Для К-104 наряду с выключателем ВК-10 предусмотрено применение вакуумных выключателей.

Для питания цепей оперативного постоянного тока в КРУ применяется комплектное устройство оперативного тока типа ШУОТ. Эти устройства состоят из герметизированных аккумуляторных батарей, подзарядного устройства и выпрямительного устройства.

Таблица 37.4

Тип КРУ	До 1600 А	2000 А и более
КРУ 2-10	900 × 1664 × 2350	1350 × 1664 × 2400
КР-10/31,5	900 × 1600 × 2460	1350 × 1600 × 2460
КЭ-10	750 × 1850 × 2585	1125 × 1850 × 2585
КР-10-Д	1500 × 2600 × 4100	1500 × 2600 × 4100
КМ-1	750 × 1300 × 2350	1125 × 1300 × 2350
К-104	750 × 1300 × 2150	—



Конструкции КРУ с выкатными элементами.

В табл. 37.4 приведены габаритные размеры, мм (ширина × глубина × высота), шкафов с выкатными элементами.

Изготавливаемые в СССР разными заводами шкафы КРУ имеют одинаковую общую компоновку (см. рис. 37.27), но несколько отличаются конструкцией выкатной тележки и габаритными размерами.

Шкафы состоят из трех основных отсеков: отсека сборных шин 1; линейного отсека 2, в котором размещены трансформаторы тока и кабельные разделки; отсека выкатной части 3. В верхней части КРУ со стороны фасада размещается релейный шкаф 4. Для осмотра и ревизии сборных шин и изоляторов в верхней части отсека 1 имеется съемная крышка. В отсеке 3 размещается тележка, на которой установлена аппаратура, подлежащая выкатке (выключатель 5, трансформатор напряжения, разрядники и др.). Тележка представляет собой

жесткую каркасную конструкцию. В верхней и нижней частях каркаса расположены втычные контакты б первичной цепи, связанные ошиновкой с верхним и нижним контактами силовых цепей подвижной и неподвижной частей шкафа. Он отделен от отсеков 2 и 1 шторками, автоматически открывающимися при выкатывании тележки и закрывающимися при ее выкатывании. При отсутствии тележки шторы и внутренняя дверь создают сплошное металлическое ограждение, препятствующее случайному прикосновению обслуживающего персонала к частям, находящимся под напряжением (к токоведущим частям, расположенным в отсеках 1 и 2).

Тележка имеет два фиксированных положения в пределах шкафа: рабочее, соответствующее нормальному рабочему режиму присоединения, и испытательное, соответствующее отключенному положению втычных контактов, при котором могут быть опробованы цепи управления и сигнализации. Фиксация тележки

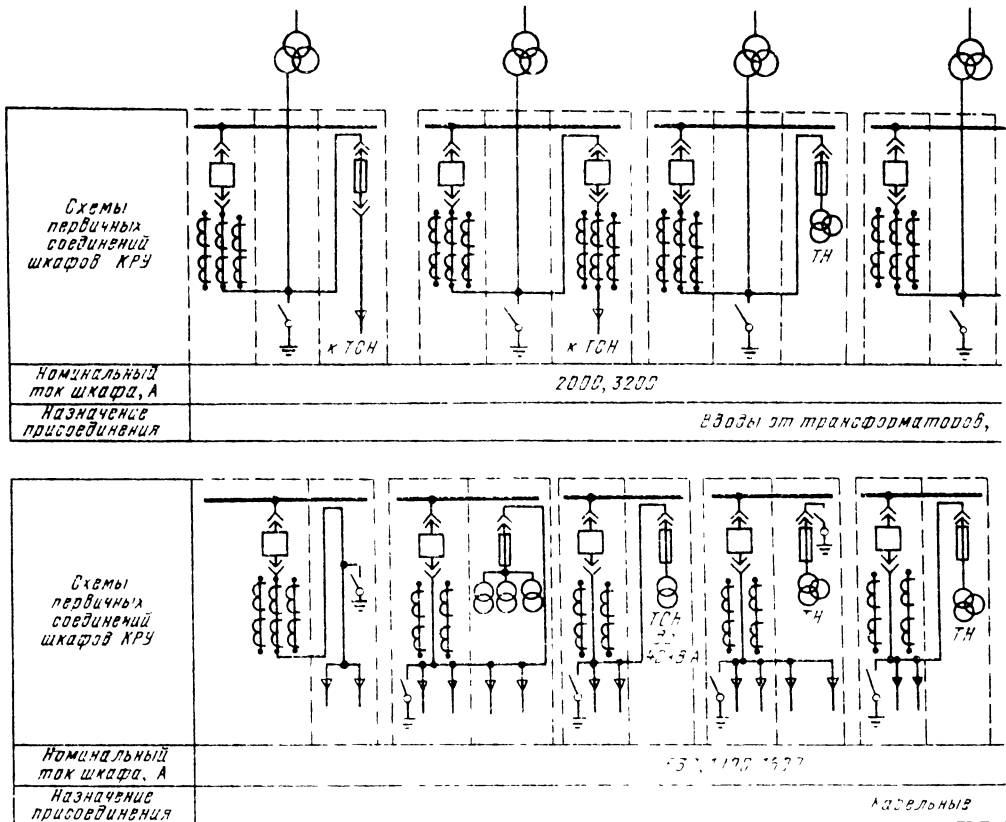


Рис. 37.28. Рекомендуемые компоновки

в рабочем и испытательном положениях производится с помощью рукоятки на фасаде тележки.

Тележка может быть выдвинута в ремонтное положение, при котором токоведущие части автоматически ограждаются защитными шторками. На передней стенке выкатной тележки смонтирован привод выключателя с вспомогательной аппаратурой.

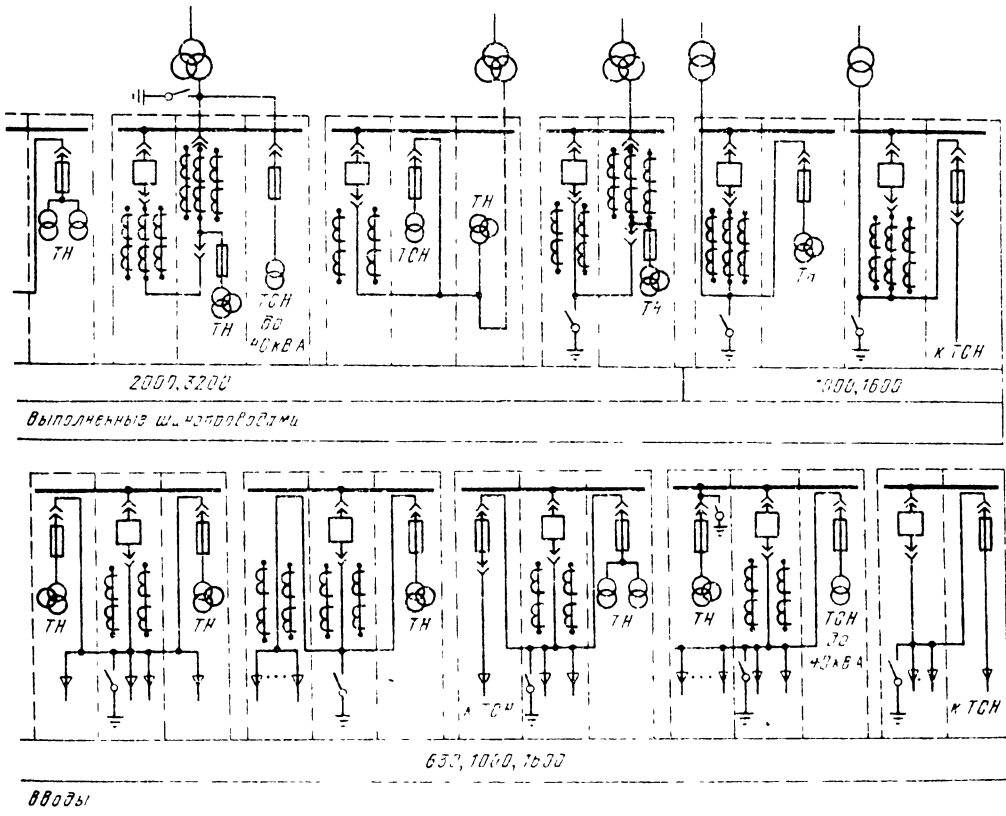
Для наблюдения за аппаратурой, установленной на тележке, и за уровнем масла в выключателях на фасадной стороне тележки имеется специальное смотровое окно.

В релейном шкафу с дверцей и съемной верхней крышкой находятся приборы измерения и учета электроэнергии, аппаратура управления, защиты и сигнализации. В верхней части релейного шкафа имеется магистральный щиток, на который выводятся изолированные провода схемы вторичной коммутации. На дне релейного шкафа установлена рейка с выводами, предназначенная для подключения контрольных кабелей.

В шкафах с выключателем предусмотрены механические блокировки, не допускающие: вкатывания тележки в шкаф при включенном выключателе, выкатывания тележки из рабочего положения при включенном выключателе, включения выключателя между рабочим и контрольным положениями тележки.

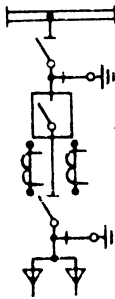
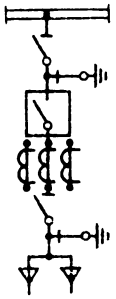
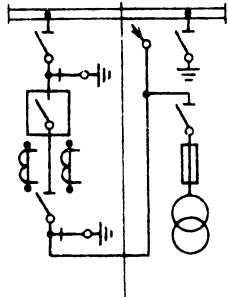
В шкафах КРУ, имеющих заземляющие разъединители 7, предусматриваются блокировки, не допускающие вкатывания тележки в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе и включения заземляющего разъединителя в рабочем положении тележки. При применении шкафов серии КР-10/31,5 на токи 3200 А КРУ комплектуется из двух шкафов: шкафа с выключателем и шкафа для кабельного или шинного ввода или же для секционной связи.

Сетка схем первичных соединений выкатных КРУ имеет более 50 модификаций в зависимости от назначения, вида и числа встроенных аппаратов, от выполнения подсоединений (кабельные, шинные и др.).

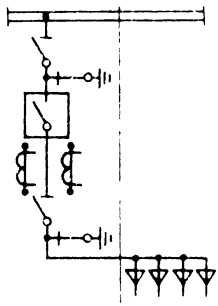
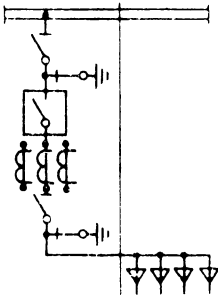


шкафов КРУ для вводов 10(6) кВ

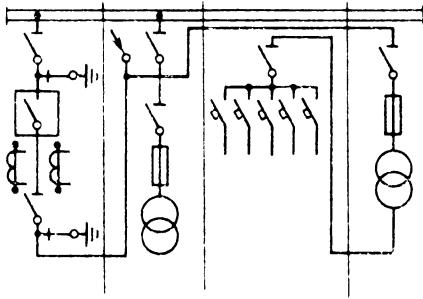
Таблица 37.5 Камеры

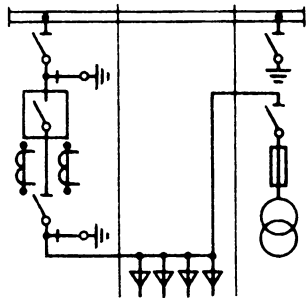
Схемы первичных соединений камер		
Номер схемы	I	II
Номенклатурное обозначение камер	1П-400, 1П-600, 1ПВ-400, 1ПВ-600, 1Э-400, 1Э-600	2П-400, 2П-600, 2ПВ-400, 2ПВ-600, 2Э-400, 2Э-600
Назначение	Ввод линии или отходящая линия	
Масса, кг	840	837
Схемы первичных соединений камер		
Номер схемы	V	
Номенклатурное обозначение камер	5П-400, 5П-600, 5П-1000, 5ПВ-400, 5ПВ-600, 5ПВ-1000, 5Э-400, 5Э-600, 5Э-1000	17-400НОМ, 17-600НОМ, 17-1000НОМ
Назначение	Ввод от силового трансформатора и трансформатор напряжения	
Масса, кг	866	

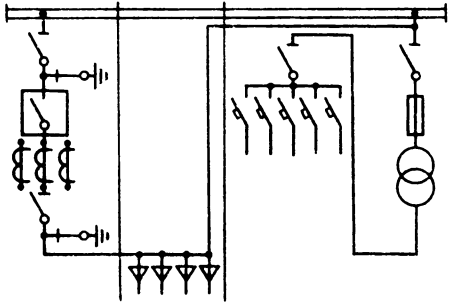
серии КСО-272

			
III		IV	
5П-1000, 5ПВ-1000, 5Э-1000	22-1000	6П-1000, 6ПВ-1000, 6Э-1000	22-1000
Ввод линии или отходящая линия			
917		929	

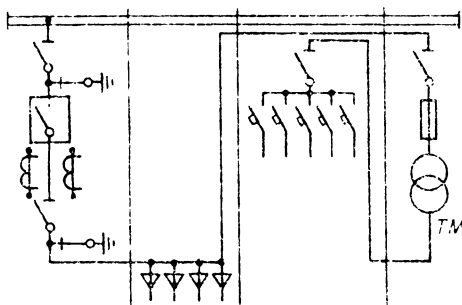
Продолжение табл. 37.5

			
VI			
5П-400, 5П-600, 5П-1000, 5ПВ-400, 5ПВ-600, 5ПВ-1000, 5Э-400, 5Э-600, 5Э-1000	21-400НОМ, 21-600НОМ, 21-1000НОМ	28А, 28Р	16-400, 16Т-400
Ввод от силового трансформатора, трансформатор с РУ НН и трансформатор собственных нужд			

<p>Схемы первичных соединений камер</p>			
<p>Номер схемы</p>	<p>VII</p>		
<p>Номенклатурное обозначение камер</p>	<p>5П-400, 5П-600, 5П-1000, 5ПВ-400, 5ПВ-600, 5ПВ-1000, 5Э-400, 5Э-600, 5Э-1000</p>	<p>23-400, 23-600, 23-1000</p>	<p>20-400НОМ</p>
<p>Назначение</p>	<p>Ввод и трансформатор напряжения</p>		
<p>Масса, кг</p>	<p>851</p>		

<p>Схемы первичных соединений камер</p>				
<p>Номер схемы</p>	<p>IX</p>			
<p>Номенклатурное обозначение камер</p>	<p>6П-400, 6П-600, 6П-1000, 6ПВ-400, 6ПВ-600, 6ПВ-1000, 6Э-400, 6Э-600, 6Э-1000</p>	<p>23-400, 23-600, 23-1000</p>	<p>28А, 28Р</p>	<p>16-400, 16Т-400</p>
<p>Назначение</p>	<p>Ввод и трансформатор с РУ НН собственных нужд</p>			
<p>Масса, кг</p>	<p>890</p>			

Продолжение табл. 37.5



VIII

5П-400, 5П-600, 5П-1000, 5ПВ-400, 5ПВ-600, 5ПВ-1000, 5Э-400, 5Э-600, 5Э-1000

23-400, 23-600, 23-1000

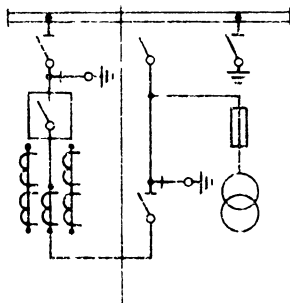
28А, 28Р

16-400, 16Т-400

Ввод и трансформатор с РУ НН собственных нужд

851

Продолжение табл. 37.5



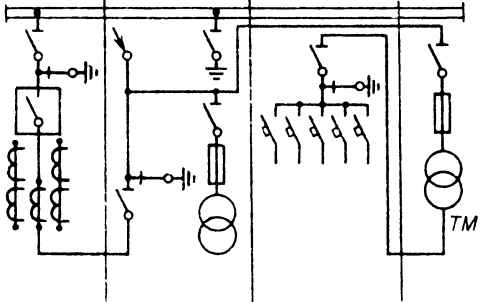
X


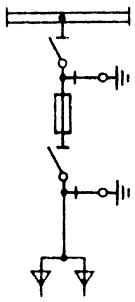
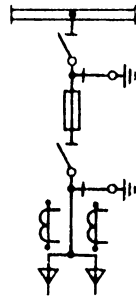
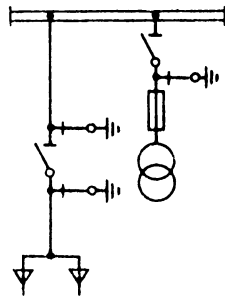
7Э-400, 7Э-600, 7Э-1000

19-400НОМ, 19-600НОМ, 19-1000НОМ

Ввод от силового трансформатора и трансформатор напряжения

851

Схемы первичных соединений камер				
Номер схемы	XI			
Номенклатурное обозначение камер	ТЭ-400, ТЭ-600, ТЭ-1000	18-400НОМ, 18-600 НОМ, 18-1000 НОМ	28А, 28Р	16-400, 16-400, 16-400
Назначение	Ввод от силового трансформатора, трансформатор напряжения и трансформатор с РУ НН собственных нужд			
Масса, кг	851			

Схемы первичных соединений камер				
Номер схемы	XIV	XV	XVI	XVII
Номенклатурное обозначение камер	9-400	10-400	11-400	12-400 НТМИ, 12-600 НТМИ, 12-400 2 2 НОМ, 12-600 2 НОМ, 12-400 НТМИ(НОМ), 12-600 НТМИ(НОМ)
Назначение	Отходящая линия	Ввод или отходящая линия	Ввод или отходящая линия	Ввод и трансформатор напряжения
Масса, кг	488	580	605	672

Примечания. 1. В номенклатурном обозначении цифры и буквы обозначают: 1—XXII — по ПВ — пружинный (ППВ-10) и Э — электромагнитный (ПЭ-11); Т — трехфазное исполнение трансформатора напряжения; РВП и РВРД — тип разрядника; А — автоматическое переключение; Р — ручное переключение.

2. На схемах изображено максимальное количество кабельных присоединений.

XII		XIII	
8П-400, 8П-600, 8П-1000, 8ПВ-400, 8ПВ-600, 8ПВ-1000, 8Э-400, 8Э-600, 8Э-1000	25-400 НТМИ, 25-600 НТМИ, 25-1000 НТМИ, 25-400 НТМК, 25-600 НТМК, 25-1000 НТМК, 25-400 НТМИ(НОМ), 25-600 НТМИ(НОМ), 25-1000 НТМИ(НОМ)	8П-400, 8П-600, 8П-1000, 8ПВ-400, 8ПВ-600, 8ПВ-1000, 8Э-400, 8Э-600, 8Э-1000	24-400, 24-600, 24-100
Секционный выключатель и трансформатор напряжения		Секционный выключатель	
851		788	

XVIII	XIX	XX	XXI	XXII
13-400 НТМИ, 13-600 НТМК, 13-400 НТМИ(НОМ)	14-400 РВП, 14-400 РВРД	28А, 28Р	15-400, 15Т-400	26-600
Трансформатор напряже- ния	Разрядники и конденсаторы	Трансформаторы с РУ НН собственных нужд	Секционный разъединитель	Резерв
666	627	410	445	445

рядковые номера схем камер; П, ПВ, Э – тип привода, соответственно П – пружинный (ПП-67); собственных нужд; 400, 600, 1000 – номинальный ток, А; НОМ, ПТМИ, НТМК – тип трансформа-  
ключения.

3. По требованию заказчика камеры 14-400 РВП, 14-400 РВРД могут быть изготовлены без



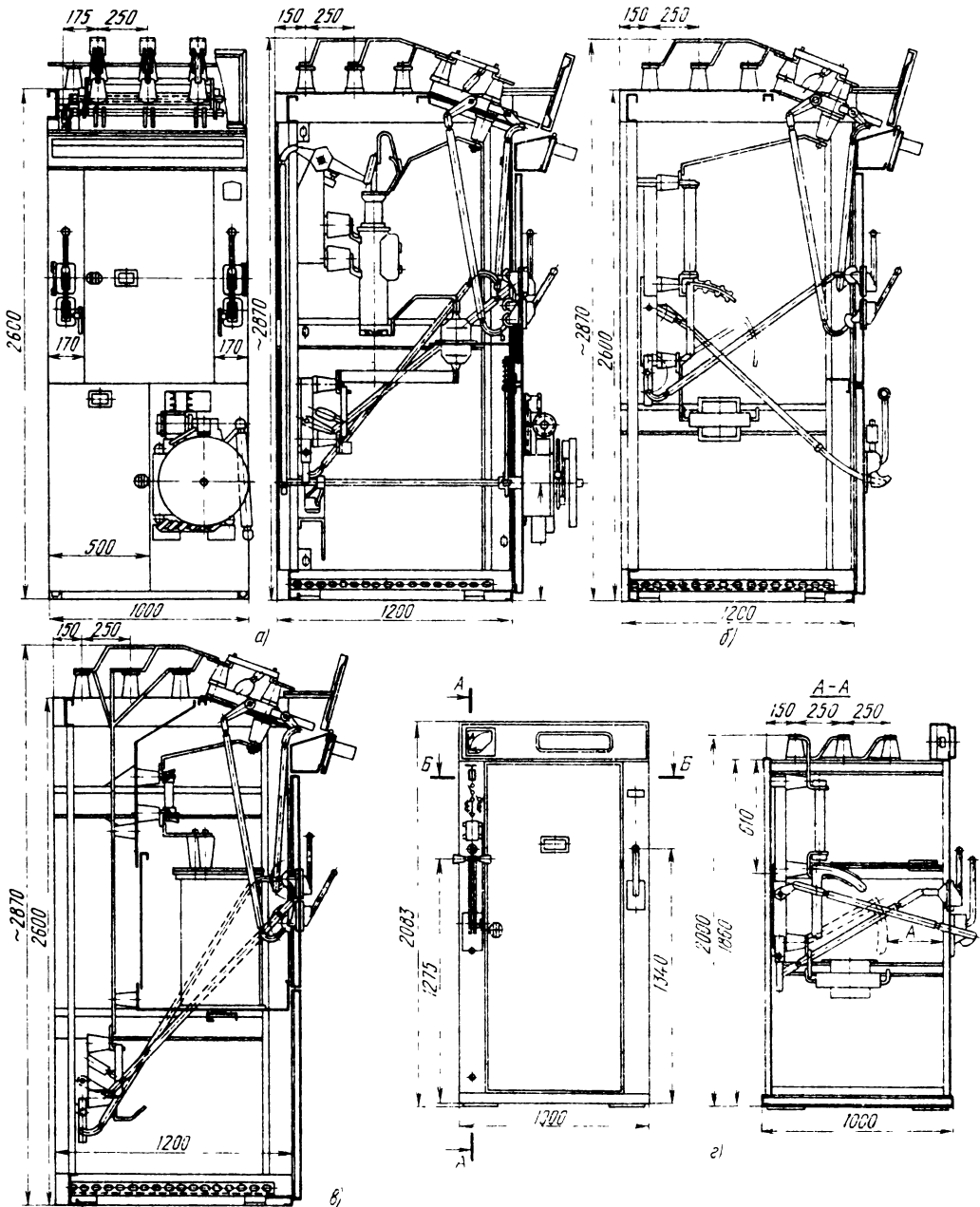


Рис. 37.29. Типы стационарных КРУ для внутренней установки на напряжение 6–10 кВ:

а – камера типа КСО-272 с выключателями ВМГ-10 с приводом ПП-67; б – то же с выключателем нагрузки ВМП; в – то же с трансформатором напряжения и разъединителем ввода; г – камера типа КСО-366 с выключателем нагрузки и предохранителями

На рис. 37.28 приведены рекомендуемые компоновки шкафов КРУ для вводов 10(6) кВ от трансформаторов и вводов на распределительные пункты.

*Технические данные стационарных КРУ.* Камеры КСО-272 (табл. 37.5) (заменяются на КСО-285) изготавливаются на напряжение 6 и 10 кВ с масляными выключателями типа ВМГ-10 (рис. 37.29, а), номинальные токи главных цепей 400, 630, 1000 А; номинальный ток отключения выключателя 20 кА; стойкость по отношению к токам КЗ главных цепей: электродинамическую 51 кА, термическую 20/4 кА/с. Имеются исполнения камер КСО-272, в которых размещаются выключатели нагрузки типа ВНП-17 (рис. 37.29, б), предохранители и разъединители, а также вспомогательные аппараты общего назначения: трансформаторы напряжения (рис. 37.29, в) и собственных нужд, разрядники, вводы только с разъединителями или с выключателями нагрузки и др.

Габаритные размеры камеры КСО-272 1000 × 1200 × 2870 мм. Камеры устанавливаются в сухих отапливаемых и неотапливаемых помещениях.

Малогобаритные камеры КСО-366 (заменяются на КСО-385) (табл. 37.6) применяются с выключателями нагрузки ВНПз-17 или ВНПз-16 на номинальные токи 200, 400, 600 А (рис. 37.29, г). Габаритные размеры камер 1000 × 1000 × 2083 мм. Камеры устанавливаются в сухих отапливаемых помещениях.

*Конструкции стационарных КРУ.* Камеры КСО комплектуются из аппаратов высокого напряжения релейной, сигнальной аппаратуры, приборов учета и измерения, наборных зажимов, соединенных проводами.

Все камеры масляных выключателей имеют варианты схем с телеуправлением, а также испытательные выводы, используемые для подключения телеизмерительных устройств.

На рис. 37.29 показана камера КСО-272. Корпус камеры сварной. Большинство деталей изготавливается штамповкой. На фасаде камеры имеются верхняя и нижняя двери во всю ширину каркаса и средний приварной пояс, на котором крепятся приводы выключателей и разъединителей. Вверху по всей ширине камеры предусмотрен световой карниз для установки табло с надписью о назначении камеры и освещения внутреннего отсека масляного выключателя, являющийся одновременно светильником для освещения помещений РУ, а также крышкой расположенного за ним кабельного короба.

На верхней двери размещают всю аппаратуру вспомогательных цепей, а также ряды контактных зажимов, закрытых специальной дверцей. Вывод проводов от контактных зажи-

мов в кабельный канал выполняют гибким проводом через петлю двери. Выведенные провода заканчиваются специальными зажимами для присоединения к магистрали и для внешних междукамерных соединений.

Верхнюю дверь камеры закрывают на замок, и она может быть открыта для осмотра масляного выключателя без снятия напряжения, так как за ней есть сетчатое ограждение, запорное на ключ и заблокированное с приводами обоих разъединителей. Нижняя дверь у всех камер, кроме камер шинных вводов с трансформаторами напряжения (серии НОМ) или трансформаторами собственных нужд, закрыта на замок и заблокирована с приводом шинного разъединителя. Нижнюю дверь у камер шинных вводов с трансформаторами напряжения и трансформаторами собственных нужд закрепляют болтами. У камер с кабельными присоединениями в нижней двери имеется люк на болтах, предназначенный для доступа в кабельный отсек без снятия напряжения при выполнении работ по фазировке.

В камерах без масляного выключателя на среднем поясе фасада также имеется люк. В камерах КСО предусмотрены блокировки, обеспечивающие безопасность эксплуатации РУ. Во всех камерах благодаря наличию блокировки нельзя при включенном шинном или линейном разъединителе открыть сетчатую дверь, при открытой сетчатой двери включить шинный или линейный разъединители, при включенном шинном разъединителе открыть дверь кабельного отсека, при открытой двери кабельного отсека включить шинный разъединитель. Заземляющие ножи нельзя включить при включенном разъединителе и, наоборот, шинный или линейный разъединитель нельзя включить при включенных заземляющих ножах; кроме того, при открытой сетчатой двери невозможно отключить заземляющие ножи.

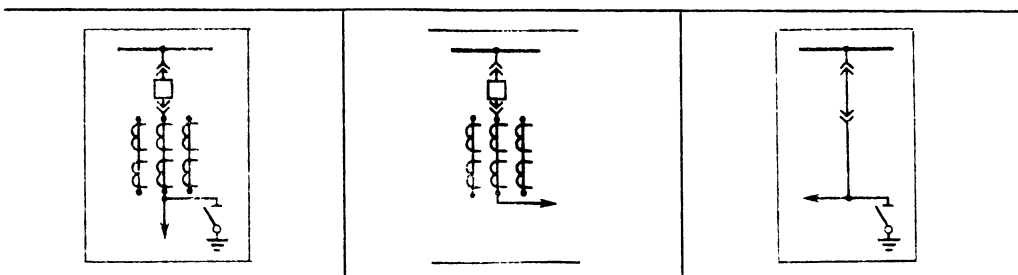
В камерах с масляным выключателем при включенном масляном выключателе нельзя отключить шинный и линейный разъединители, а при промежуточном положении разъединителей (между положениями «Включено» и «Отключено») нельзя включить масляный выключатель. В вводных камерах приводы заземляющих ножей в положениях «Включено» и «Отключено» можно запирают замками.

Все блокировки исключают возможность проникновения внутрь камеры при наличии на ней напряжения, кроме случаев проникновения через отвинченные люки. Таким образом, блокировка допускает доступ в отсек масляного выключателя только при отключенном шинном и линейном разъединителях, т. е. когда исключена возможность ошибочной подачи напряжения в отсек выключателя.

Таблица 37.6. Номенклатура

Схема первичных соединений камер			
Порядковый номер схемы	1	2	3
Номенклатурное обозначение камер	1-400 1-600	2-400	3Н-200, 10 кВ; 3Н-400, 6 кВ; 3А-200, 10 кВ; 3А-400, 6 кВ
Тип коммутационного аппарата	РВЗ-10	РВЗ-10	РНЗ-16
Номинальный ток предохранителя, А	—	До 150 при 6 кВ, до 100 при 10 кВ	—
Номинальный ток коммутационного аппарата	400; 600		400
Масса, кг	225	246	230

Таблица 37.7. Сетка схем первичных соединений шкафов КРУН серии К-IX

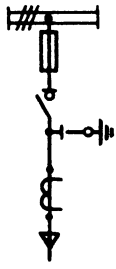
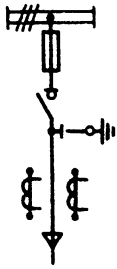
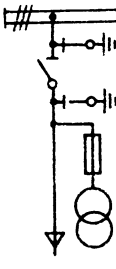


камер серии КСО-366

4	5	6	7
<p>4Н-200, 10 кВ; 4Н-400, 6 кВ; 4А-200, 10 кВ; 4А-400, 6 кВ</p>	<p>5Н-200, 10 кВ; 5Н-400, 6 кВ; 5А-200, 10 кВ; 5А-400, 6 кВ</p>	<p>6Н-200, 10 кВ; 6Н-400, 6 кВ; 6А-200, 10 кВ; 6А-400, 6 кВ</p>	<p>7Н-200, 10 кВ; 7Н-400, 6 кВ; 7А-200, 10 кВ; 7А-400, 6 кВ</p>
ВНПз-16, ВНПз-17	ВНПз-16, ВНПз-17	ВНПз-16, ВНПз-17	ВНПз-16, ВНПз-17
До 150 при 6 кВ, до 100 при 10 кВ		—	—
До 400 при 6 кВ, до 200 при 10 кВ		—	—
250	270	290	250

Таблица 37.8. Типовые варианты комплектования электрических присоединений, состоящих из нескольких шкафов КРУН серий К-35 и К-IX

Секционный выключатель	Ввод с отпайкой к шкафу трансформатора собственных нужд

Схема первичных соединений камер			
Порядковый номер схемы	8	9	10
Номенклатурное обозначение камер	8Н-200, 10 кВ; 8Н-400, 6 кВ; 8А-200, 10 кВ; 8А-400, 6 кВ	9Н-200, 10 кВ; 9Н-400, 6 кВ; 9А-200, 10 кВ; 9А-400, 6 кВ	10-100 10-600
Тип коммутационного аппарата	ВНПз-16, ВНПз-17	ВНПз-16, ВНПз-17	РВЗ-10
Номинальный ток предохранителя, А	До 150 при 6 кВ, до 100 при 10 кВ		—
Номинальный ток коммутационного аппарата	До 400 при 6 кВ, до 200 при 10 кВ		600; 400
Масса, кг	270	290	295

Примечания: 1. В номенклатурном обозначении камер КСО-366 цифры и буквы обозначают: А; А – автоматический привод выключателя нагрузки; Н – ручной привод. 2. Камеры 14 и 15 применяют

### Основные характеристики КРУН наружной установки

*КРУН с выкатными элементами.* Камеры серии К-35 (рис. 37.30) с выключателем типа ВМП-10К рассчитаны на напряжение до 10 кВ и номинальные токи главных цепей 400, 600, 1000 А, номинальный ток отключения 20 кА. Стойкость по отношению к токам КЗ главных цепей: электродинамическая 52 кА, термическая 20/4 кА/с.

В конструкции шкафов вводов и отходящих линий предусматривается возможность кабельного и воздушного вводов. Применяемые приводы ПЭ-11 и ПП-67.

Шкафы ввода, отходящих линий, трансформаторов напряжения и разрядников состоят из двух основных частей: корпуса и

тележки. Корпус разделен металлическими перегородками на пять отсеков: сборных шин, тележки, приборов защиты и измерения, трансформаторов тока с кабельным или воздушным вводом и отсек верхних неподвижных разъединяющих контактов. Отсек сборных шин отделен от остальных отсеков шкафа металлическими перегородками.

Шкафы серии К-IX (табл. 37.7, 37.8) выкатного исполнения предназначены для ввода и секционирования РУ, комплектуемых шкафом К-35 при нагрузках, превышающих 1000 А. Они рассчитаны на 1500 А и комплектуются выключателями ВМП-10К/1500.

КРУН серии К-37 комплектуются выключателями ВМП-10К и ВМП-10П на 600, 1000, 1600 А с приводами ПЭ-11 и ПП-67.

КРУН серии К-33М предназначены для

Продолжение табл. 37.6

11	12	13	14	15
11-400	12-400	13-400, 13-600	14-400	15-400
РВЗ-10	РВЗ-10	РВ-10, РВЗ-10	РВЗ-10	РВЗ-10
-	-	-	-	-
400	400	600; 400	400	400
340	230	250	120	120

1–15 – порядковый номер схемы; 200, 400, 600 – номинальный ток коммутационного аппарата камеры, для заземления сборных шин, когда в распределительном устройстве отсутствуют камеры 1 или 10.

ввода и секционирования в КРУН серии К-37 с током 3200 А. Шкафы серии К-33 выкатного исполнения выпускаются на 2500 и 3000 А. Они комплектуются выключателем ВМП-10Э/3000 со встроенным электромагнитным приводом ПЭВ-12 на мощность отключения 350 МВ·А при 10 кВ и ударный ток 52 кА.

КРУН серии К-30 малогабаритного исполнения предназначены для комплектования открытых РУ 6–10 кВ подстанций КТП 35–110/6–10 кВ, комплектуются выключателем ВММ-10-400 со встроенным пружинным приводом.

В отличие от других типов КРУН в шкафах серии К-30 на тележке устанавливаются также трансформаторы тока и аппаратура релейной защиты и коммутации. Ввод в КРУН осуществляется специальным шинопроводом или кабелями. Вывод отходящих линий только кабельный.

На напряжении 35 кВ выпускаются КРУН

серии К-ХІV с выключателями ВМП-35П и ВМП-35Э. Габаритные размеры шкафа, мм: высота – 2900, ширина – 1600, глубина – 2900 мм).

Стационарные КРУН серии К-VII (табл. 37.9) предназначены для ввода и секционирования в РУ, комплектуемыми шкафами серии К-35 при нагрузках, превышающих 1500 А. Они комплектуются выключателями МГГ-10-3200.

#### Комплектные РУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ)

Хорошие электроизоляционные, дугогасительные, теплоотводящие и физико-химические свойства элегаза открыли новые перспективные возможности в деле создания компактного и надежного электрооборудования высокого напряжения.

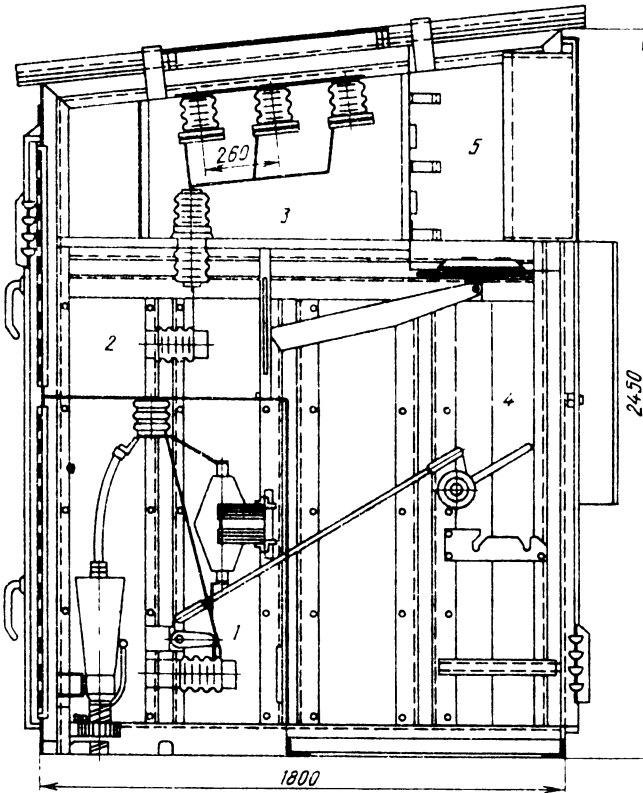


Рис. 37.30. Шкаф серии К-35 наружной установки для кабельной линии на 400 А с выключателем ВМП-10: 1 — отсек трансформаторов тока и нижних разъединяющих контактов; 2 — отсек верхних разъединяющих контактов; 3 — отсек сборных шин; 4 — отсек выкатной части; 5 — релейный отсек

большой срок службы (30–40 лет);  
 нечувствительность к воздействию окружающей среды (к повышенной засоленности, низким температурам, песчаным бурям, землетрясениям);  
 пожаро-, взрыво-, электро-безопасность;  
 экологическую безопасность для окружающей среды (отсутствие электрических и магнитных полей, низкий уровень шума, отсутствие радиопомех и т. д.);  
 соответствие эстетическим требованиям.

Именно эти преимущества гарантируют КРУЭ самое широкое применение в ближайшем будущем.

По сравнению с традиционным оборудованием элегазовое оборудование имеет ряд существенных преимуществ:

- уменьшенные габаритные размеры и площадь РУ (в 2,5–6,5 раза);
- увеличенную эксплуатационную надежность (в 8–10 раз);

На рис. 37.31 показана трехполюсная линейная ячейка типа ЯЭ-110Л на напряжение 110 кВ. Номинальный ток сборных шин 1600 А, ток отключения выключателя 40 кА, номинальный ток выключателя 1250 А. Ячейка состоит из шкафа подвода элегаза 1, распределительного шкафа 2, привода выключателя

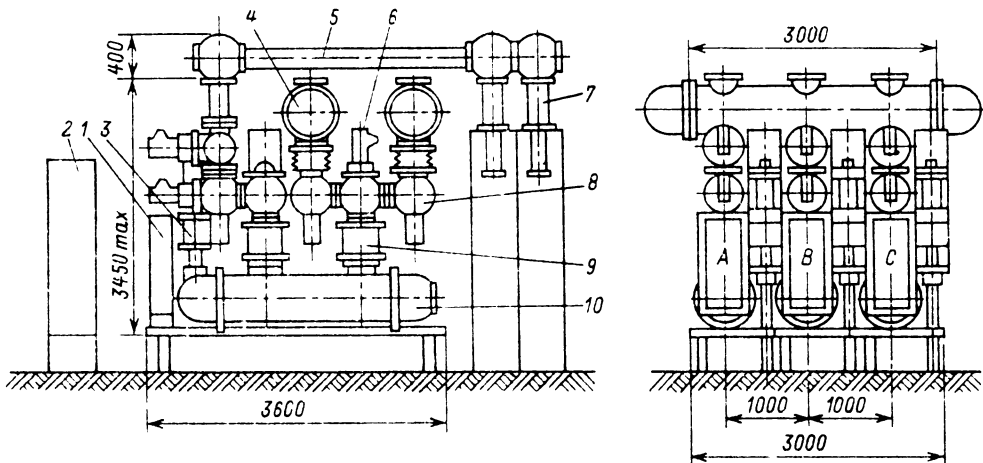


Рис. 37.31. Ячейка типа ЯЭ-110Л

Таблица 37.9. Сетка схем первичных соединений и типовые варианты комплектования шкафов КРУН серии К-VII

Сетка схем	Вариант комплектования

Примечания. 1 — ввод до 1000 А с отпайкой к трансформатору; 2 — ввод на 2000 А с отпайкой к трансформатору; 3 — секционный выключатель до 1500 А; 4 — секционный выключатель до 2000 А.

3, сборных шин 4, кабельной приставки 5, заземлителя 6, кабельных вводов 7, разъединителя 8, трансформатора тока 9, полюса выключателя 10.

Ячейки поставляются заводом-изготовителем в трехполюсном исполнении. Каждый полюс ячейки допускает присоединение одного или двух кабелей сечением 150–625 мм<sup>2</sup>.

На рис. 37.32 приведен разрез распределительной подстанции 110 кВ с КРУЭ на напряжение 110 кВ. Для ЗРУ с элегазовым оборудованием после линейных вводов в здании РП осуществлен переход на кабели 110 кВ среднего давления к вводным ячейкам.

**Комплектные трансформаторные подстанции**

*Назначение и классификация.* Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц; они применяются как понизительные трансформаторные подстанции для электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных потребителей.

По количеству трансформаторов КТП могут быть однитрансформаторные, двухтрансформаторные и трехтрансформаторные, по роду установки — внутренней установки с масляными, сухими или заполненными негорючей жидкостью трансформаторами, наружной установки (только с масляными трансформаторами), смешанной установки с расположением РУ высшего напряжения и масляного трансформатора снаружи, а распределительного устройства низшего напряжения внутри помещения.

КТП можно разделить на четыре основные группы. В первую группу входят КТП наружной установки мощностью 25–400 кВ·А, напряжением 6–10–35/0,4 кВ, применяемые для электроснабжения объектов сельскохозяйственного назначения. Это в основном мачтовые подстанции. КТП первой группы состоят из шкафа ввода ВН, трансформатора и шкафа НН, укомплектованного на отходящих линиях автоматическими выключателями.

Во вторую группу входят комплектные трансформаторные подстанции внутренней и наружной установки напряжением до 10 кВ включительно, мощностью 160–2500 кВ·А, которые в основном используются для электроснабжения промышленных предприятий. КТП этой группы состоят из шкафов ввода ВН (как правило, на однитрансформаторную подстанцию поставляется один шкаф ВН) и РУ НН. Для КТП применяют как масляные, так и заполненные негорючей жидкостью или



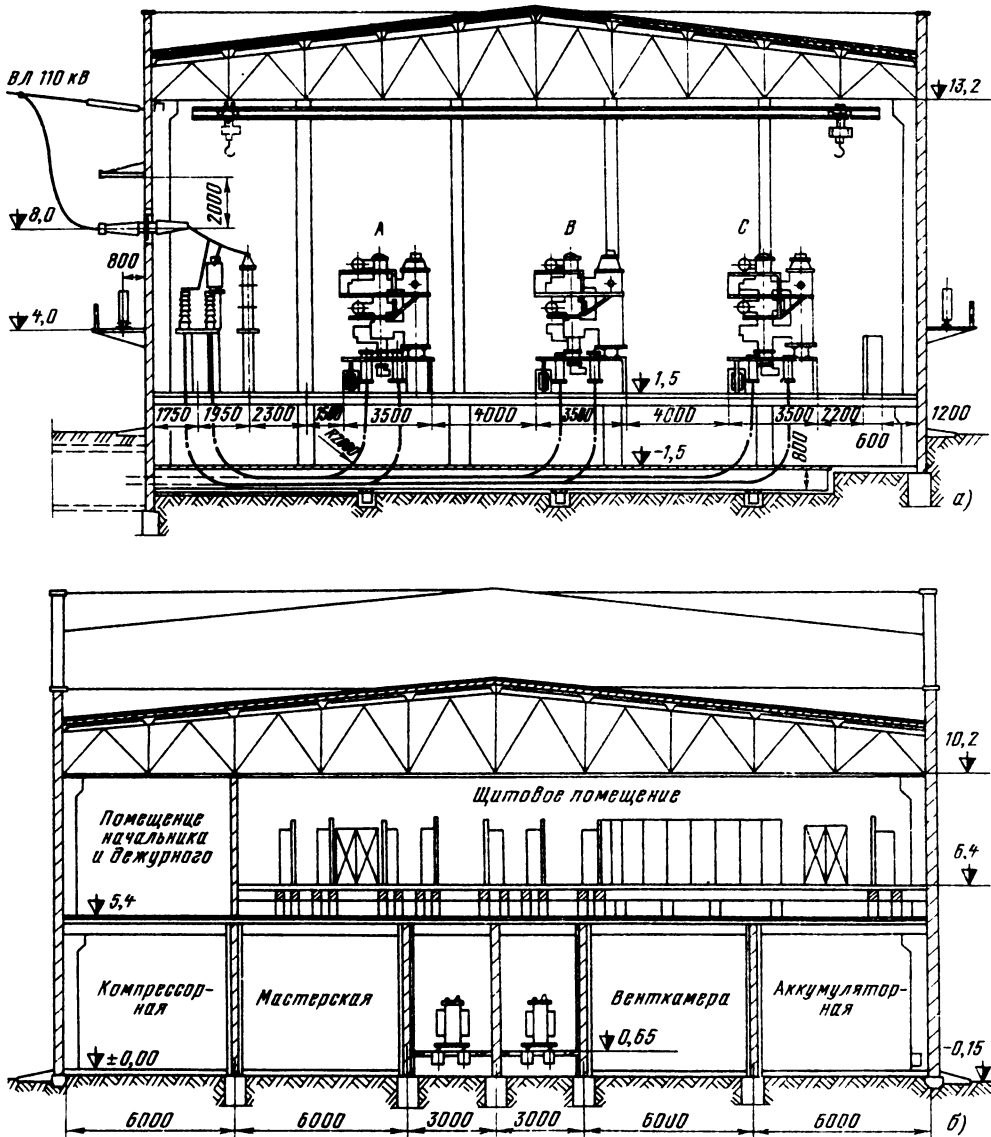


Рис. 37.32. Конструктивное выполнение закрытой РП с элегазовыми КРУЭ 110 кВ

сухие трансформаторы специального исполнения с боковыми выводами, для КТП наружной установки — только масляные.

К третьей группе КТП относятся сборные комплекты трансформаторные подстанции 35–110/6–10 кВ. Со стороны ВН подстанции комплектуются открытыми распределительными устройствами, ОРУ 35–110 кВ, со стороны НН КТП — шкафами КРУН наружной установки напряжением 6–10 кВ.

Открытые распределительные устройства представляют собой металлические и бетонные порталы с устанавливаемыми на них разъединителями, короткозамыкателями, отделителями и прочей аппаратурой. В четвертую группу входят КТП специального исполнения: перевозимые на салазках напряжением 6–10/0,4 кВ, мощностью 160–630 кВ·А, которые выпускаются для электроснабжения стройплощадок, рудников, шахт, карьеров.

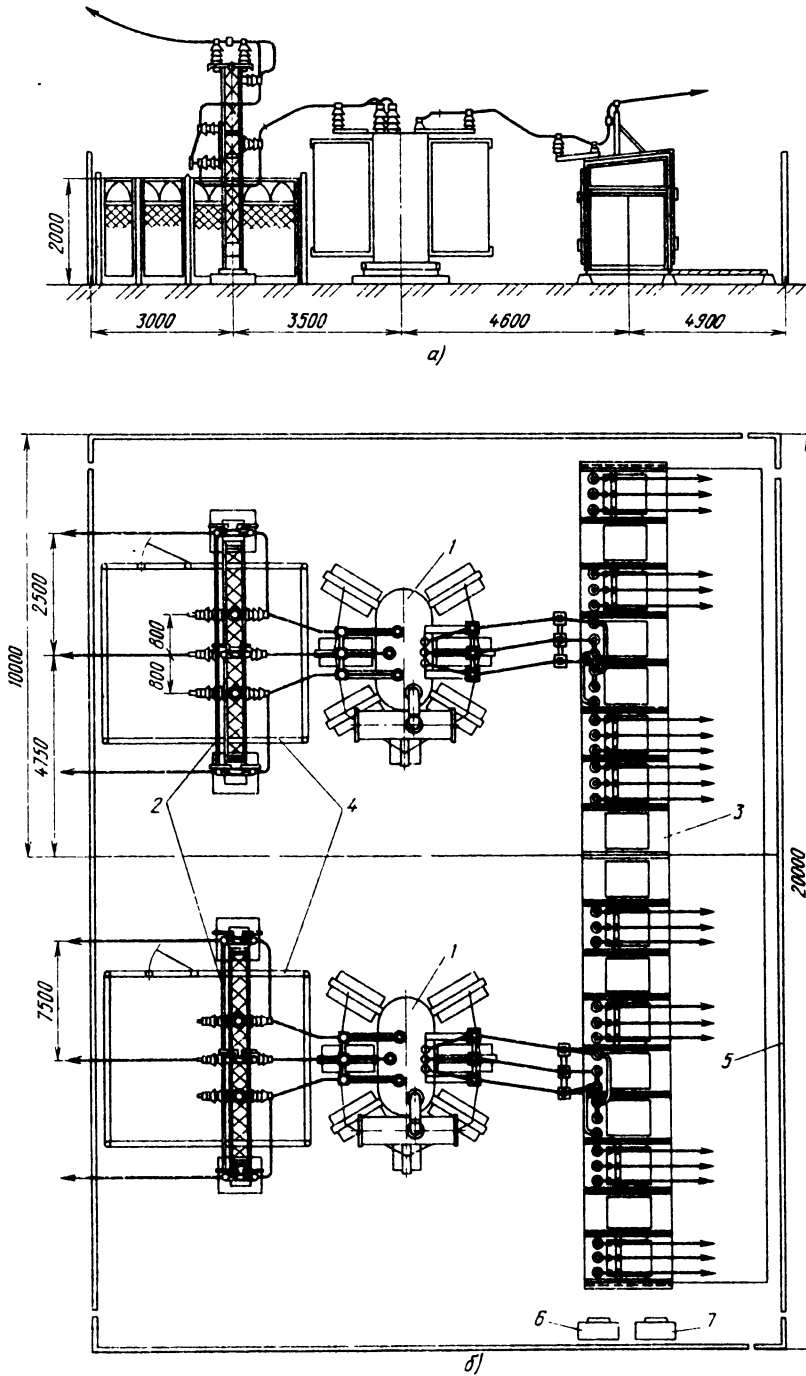
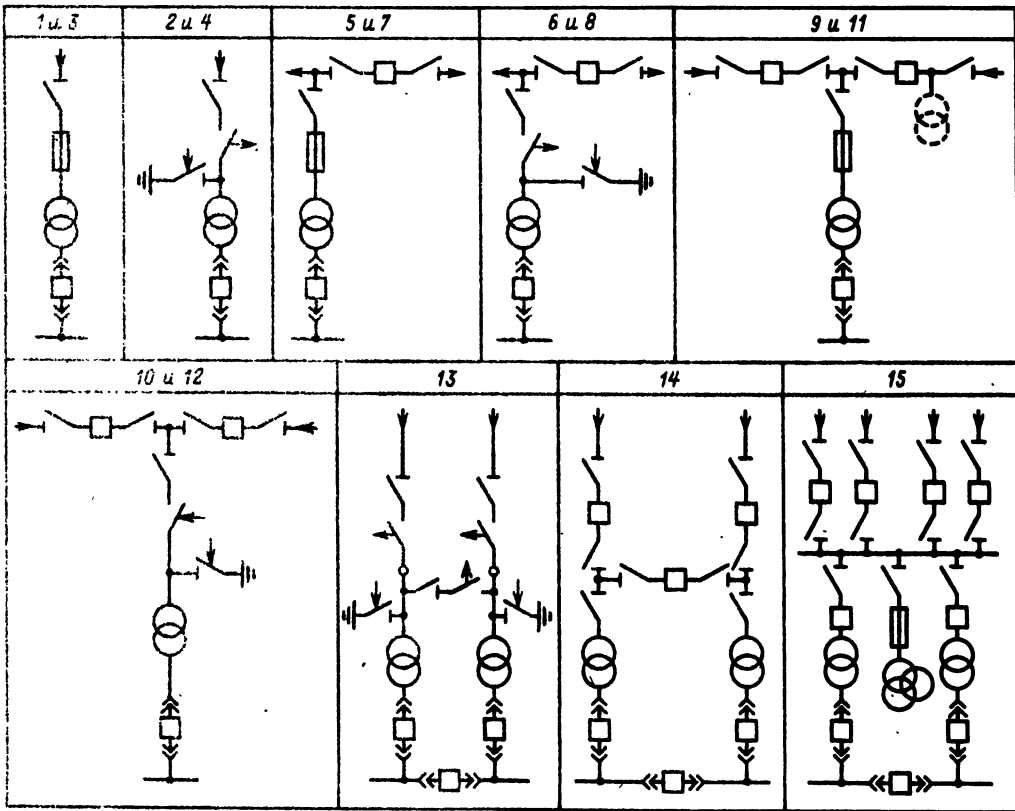


Рис. 37.33. Комплектная двухтрансформаторная подстанция 35 кВ типа 2КТП-35/6-10П с трансформаторами мощностью 3200 кВ·А:

а – разрез; б – план 1 – трансформатор; 2 – РУ 35 кВ; 3 – КРУН 6–10 кВ; 4 – внутреннее ограждение предохранителей; 5 – внешнее ограждение; 6 – шкаф инвентарный; 7 – шкаф противопожарного оборудования

Таблица 37.10 Сетка схем первичных соединений СКТП-35



Примечание 1 и 3 — тушковая подстанция с предохранителями 35 кВ в цепи трансформатора мощностью 630—2500 кВ·А, 2 и 4 — тушковая подстанция с отделителем и короткозамыкателем 35 кВ в цепи трансформатора мощностью 1600—16000 кВ·А; 5 и 7 — проходная (транзитная) подстанция с односторонним питанием, выключателем в отходящей линии 35 кВ и предохранителем 35 кВ в цепи трансформатора мощностью 630—2500 кВ·А, 6 и 8 — проходная (транзитная) подстанция с односторонним питанием, выключателем в отходящей линии 35 кВ и отделителем и короткозамыкателем в цепи питания трансформатора мощностью 1600—16000 кВ·А; 9 и 11 — проходная (транзитная) подстанция с двусторонним питанием, выключателями на линиях 35 кВ и предохранителями 35 кВ в цепях трансформаторов мощностью 630—2500 кВ·А; 10 и 12 — проходная (транзитная) подстанция с двусторонним питанием, с выключателями в линиях 35 кВ и отделителем и короткозамыкателем в цепи трансформатора мощностью 1600—16000 кВ·А; 13 — подстанция по схеме «мостик» с отделителями и короткозамыкателями; трансформаторы мощностью 2500—16000 кВ·А; 14 — подстанция по схеме «мостик» с выключателями; трансформаторы мощностью 2500—16000 кВ·А. 15 — узловая подстанция с трансформаторами мощностью 2500—16000 кВ·А

В последнее время начали применять КТП напряжением 6—10/0,4 кВ, строительная часть которых состоит из отдельных блоков, изготовленных на заводе железобетонных изделий. Там же, на заводе, выполняют все необходимые отверстия. Для крепления электрооборудования в панели закладывают специальные металлические детали.

Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки состоят из трехфазных понижающих трансформаторов с ВН 6 или 10 кВ и НН 0,4 или 0,69 кВ и шкафов распределительных устройств. Подстанции

предназначены для питания промышленных силовых и осветительных установок трехфазного переменного тока (см. разд. 48).

Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки (КТПН) с ВН 6 или 10 кВ и НН 0,4 кВ выпускают в нескольких конструктивных исполнениях. Подстанции предназначены для постоянного электроснабжения промышленных объектов небольшой энергоемкости, а также для временного питания электроустановок строительных площадок, карьеров и установок нефтедобычи (см. разд. 48).

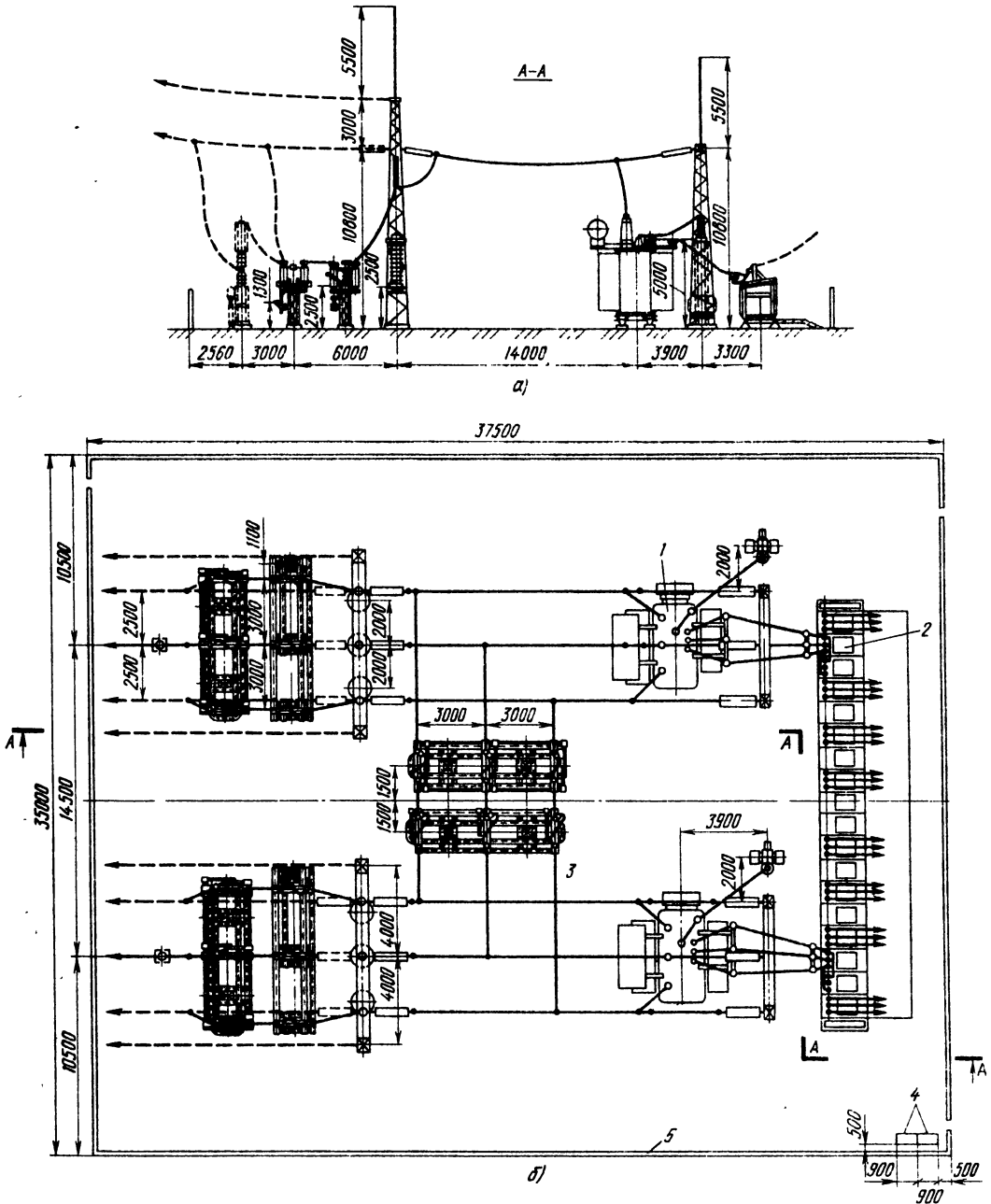


Рис. 37.34. Комплектная двухтрансформаторная подстанция 110 кВ типа 2КТП-110/6-10ПН с трансформаторами мощностью 6300–16000 кВ·А:  
 а – разрез 2КТП; б – план: 1 – трансформатор; 2 – КРУН 6–10 кВ; 3 – перемычка; 4 – шкафы: инвентарный и противопожарного оборудования; 5 – ограждение

Комплектные трансформаторные подстанции 35/6–10 кВ предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 35/6–10 кВ. Применяют их для электроснабжения небольших промышленных предприятий и сельскохозяйственных районов.

Подстанция (рис. 37.33) состоит из ОРУ 35 кВ, силового трансформатора с ВН 35 кВ и НН 6 или 10 кВ и КРУН 6–10 кВ наружной установки, металлического ограждения подстанции, совмещенного с контуром заземления.

Конструкция комплектной подстанции допускает возможность установки одного или двух силовых трансформаторов мощностью 630, 1000, 1600, 2500 и 3200 кВ·А.

Открытое распределительное устройство однотрансформаторной подстанции 35 кВ представляет собой портал, на котором смонтированы линейный разъединитель с двумя заземляющими ножами, стреляющие предохранители ВН, разрядники и резонансные заградители высокочастотной связи. Для определения срабатывания разрядников устанавливают регистраторы разрядов.

Ячейка ввода ОРУ 35 кВ имеет дополнительное внутреннее ограждение высотой 2 м, определяемой зоной выхлопа стреляющих предохранителей ПСН-35 и допустимыми расстояниями до аппаратуры, установленной в нижней части портала. Схемой предусмотрена блокировка двери внутренней ограды с приводом разъединителя.

Двухтрансформаторная подстанция представляет собой сочетание двух комплектных однотрансформаторных подстанций, соединенных секционным шкафом. Ввод со стороны 35 кВ выполнен, как и для однотрансформаторной подстанции, но включает в себя два портала с линейными разъединителями, предохранителями и разрядниками.

На стороне ВН применяются следующие основные схемы: тупиковые, проходные, узловые, «мостик» (табл. 37.10).

Комплектные трансформаторные подстанции 110/6–10 кВ (рис. 37.34) состоят из ОРУ 110 кВ, силового трансформатора и КРУ наружной установки 6–10 кВ.

На рис. 37.34 приведена комплектная трансформаторная подстанция с трансформаторами мощностью 6300–16000 кВ·А на напряжение 110/6–10 кВ без сборных шин на первичном напряжении, выполненная по упрощенной схеме блока питающая линия – трансформатор с переключкой между линиями. На стороне 110 кВ установлены разъединитель, отделитель, короткозамыкатель. На переключке установлены два разъединителя. При отсутствии переключки расстояние между входным порталом и осью трансформатора уменьшается с 14000 до 4500 мм. Распределительное устройство 6–10 кВ комплектуется камерами КРУ выкатного исполнения наружной установки.

#### Список литературы

- 37.1. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. 640 с.
- 37.2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. 13-е изд. М.: Энергия, 1977. 288 с.
- 37.3. Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей». Разд. VI, VII. М.: Энергия, 1979. 398 с.
- 37.4. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. 240 с.
- 37.5. Джилз Р. Л. Компоненты распределительных устройств высокого напряжения: Пер. с англ. М.: Энергия, 1973. 184 с.
- 37.6. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1986. 640 с.
- 37.7. Электрическая часть электростанций. Под ред. С. В. Усова. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 616 с.
- 37.8. Дорошев К. И. Комплектные распределительные устройства 6–35 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1982. 374 с.

## ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И ЗАЩИТА ОТ НИХ

### СОДЕРЖАНИЕ

<p>38.1. Общие сведения . . . . . 253</p> <p>38.2. Грозовая деятельность и электрические характеристики молнии . . . . . 255</p> <p>38.3. Защита от прямых ударов молнии . . . 255 Зоны защиты молниеводов. Заземлители (256). Оценка надежности защиты подстанций от прямых ударов молнии (258).</p> <p>38.4. Молниезащита воздушных линий электропередачи . . . . . 259 Средства молниезащиты ВЛ (259). Грозовые перекрытия ВЛ (259). Упрощенная методика расчета ожидаемого числа грозовых отключений ВЛ (260).</p> <p>38.5. Защита электрооборудования подстанций от импульсов грозовых перена-</p>	<p>пряжений, набегающих с линии . . . . . 261</p> <p>38.6. Основные виды внутренних перенапряжений в электрических системах . . . . . 264 Общие положения (264). Исходные данные для расчетов перенапряжений (264). Резонансные перенапряжения в линиях при несимметричных коротких замыканиях (265). Резонансные перенапряжения при неполнофазных режимах (267). Коммутационные перенапряжения в сетях с заземленной нейтралью (268). Перенапряжения в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью (273).</p> <p>38.7. Защита от внутренних перенапряжений 274 Список литературы . . . . . 275</p>
---	--

### 38.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию, соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, примененное к установке, может отличаться от номинального, однако надежная работа электроустановки обеспечивается только в том случае, если оно не выходит за пределы значений наибольших рабочих напряжений, указанных в табл. 38.1.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяют на внутренние и внешние (грозовые) перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений является запасенная в реактивных элементах системы (индуктивных и емкостных) энергия, которая обуславливает появление перенапряжений в переходных режимах при нормальных или аварийных коммутациях. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров электрической системы и характеристик коммутирующих аппаратов и потому носят статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее (индуцированные перенапряжения). Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Таблица 38.1. Наибольшие рабочие напряжения электрических систем

Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
Наибольшее рабочее напряжение $U_{рабmax}$ , кВ	3,5	6,9	11,5	23	40,5	126	172	252	363	525	787	1200
$U_{рабmax}/U_{ном}$	1,15								1,1	1,05		

Примечание. Для 3—35 кВ — система с изолированной нейтралью, для 110—1150 кВ — с заземленной.

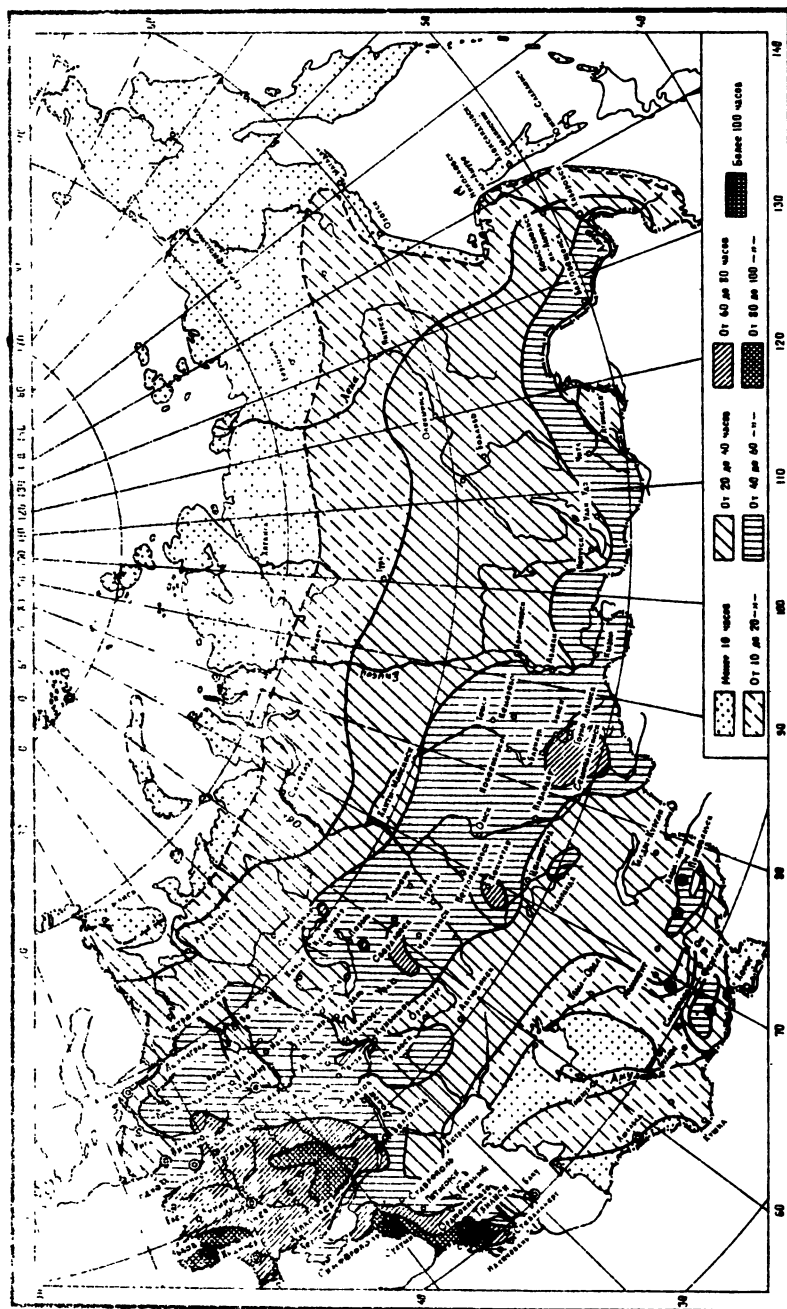


Рис. 38.1. Карта грозовой деятельности на территории СССР (цифра у кривых — число грозových часов в году  $D_T$ )

Технико-экономическое обоснование системы защиты от перенапряжений включает в себя учет статистических характеристик перенапряжений и возможного ущерба вследствие повреждения изоляции установок и недоотпуска электроэнергии, вызванных перенапряжениями.

### 38.2. ГРОВОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОЛНИИ

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется средним числом грозовых часов в году. Карта интенсивности грозовой деятельности на территории СССР приведена на рис. 38.1.

Среднее число ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$  поверхности земли принимается равным 0,067 удара за грозовой час (для территории СССР).

Число ударов молнии на 100 км воздушной линии электропередачи за 100 грозовых часов определяется по формуле

$$n = 4h_{\text{ср}} \quad (\text{при } h_{\text{ср}} \leq 40 \text{ м}), \quad (38.1)$$

где  $h_{\text{ср}} = h - 2/3f$  — средняя высота подвеса троса или верхнего провода (при отсутствии троса), м;  $h$  — высота опоры до точки крепления троса или провода;  $f$  — стрела провеса.

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение длиной  $A$ , шириной  $B$  и высотой  $H$  (размеры в метрах) рассчитывается по формуле

$$n = 6,7(A + 7H)(B + 7H) \cdot 10^{-6}. \quad (38.2)$$

За расчетный ток молнии принимается аperiodический импульс, характеризуемый максимальным значением (амплитудой)  $I_{\text{max}}$ , кА, средней крутизной фронта  $a$ , кА/мкс.

Вероятность  $P_I$  тока молнии, превышающего заданное значение  $I_{\text{max}}$ , рассчитывается по формуле

$$\lg P_I = 0,666 \sqrt{I_{\text{max}}/I_0}, \quad (38.3)$$

где  $I_0$  учитывает высоту местности над уровнем моря и изменяется от 25 кА на высоте  $H_0 = 0$  до 12,5 кА на высоте  $H_0 = 1000$  м. Промежуточные значения  $I_0$  рассчитываются по формуле

$$I_0 = 18,75 + 6,25 \cos \psi, \quad (38.4)$$

где  $\psi = H_0/5,5$ , град.

Если рассчитанное значение  $P_I$  по (38.3) дает  $P_I > 1$ , то следует принимать  $P_I = 1$ .

Вероятность  $P_a$  крутизны фронта тока молнии, превышающей  $a$ , рассчитывается по формуле

$$\lg P_a = -a/a_0, \quad (38.5)$$

где  $a_0$  учитывает высоту местности над уров-

нем моря и изменяется от 36 кА/мкс на высоте  $H_0 = 0$  до 18 кА/мкс при  $H_0 = 1000$  м. Промежуточные значения  $a_0$  могут быть вычислены по формуле

$$a_0 = 27 + 9 \cos \psi. \quad (38.6)$$

Эквивалентное волновое сопротивление канала молнии принимается бесконечно большим, т. е. молния рассматривается как источник тока. Ток молнии при ударе в заземленный объект не зависит от сопротивления заземления объекта. В частности, максимальное значение тока молнии не зависит от волнового сопротивления троса или провода при ударе в провод или трос.

### 38.3. ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

#### Зоны защиты молниеотводов

Электроустановки, находящиеся на открытом воздухе, защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты линий, шинных мостов и гибких связей большой протяженности применяют тросовые молниеотводы.

Построение зон защиты молниеотводов показано на рис. 38.2–38.6, где  $h$  — высота молниеотвода,  $h_x$  — высота защищаемого объекта (или защищаемый уровень),  $r_x$  — радиус (или ширина) зоны защиты на высоте  $h_x$ . Коэффициент  $p$  равен 1 при  $h \leq 30$  м и  $5,5/\sqrt{h}$  при  $h > 30$  м.

Открытые распределительные устройства обычно защищены несколькими молниеотводами (рис. 38.4). Уровень  $h_x$  внутри треугольника или прямоугольника (образованных ближайшими тремя или четырьмя стержневыми молниеотводами) будет защищен, если диаметр  $D$  окружности, проходящей через следы молниеотводов (1–3) или диагональ прямоугольника, удовлетворяет условию

$$D \leq 8(h - h_x)p. \quad (38.7)$$

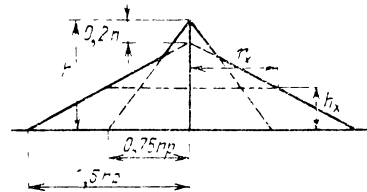


Рис. 38.2. Сечение зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода



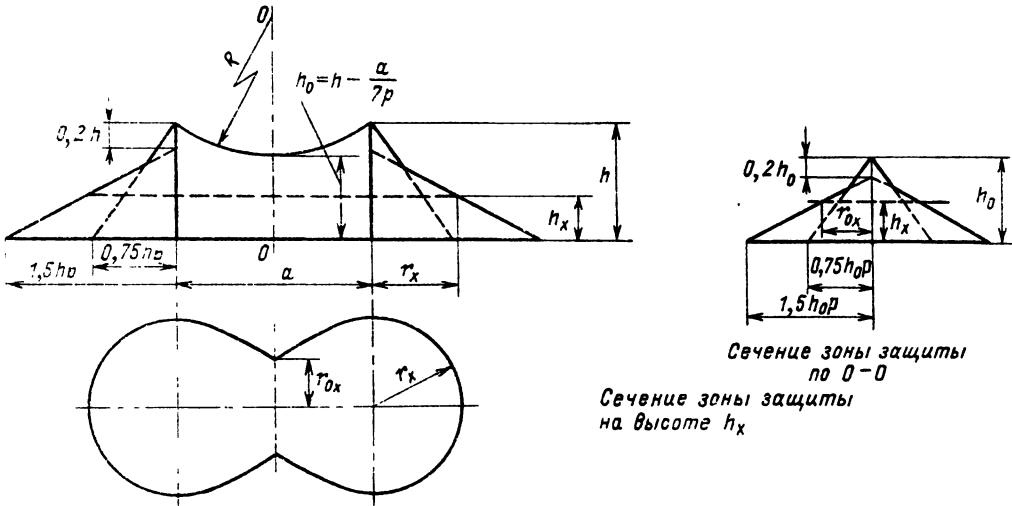


Рис. 38.3. Зона защиты двух стержневых молниеотводов

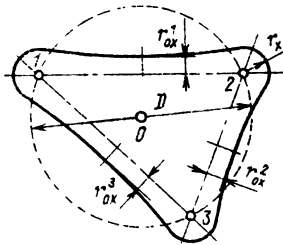


Рис. 38.4. Сечение зоны защиты на высоте  $h_x$ , образованной тремя молниеотводами высотой  $h$

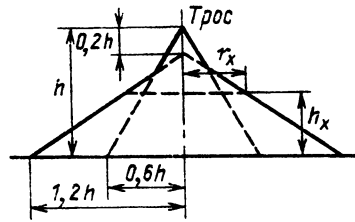


Рис. 38.5. Сечение зоны защиты тросового молниеотвода

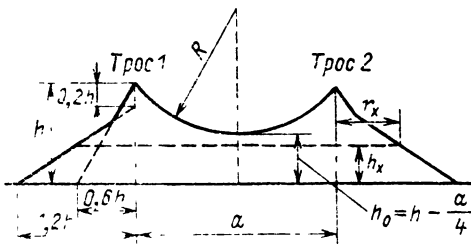


Рис. 38.6. Сечение зоны защиты двух параллельных тросовых молниеотводов

При этом внешняя часть зоны защиты определяется для каждой пары молниеотводов по рис. 38.3.

Подстанционные здания и сооружения защищаются путем соединения металлической кровли с контуром заземления или, если крыша неметаллическая, посредством сетки из сталь-

ной проволоки диаметром не менее 8 мм с размером ячейки  $5 \times 5 \text{ м}^2$ , располагаемой на крыше и присоединяемой к заземлению.

Металлические баки для масла с толщиной стенки не менее 5 мм заземляются. При меньшей толщине стенки баки защищаются отдельно устанавливаемыми молниеотводами.

Для защиты неметаллической трубы на ее вершине по периметру прокладывается стальная полоса сечением не менее  $50 \text{ мм}^2$ , которая соединяется с заземлением. На трубах высотой более 50 м прокладываются два заземляющих спуска.

**Заземлители**

Импульсное сопротивление заземлителей для отвода токов молнии

$$R_{и} = \alpha_{и} R, \tag{38.8}$$

где  $R$  – сопротивление растеканию тока при промышленной частоте (измеренное или рас-

считанное по формулам § 12.9, т. 1);  $\alpha_n$  — импульсный коэффициент, зависящий от конструкции заземлителя, удельного сопротивления грунта  $\rho$  и тока молнии  $I_{max}$ .

Заземление опор линий электропередачи определяется требованиями молниезащиты линий. Сопротивление заземлителя опор  $R$ , измеренное при токе промышленной частоты и отсоединенном тросе, в течение грозового сезона не должно превышать значений, приведенных ниже:

$\rho$ , Ом·м	0—100	100—500	500—1000	1000 и больше
$R$ , Ом	10	15	20	30

В линиях на металлических и железобетонных опорах, проходящих по местности с  $\rho \leq 300$  Ом·м, необходимые сопротивления заземлителя могут быть обеспечены железобетонными подножниками опор, являющимися естественными заземлителями. Если подножник опоры не обеспечивает необходимое значение сопротивления заземления опоры в данном грунте, то необходимо устройство дополнительного искусственного заземлителя в виде одного или нескольких вертикальных электродов, объединенных горизонтальной полосой или из двух, трех, четырех лучей небольшой длины. Импульсное сопротивление  $n$  электродов или лучей подсчитывается по формуле

$$R_n = \alpha_n R / (\eta_n n), \quad (38.9)$$

где  $\eta_n$  — импульсный коэффициент использования заземлителя, учитывающий ухудшение условий растекания тока молнии вследствие взаимного экранирования электродов.

Усредненные значения коэффициентов  $\alpha_n$  и  $\eta_n$  для некоторых конструкций заземлителей приведены в табл. 38.2.

Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции в виде уложенной в грунте сетки, состоящей из гори-

зонтальных полос с шагом 6—10 м, объединяющей дополнительно забитые в случае необходимости вертикальные электроды.

В ОРУ напряжением 220 кВ и выше молниеотводы можно устанавливать на металлических конструкциях (порталах) распределительного устройства. Установка молниеотводов на порталах ОРУ напряжением 110, 150 кВ допускается при удельном сопротивлении грунта в грозовой сезон не более 1000 Ом·м при любой площади подстанции. От стоек ОРУ 110 и 150 кВ с молниеотводами должно обеспечиваться растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух-трех направлениях. На расстоянии 3—5 м от стойки на каждой магистрали следует иметь по одному вертикальному электроду длиной не менее 5 м.

Место присоединения стойки конструкции с молниеотводом к заземляющему контуру должно быть удалено по магистрали заземлителя от места присоединения к нему бака трансформатора на расстояние не менее 15 м.

Минимальное сопротивление заземлителя подстанции с площадью  $S$  можно оценить по формуле

$$R = \rho_3 / \sqrt{S},$$

где  $\rho_3$  — расчетное сопротивление грунта, а коэффициент  $A$  принимает значения в зависимости от отношения длины вертикальных электродов  $l$  к  $\sqrt{S}$ :

$l/\sqrt{S}$	0	0,03	0,062	0,125
$A$	0,44	0,42	0,39	0,36

Расчетное удельное сопротивление  $\rho_3$  зависит от отношения  $\rho_1$  — удельного сопротивления верхнего слоя грунта толщиной  $H$ , которое подвержено сезонным изменениям, к удельному сопротивлению нижнего слоя  $\rho_2$ , не подверженному изменениям (рис. 38.7). Увеличение удельного сопротивления верхнего слоя грунта вследствие сезонных изменений

Таблица 38.2. Значения импульсных коэффициентов

Заземлитель	$\alpha_n$ при $\rho$ , Ом·м				$\eta_n$
	100	200	500	1000	
Вертикальные стержни, соединенные полосой (расстояние между стержнями вдвое больше их длины):					
2—4 стержня	0,5	0,45	0,3	—	
8 стержней	0,7	0,55	0,4	0,3	0,75
15 стержней	0,8	0,7	0,55	0,4	
Две горизонтальные полосы длиной по 5 м, расходящиеся в противоположные стороны от точки присоединений токоотвода	0,65	0,55	0,45	0,4	1,0
Три полосы длиной по 5 м, симметрично расходящиеся от точки присоединения токоотвода	0,7	0,6	0,5	0,45	0,75

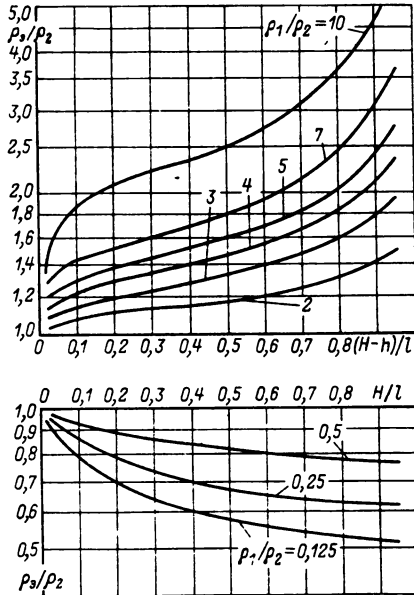


Рис. 38.7. Расчетное удельное сопротивление грунта ( $h$  — глубина заложения; отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине равно 2)

учитывается коэффициентом  $k$  (табл. 38.3)

$$\rho_1 = k\rho_{изм1}, \quad (38.10)$$

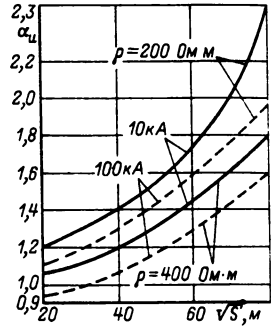
где  $\rho_{изм1}$  — измеренное удельное сопротивление верхнего слоя грунта.

Импульсные коэффициенты заземлителей в виде сетки определяются по рис. 38.8.

**Оценка надежности защиты подстанций от прямых ударов молнии**

Эффективность защиты ПС от прямых ударов молнии оценивается годовым числом  $\beta$  прорывов молнии в зону защиты и обратных

Рис. 38.8. Импульсные коэффициенты сеток с вертикальными электродами



перекрытий при ударах в молниеотводы

$$\beta = 0,067D_T(A + 7h)(B + 7h)(\Psi_n P_{пр} + P_{о,п}) \cdot 10^{-6}, \quad (38.11)$$

где  $D_T$  — число грозových часов в году;  $A$  и  $B$  — длина и ширина подстанции, м;  $h$  — высота молниеотводов, м;  $\Psi_n = 10^{-3}$  — вероятность прорыва молнии в зону защиты;  $P_{пр}$  — вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в токоведущие части (см. ниже);  $P_{о,п}$  — вероятность обратного перекрытия изоляции при ударе молнии в молниеотвод.

При установке на подстанции отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху от молниеотводов и в земле от их заземлителей до частей распределительного устройства.

Расстояние по воздуху

$$L_B \geq 0,12R_n + 0,1H, \quad (38.12)$$

где  $H$  — высота рассматриваемой точки над уровнем земли, м;  $R_n$  — импульсное сопротивление заземления молниеотвода.

Расстояние  $L_B$  должно быть не менее 5 м.

Расстояние в земле между заземлителем отдельно стоящего молниеотвода и ближайшей к нему точкой заземляющего контура подстанции

$$L_3 \geq 0,2R_n.$$

Расстояние  $L_3$  должно быть не менее 3 м.

Таблица 38.3. Сезонный коэффициент  $k$  и толщина слоя сезонных изменений  $H$

Заземление	Климатическая зона	$k$ при влажности земли перед измерением			$H$ , м
		повышенной	средней	пониженной	
Рабочее и защитное	Северная полоса европейской части СССР	7	4	2,7	2,2
	Средняя полоса	5	2,7	1,9	2,0
	Южная полоса	4	2,0	1,5	1,8
Молниезащитное	Любая	2,6	1,4	—	Соответственно климатической зоне

### 38.4. МОЛНИЕЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

#### Средства молниезащиты ВЛ

Показателем грозоупорности ВЛ является удельное число грозовых отключений линии на 100 км длины и 100 грозовых часов в году. Для конкретных линий рассчитывается число грозовых отключений на полную длину и один год.

Молниезащита ВЛ имеет целью уменьшение до экономически обоснованного числа грозовых отключений линии.

К основным средствам молниезащиты ВЛ относят:

1. Защиту от прямых ударов молнии с помощью тросовых молниеотводов, подвешенных на линиях напряжением 110 кВ и более на металлических и железобетонных опорах.

Линии на деревянных опорах имеют достаточную грозоупорность, поэтому тросы на таких линиях применяются только на подходах к подстанциям.

Применение тросов на линиях 35 кВ малоэффективно вследствие невысокой импульсной прочности линейной изоляции и большой вероятности перекрытия с троса на провод при ударе молнии в трос. На линиях 3–10 кВ применение тросов бесполезно.

2. Выполнение сопротивления заземления опор в соответствии с указаниями § 38.3. Снижение сопротивления заземления опор обеспечивает уменьшение вероятности обратного перекрытия с опоры на провод при прямых ударах молнии в опору.

3. Автоматическое повторное включение (АПВ), предотвращающее перерыв передачи энергии при грозовом перекрытии линейной изоляции, рассматриваемое как эффективное средство молниезащиты. Поскольку частое выполнение АПВ (при большом числе грозовых перекрытий) усложняет эксплуатацию и сокращает межремонтный период выключателей, то его целесообразно применять в комплексе с другими средствами молниезащиты.

4. Увеличение числа изоляторов в гирлянде часто поражаемых опор, в частности очень высоких переходных опор, что повышает импульсную прочность линейной изоляции.

5. Применение трубчатых (в редких случаях – вентильных) разрядников для защиты ослабленной изоляции или отдельных опор.

6. Соблюдение нормированных расстояний по воздуху (табл. 38.4) при пересечении воздушных линий между собой и с линиями связи, а в случае линий на деревянных опорах применение трубчатых разрядников, которые

устанавливаются на опорах, ограничивающих пролет пересечения.

#### Грозовые перекрытия ВЛ

Грозовое перекрытие изоляции ВЛ может наступить:

1) при ударе молнии в вершину металлической или железобетонной опоры. Вследствие высокого потенциала в точке подвеса гирлянды изоляторов, возникающего из-за падения напряжения на индуктивном сопротивлении тела опоры и заземлителя опоры, при определенных токах молнии происходит обратное перекрытие с тела опоры на провод. Значение тока молнии, приводящего к перекрытию, получило название критического тока молнии или уровня грозоупорности;

2) при ударе молнии в трос в пролете между опорами. Если линия выполнена в соответствии с рекомендациями (§ 41.11), то вероятность перекрытия промежутка трос – провод мала и ею можно пренебречь;

3) при прорыве молнии сквозь тросовую защиту с последующим перекрытием с провода на ближайшую опору. Вероятность прорыва молнии на провод через тросовую защиту  $P_x$  определяется по формуле

$$\lg P_x = \alpha \sqrt{h_{тр}} / 75 - 3,95, \quad (38.13)$$

где  $\alpha$  – защитный угол на опоре в градусах (рис. 38.9);  $h_{тр}$  – высота подвеса троса на опоре, м ( $h_{тр} \leq 50$  м);

4) при разряде молнии в землю вблизи линии (на расстоянии не менее  $3h$ ) вследствие индуктированных перенапряжений и низкой импульсной прочности гирлянд изоляторов воздушных линий 6, 10, 35 кВ. Вероятность перекрытия линейной изоляции линий 110 кВ и выше при таких разрядах весьма мала и ею можно пренебречь.

Грозовое перекрытие линейной изоляции не является достаточным условием для отключения линии. Отключение линии произойдет

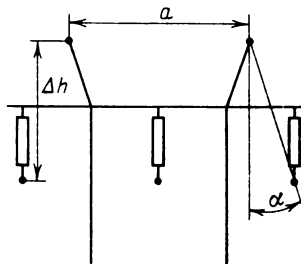


Рис. 38.9. Взаимное расположение тросов и проводов на опоре

Таблица 38.4. Наименьшее расстояние, м, между проводами или между проводами и тросами пересекающихся ВЛ

Пересечение	Длина пролета не более	Наименьшее расстояние от места пересечения до ближайшей опоры, м					
		30	50	70	100	120	150
ВЛ 500–330 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения	200	5	5	5	5,5	—	—
	300	5	5	5,5	6	6,5	7
	450	5	5,5	6	7	7,5	8
ВЛ 220–150 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения	200	4	4	4	4	—	—
	300	4	4	4	4,5	5	5,5
	450	4	4	5	6	6,5	7
ВЛ 110–20 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения	200	3	3	3	4	—	—
	300	3	3	4	4,5	5	—
ВЛ 10 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения	100	2	2	—	—	—	—
	150	2	2,5	2,5	—	—	—

только в том случае, если импульсное перекрытие перейдет в устойчивую дугу переменного тока. Коэффициент такого перехода для воздушных промежутков и изоляции линий на деревянных опорах определяется по формуле

$$\eta = \left(1,6 \frac{U}{l_{\text{раз}}} - 6\right) \cdot 10^{-2}, \quad (38.14)$$

где  $U$  – наибольшее действующее значение рабочего напряжения: фазного при однофазных перекрытиях и линейного при двухфазных перекрытиях, кВ;  $l_{\text{раз}}$  – длина пути разряда, см.

Если при расчете получается  $\eta \leq 0,1$  или  $\eta \geq 0,9$ , то принимают соответственно  $\eta = 0,1$  или  $\eta = 0,9$ .

Для изоляции линий на металлических и железобетонных опорах напряжением до 220 кВ принимается  $\eta = 0,7$ , а для линий напряжением выше 220 кВ  $\eta = 1$ .

Значения 50%-ных импульсных разрядных напряжений гирлянд изоляторов при грозовых импульсах приведены на рис. 38.10. При определении 50%-ных разрядных напряжений для

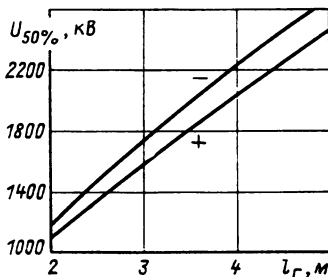


Рис. 38.10. 50%-ные разрядные напряжения гирлянд изоляторов с защитной арматурой при грозовых импульсах

линий на деревянных опорах нужно учитывать импульсную прочность части деревянной траверсы, которая определяется как  $70I_d$ , кВ, где  $I_d$  – длина части пути разряда по дереву в метрах.

**Упрощенная методика расчета ожидаемого числа грозовых отключений ВЛ**

Методика используется для оценки ожидаемого числа отключений ВЛ до 500 кВ при сопротивлениях заземления опор не более 30 Ом.

Годовое число грозовых поражений  $N_g$  линии длиной  $l$ , км, при  $D_g$  грозовых часов в году (см. рис. 38.1)

$$N_g = n_g \frac{l}{100} \frac{D_g}{100}. \quad (38.15)$$

Линия без тросов. Число отключений, рассчитываемое на 100 км линии и при 100 грозовых часах, определяется по формуле

$$n_g = 4h_{\text{ср}} P_{\text{пр}} \eta, \quad (38.16)$$

где  $h_{\text{ср}}$  – средняя высота подвеса верхнего провода;  $P_{\text{пр}}$  – вероятность тока молнии при разряде в провод линии, равного или больше критического;  $\eta$  – коэффициент перехода импульсного перекрытия в устойчивую дугу.

Критический ток молнии, при котором становится возможным перекрытие изоляции на металлических или железобетонных опорах линий,

$$I_{\text{кр}} = 2U_{50\%}/Z_c, \quad (38.17)$$

где  $Z_c$  – волновое сопротивление провода с учетом короны (табл. 38.5);  $U_{50\%}$  – 50%-ное разрядное напряжение гирлянды изоляторов при отрицательной полярности.

Таблица 38.5. Волновые сопротивления  $Z_c$ , Ом, проводов воздушных линий (с учетом короны)

Опора	$U_{ном}$	Число проводников расщепленного провода	Материал опоры		
			Металл	Железобетон	Дерево
Башенная или одностоечная с одним тросом, треугольным расположением проводов	35	1	460	455	—
	110	1	440	425	—
	150	1	430	410	—
	220	1	415	390	—
	330	2	360	—	—
Портальная или П-образная с двумя тросами, горизонтальным расположением проводов	35	1	—	—	445
	110	1	—	—	400
	150	1	—	—	385
	220	1	385	380	365
	330	2	330	315	—
	500	3	315	290	—

Таблица 38.6. Число грозовых отключений на 100 км ВЛ 35–500 кВ

Опора	Сопротивление заземления опоры, Ом	$U_{ном}$ , кВ					
		35	110	150	220	330	500
Деревянная	—	10	8,5	—	—	—	—
Одноцепная металлическая с одним тросом	5	—	2	1,2	1,2	0,8	—
	10	—	3	2	2	1,2	—
	20	—	4,8	3	3	1,8	—
Двухцепная металлическая с одним тросом	5	—	4,3	3	3	2	—
	10	—	6	4	3,5	2,8	—
	20	—	9	6	5,5	4	—
Металлическая портальная с двумя тросами	5	—	—	—	0,5	0,12	0,1
	10	—	—	—	0,8	0,2	0,15
	20	—	—	—	1,2	0,7	0,5

Для линий на деревянных опорах критический ток молнии, при котором становится возможным перекрытие, равен

$$I_{кр} = 2U_{50\%}/[Z_c(1 - k)], \quad (38.18)$$

где коэффициент электромагнитной связи между фазными проводами с учетом короны  $k = 0,31$  для линий 35 кВ и  $k = 0,34$  для линий 110 кВ.

*Линия, защищенная тросами.* Удельное число грозовых отключений на 100 км линии и при 100 грозовых часах рассчитывается по формуле

$$n_r = 4h_{ср} [(4h_{тр}/l_n) P_{оп} + P_{\alpha} P_{пр}] \eta, \quad (38.19)$$

где  $h_{ср}$  — средняя высота подвеса троса, м;  $h_{тр}$  — высота подвеса троса на опоре, м;  $l_n$  — длина пролета между опорами, м;  $P_{пр}$  — вероятность тока молнии, равного или большего критического при ударе в провод;  $P_{\alpha}$  — вероятность прорыва молнией тросовой защиты;  $P_{оп}$  — вероятность тока молнии, равного или большего критического при ударе в вершину опоры;  $\eta$  — коэффициент перехода перекрытия в устойчивую дугу.

Критический ток при ударе в вершину опоры подсчитывается по формуле

$$I_{кр} = U_{50\%}^+ / (R_n + \delta h_{оп}), \quad (38.20)$$

где  $U_{50\%}^+$  — 50 %-ное импульсное разрядное напряжение гирлянды при положительной полярности провода;  $R_n$  — импульсное сопротивление заземления опоры;  $h_{оп}$  — высота опоры, м;  $\delta = 0,15$  для линий с двумя тросами,  $\delta = 0,3$  для линий с одним тросом.

Ориентировочные значения годового числа грозовых отключений ВЛ приведены в табл. 38.6.

### 38.5. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ ОТ ИМПУЛЬСОВ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, НАБЕГАЮЩИХ С ЛИНИИ

С воздушных линий электропередачи в результате поражения их молнией на подстанции набегают импульсы перенапряжений, имеющие форму:

полного импульса, повторяющего форму

тока молнии при ударах в фазный провод без последующего перекрытия изоляции в месте удара. Длительность импульса 50–100 мкс;

короткого импульса при прорыве тросовой защиты или при ударе молнии в вершину опоры линии на металлических или железобетонных опорах с последующим перекрытием линейной изоляции. Фронт импульса в месте удара может быть практически прямоугольным. Длительность импульса составляет 5–15 мкс;

срезанного импульса при срабатывании трубчатого разрядника в начале защищенного подхода линии на деревянных опорах. Длительность импульса в месте среза 2–3 мкс.

Защита электрооборудования подстанцией осуществляется вентильными разрядниками (РВ), а также нелинейными ограничителями перенапряжений (ОПН). Характеристики РВ и возможные импульсные перенапряжения  $U_{из}$  на изоляции подстанции связаны соотношением

$$U_{из} \leq U_d = U_{ост} + \Delta U_k, \quad (38.21)$$

где  $U_d$  — импульсное напряжение, допустимое для подстанционного оборудования;  $U_{ост}$  — остающееся напряжение на РВ при токе координации;  $\Delta U_k$  — координационный интервал, который учитывает повышение напряжения на защищаемом оборудовании по отношению к напряжению на РВ, зависящее от их взаимного удаления и от крутизны фронта набегающего импульса.

Для выполнения условия (38.21) требуются специальные меры для уменьшения вероятности набега на подстанцию импульса грозового происхождения, имеющего крутизну фронта выше допустимого значения  $a_d$ , которое находится путем расчета на ЭВМ или экспериментально с применением анализаторов грозозащиты. В качестве таких мер регламентируются расстояния между РВ и защищаемым оборудованием и длина защищенного подхода к подстанции (называемого также опасной зоной).

Если принять в месте удара молнии в качестве расчетного импульс напряжения с верти-

Таблица 38.7. Допустимые расстояния между РВ и защищаемым оборудованием

$U_{ном}$ , кВ	Длина защищенного подхода, км	Расстояние до силового трансформатора, м	Расстояние до оборудования, м
110–220	1,0–2,0	30–80	75–140
330	2,0–4,0	45–100	200–400
500	—	90–150	150–350

кальным фронтом, бесконечно длинным хвостом и амплитудой, определяемой вольт-секундной характеристикой линейной изоляции, то необходимая длина защищенного подхода вычисляется по формуле

$$l = \frac{U_{max} k}{a_d \left( 0,5 + \frac{0,008 U_{max}}{h_{cp}} \right)}, \quad (38.22)$$

где  $U_{max}$  — амплитуда импульса, кВ;  $a_d$  — допустимая крутизна, кВ/мкс;  $h_{cp}$  — средняя высота подвеса провода, м;  $k$  — коэффициент, учитывающий расщепление фазного провода и равный 1,0; 1,2 и 1,5 при числе проводов в фазе соответственно 1, 2 и 3.

Типовая схема защиты от набегающих с линий электропередачи импульсов грозовых перенапряжений приведена на рис. 38.11. Линии на деревянных опорах в пределах защищенного подхода оснащаются тросами. В начале подхода к подстанции устанавливается трубчатый разрядник, который служит для ограничения амплитуды импульса, проходящего к подстанции, и одновременно для защиты изоляции опоры, ослабленной заземляющими спусками от тросов. Если линия защищена тросами по всей длине, то в пределах опасной зоны снижают сопротивление заземления опор и уменьшают защитные углы на опорах. В табл. 38.8 приведены характеристики типовых подходов к подстанциям 35–500 кВ.

Особое внимание должно уделяться грозозащите подстанций, находящейся в местности

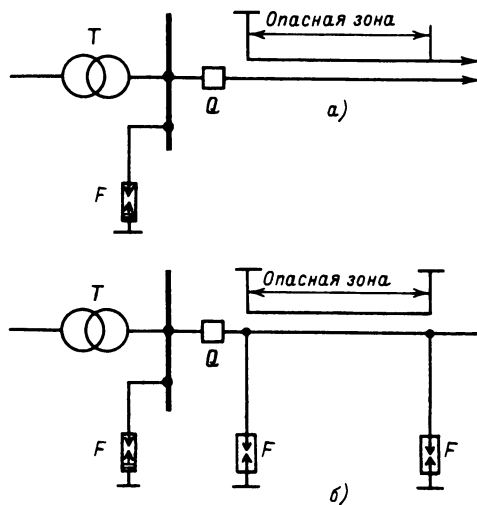


Рис. 38.11. Типовые схемы грозозащиты подстанций 35–500 кВ:

а — линия, защищенная тросами на всей длине, б — линия на деревянных опорах с защищенным подходом к ПС

Таблица 38.8. Характеристики защищенных подходов к подстанциям

$U_{ном},$ кВ	Линии на порталных опорах						Линии на одностоечных опорах					
	Длина опасной зоны, км	Число тросов	Защитный угол на опоре, град	Сопротивление заземления опор, Ом, при удельном сопротивлении грунта, Ом·м			Длина опасной зоны, км	Число тросов	Защитный угол на опоре, град	Сопротивление заземления опор, Ом, при удельном сопротивлении грунта, Ом·м		
				< 100	100–500	> 500				< 100	100–500	> 500
35	1–2	–	–	10	15	20	1,5–2	–	–	10	15	20
110	1–3	–	25–30	10	15	20	1,5–3	1–2	25	10	15	20
150	1–3	2	25–30	10	15	20	1,5–3	1–2	25	10	15	20
220	2–3	2	25	10	15	20	2–3	2	20	10	15	20
330	2–4	2	25	10	15	20	2–3	2	20	10	10	15
500	2,5–3	2	25	10	15	20	–	–	–	–	–	–

с высоким удельным сопротивлением грунта, особенно в районах Крайнего Севера. Для повышения надежности защиты таких подстанций применяется прокладка на подходе линии металлических полос в земле, соединяющих заземлители опор (устройство противовесов); специальные схемы грозозащиты с выносом РВ или ОПН с подстанции на линию (каскадный принцип грозозащиты).

Следует отметить, что прокладка противовесов и поддержание их нормального состояния требуют значительных трудовых затрат.

Каскадный принцип грозозащиты базируется на включении РВ или ОПН на подходе линии. На отходящих линиях устанавливаются разрядники РВЛ (линейные), а на сборных шинах – РВШ (шинные) (рис. 38.12). Рекомендуемые расстояния между разрядниками

$U_{ном},$ кВ . . .	35	110	150	220	330
$l_{p-p},$ м . . .	200	150	250	300	350

Для грозозащиты тупиковых и в ряде случаев проходных подстанций, имеющих небольшие размеры, РВЛ можно установить вблизи первой или второй опоры линии, причем его

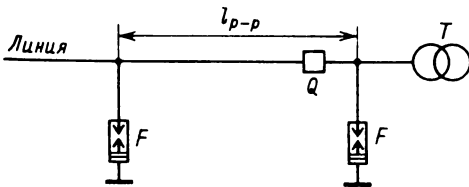


Рис. 38.12. Принципиальная схема каскадного принципа грозозащиты подстанции

заземление желательно присоединить к общему заземлителю ПС через тросы или противовесы.

Схемы защиты распределительных устройств 3–20 кВ показаны на рис. 38.13. Ограничение амплитуды импульса, набегающего на подстанцию с линии на деревянных опорах, осуществляется с помощью разрядника. Сопротивление его заземления не должно превышать 10 Ом. Установка второго разрядника иногда необходима по условиям защиты линейного выключателя в отключенном состоянии. На линиях с металлическими и железобетонными опорами трубчатые разрядники, как правило, не устанавливаются.

Если ВЛ 3–20 кВ соединена с ПС кабельной перемычкой, то для защиты кабельной воронки на линейном конце устанавливается трубчатый или вентиляльный разрядник.

Оценка надежности защиты от импульсов грозовых напряжений, набегающих на ПС по

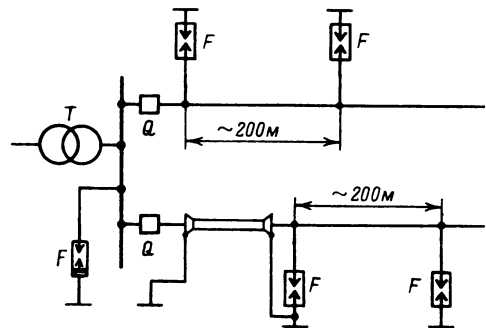


Рис. 38.13. Схемы защиты распределительных устройств 3–20 кВ



воздушной линии, производится на основе расчета среднего числа опасных грозовых перенапряжений  $\beta_1$ , возникающих на подстанции за год

$$\beta_1 = nD_r ml \left( P_z + \frac{4h_{гр}}{l_n} P_{оп} \right) 10^{-4}, \quad (38.23)$$

где  $n$  – число ударов молнии в линию длиной 100 км за 100 грозовых часов;  $D_r$  – число грозовых часов в году;  $m$  – число отходящих от ПС ВЛ;  $l$  – длина защищенного подхода.

Показателем грозоупорности ПС служит число лет ее безаварийной работы, которое определяется по формуле

$$T = 1/(\beta + \beta_1). \quad (38.24)$$

### 38.6. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

#### Общие положения

Внутренние перенапряжения вызываются колебаниями электромагнитной энергии в переходных и стационарных режимах, сопровождающих плановые и аварийные коммутации. Например, в схеме электропередачи рис. 38.14 при отключении выключателя Q2 возникнут колебания напряжения в контуре, образованном емкостью линии и индуктивностью источника и линии. Упрощенная кривая переходного процесса после коммутации приведена на рис. 38.15. Стадия I переходного процесса обычно имеет длительность несколько периодов промышленной частоты. Появляющиеся на первой стадии перенапряжения носят название коммутационных. После затухания свободных колебаний наступает стадия II, в течение которой могут наблюдаться перенапряжения  $U_{уст}$  установившегося режима. Длительность стадий I и II обусловлена временем действия регуляторов напряжения; благодаря регулированию  $U_{уст}$  постепенно уменьшается в соответствии с уменьшением ЭДС (стадия III), пока не установится напряжение в пределах допустимого (стадия IV). С точки зрения воздействия на изоляцию необходимо обращать внимание на перенапряжения двух первых стадий процесса.

#### Исходные данные для расчетов перенапряжений

При расчетах перенапряжений в схемах замещения генераторы представляются источником ЭДС с внутренним реактивным сопротивлением  $X_d$ . Насыщение магнитопровода силовых трансформаторов следует учитывать,

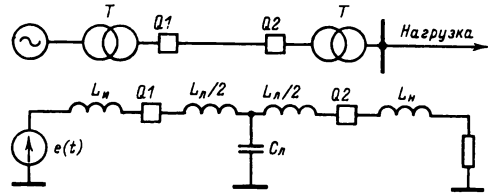


Рис. 38.14. Упрощенная схема замещения электропередачи:

$L_M$  – индуктивность источника;  $L_N$  – индуктивность нагрузки;  $L_L$  – индуктивность линии;  $C_L$  – емкость линии

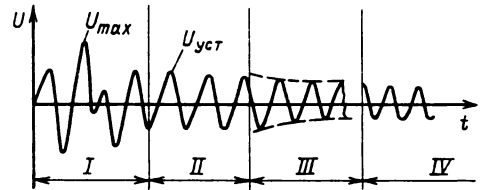


Рис. 38.15. Различные стадии переходного процесса после коммутации

если вынужденное напряжение, найденное без учета насыщения, в месте установки трансформатора оказывается больше чем  $1,25U_\phi$ .

Вследствие изменения режима электропередачи возможно случайное изменение ЭДС в диапазоне  $E_1 - E_2$ . Минимальное  $E_1$  и максимальное  $E_2$  значения являются расчетными при определении соответственно минимального  $U_1$  и максимального  $U_2$  напряжений. Каждому виду аварийной коммутации соответствует свой интервал расчетных значений  $E_1$  и  $E_2$ . В табл. 38.9 приведены усредненные предельные значения ЭДС.

Каждой электропередаче присуще статистическое распределение вынужденного напряжения. В качестве хорошего приближения плотность распределения вынужденного напряжения можно определить по формуле

$$p(U) = \frac{U_1 U_2}{U_2 - U_1} \frac{1}{U^2}, \quad (38.25)$$

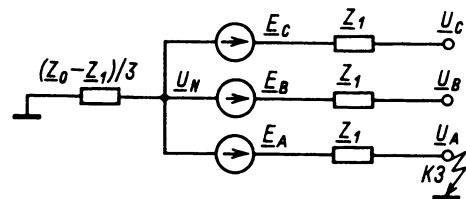


Рис. 38.16. Схема замещения для расчета напряжений при однофазном КЗ

Таблица 38.9. Значения расчетных ЭДС

Аварийная коммутация	Электромашинные системы возбуждения		Быстродействующие системы возбуждения с кратностью форсирования 2-4	
	$E_1$	$E_2$	$E_1$	$E_2$
Разрыв электропередачи вследствие отключения тока КЗ	1,0	1,2	1,05	1,25
ТАПВ, успешное или неуспешное	1,0	1,1	1,0	1,1
БАПВ, успешное или неуспешное	1,0	1,15	1,00	1,1
Разрыв электропередачи вследствие качаний или асинхронного хода	1,0	1,25	1,0	1,3

которой соответствует закон распределения

$$Q(U) = \frac{U_1}{U_2 - U_1} \frac{U_2 - U}{U}, \quad (38.26)$$

где  $Q(U)$  – вероятность того, что в данной коммутации вынужденное напряжение превзойдет заданное значение  $U$ .

**Резонансные перенапряжения в линиях при несимметричных коротких замыканиях**

В СССР заземление нейтрали трансформаторов применяется в сетях 110 кВ и выше. Такие сети характеризуются большими токами при однофазных замыканиях на землю и сравнительно небольшими установившимися напряжениями на неповрежденных фазах. Для расчета напряжения на неповрежденных фазах используется комплексная схема замещения, приведенная на рис. 38.16. Величины  $\underline{E}_A, \underline{E}_B$  и  $\underline{E}_C$  – напряжения в точке КЗ при отсутствии КЗ. Эти напряжения получили название напряжений симметричного режима. Сопротивления  $\underline{Z}_1$  и  $\underline{Z}_0$  – входные сопротивления остальной сети по прямой и нулевой последовательностям относительно точки КЗ. Из схемы рис. 38.16 следует, что

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_B &= \underline{E}_B + \underline{U}_N; \\ \underline{U}_C &= \underline{E}_C + \underline{U}_N, \end{aligned} \right\} \quad (38.27)$$

где  $\underline{U}_N$  – падение напряжения на сопротивлении  $(\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1)/3$ , включенном в нейтральный провод:

$$\underline{U}_N = \underline{E}_A \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}_0}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}. \quad (38.28)$$

Подставляя значение  $\underline{U}_N$  и учитывая, что  $\underline{E}_A, \underline{E}_B$  и  $\underline{E}_C$  образуют симметричную тройку

векторов, получаем

$$\underline{U}_B = \underline{E}_A \frac{(a^2 - 1)\underline{Z}_0/\underline{Z}_1 + (a^2 - a)}{2 + \underline{Z}_0/\underline{Z}_1}; \quad (38.29)$$

$$\underline{U}_C = \underline{E}_A \frac{(a - 1)\underline{Z}_0/\underline{Z}_1 + (a - a^2)}{2 + \underline{Z}_0/\underline{Z}_1}. \quad (38.30)$$

Повышение напряжения на неповрежденных фазах зависит от отношения  $\underline{Z}_0/\underline{Z}_1$ . Обычно при оценочных расчетах пренебрегают активными потерями и принимают, что  $\underline{Z}_0/\underline{Z}_1 \approx x_0/x_1$ . В этом случае  $|\underline{U}_B| = |\underline{U}_C|$ . Вводя понятие коэффициента замыкания  $k_3 = |\underline{U}_B|/|\underline{E}_B| = |\underline{U}_C|/|\underline{E}_A|$ , имеем

$$\begin{aligned} k_3 &= \left| 1 + e^{\pm j120^\circ} \left( 1 - \frac{3X_1}{2X_1 + X_0} \right) \right| = \\ &= \left| 1 + e^{\pm j120^\circ} \left( 1 - \frac{I_{K3}^{(1)}}{I_{K3}^{(3)}} \right) \right|, \end{aligned} \quad (38.31)$$

где  $I_{K3}^{(1)}, I_{K3}^{(3)}$  – значения токов однофазного и трехфазного КЗ в рассматриваемой точке. Последняя формула часто используется при практических расчетах, так как токи КЗ в сетях обычно известны.

Для ограничения токов замыкания на землю искусственно увеличивают сопротивление нулевой последовательности  $\underline{Z}_0$  за счет заземления только части нейтралей трансформаторов на каждой ПС или включения в нейтрали активных или реактивных сопротивлений. С ростом отношения  $X_0/X_1$  напряжения неповрежденных фаз возрастают, стремясь при  $X_0 \rightarrow \infty$  к  $\sqrt{3}U_\phi$  (рис. 38.17). Область значений  $X_0/X_1 \leq 3$  соответствуют сети с эффективно заземленной нейтралью, при этом коэффициент  $k_3 \leq 1,25$ , а напряжение на

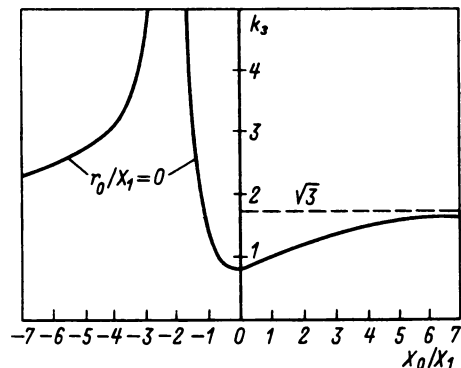


Рис. 38.17. Зависимость напряжения на неповрежденных фазах от отношения  $x_0/x_1$  при однофазном КЗ на землю

неповрежденных фаз не превосходит  $0,8U_n = 1,38U_\phi$ .

Основным мероприятием по снижению резонансных перенапряжений при несимметричных КЗ в электропередачах СВН служит установка шунтирующих реакторов поперечной компенсации. В основном реакторы устанавливаются на линии для снижения напряжения симметричного режима. Одновременно они снижают и значение отношения  $X_0/X_1$ , т. е. снижают коэффициент  $k_3$ . При необходимости часть реакторов подключается через искровой промежуток, которые автоматически подсоединяются к линии при возникновении резонансных перенапряжений при несимметричных КЗ.

При однофазном замыкании в сети с изолированной нейтралью трансформатора напряжение на нейтрали при металлическом замыкании фазы на землю становится равным фазному, а на неповрежденных фазах — линейному.

Ток замыкания на землю имеет емкостный характер, так как

$$I_3 = \frac{3U_\phi}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \approx j3\omega C_\phi U_\phi, \quad (38.32)$$

где  $Z_0 = 1/j\omega C_\phi$ ;  $|Z_0| \gg |Z_1| \approx |Z_2|$ .

Ток  $I_3$  в сетях небольшой протяженности составляет единицы или десятки ампер, и потому сеть может работать с одной заземленной фазой, пока не будет отключен участок с поврежденной изоляцией.

Значение тока  $I_3 \approx 3\omega C_\phi U_\phi$  существенно влияет на характер протекания последующего процесса:

а) при весьма малых токах  $I_3$  дуга гаснет практически без повторных зажигания и сопровождающих их всплесков перенапряжений или с малым их числом;

б) при значительных токах  $I_3$  наблюдаются неоднократные повторные зажигания дуги, которые сопровождаются значительными перенапряжениями. Погасание дуги затягивается и появляется вероятность многоместных повреждений или перебрасывания дуги на неповрежденные фазы, что может привести к двух- или трехфазному КЗ;

в) если значение тока  $I_3$  приближается или превосходит некоторый критический ток  $I_{3,кр}$ , то вероятность погасания дуги резко падает, горение дуги затягивается, вероятность перебрасывания дуги на соседние фазы увеличивается. Если  $I_3 > I_{3,кр}$ , то работа сети с изолированной нейтралью нецелесообразна и необходимо применение заземляющего реактора, обеспечивающего компенсацию емкостного тока в месте замыкания. Примерные значения  $I_{3,кр}$  для воздушной и кабельной сети с

Таблица 38.10. Параметры сетей 3–35 кВ

Показатель	$U_{ном.}$ кВ				
	3	6	10	20	35
Наибольшее рабочее напряжение $U_{раб.наиб.}$ кВ	3,5	6,9	11,5	23	40,5
Критический ток замыкания на землю, А	30	30	20	15	10
Емкость фазы на землю $C_\phi$ , пФ/м:					
воздушной сети	4	4	4	5	5
кабельной сети ( $S = 120$ мм <sup>2</sup> )	250	250	270	270	200
Ток замыкания на землю (на 100 км), А:					
воздушной сети	0,8	1,5	2,5	6,3	11
кабельной сети	50	90	100	340	440

изолированной нейтралью приведены в табл. 38.10.

Как следует из табл. 38.10,  $I_3 > I_{3,кр}$  практически во всех сетях 35 кВ, а также кабельных сетях всех напряжений, что вызывает необходимость установки реакторов. Ток замыкания на землю в ВЛ 3–10 кВ, как правило, не превышает допустимого, и устанавливать заземляющие реакторы в таких сетях нет необходимости.

Ток, проходящий через место замыкания на землю при установке заземляющего реактора,

$$I_3 = \frac{3U_\phi}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \approx U_\phi (j\omega 3C_\phi + 1/j\omega L), \quad (38.33)$$

где

$$Z_0 = \frac{j\omega L(1/j\omega 3C_\phi)}{j\omega L + (1/j\omega 3C_\phi)}; |Z_0| \gg |Z_1| \approx |Z_2| \quad (38.34)$$

$L$  — индуктивность заземляющего реактора.

Точная настройка заземляющего реактора ( $3\omega C_\phi = 1/\omega L$ ) в резонанс обеспечивает погасание дуги почти в 100% случаев однофазных дуговых замыканий на землю.

Однако резонансная настройка заземляющего реактора может стать причиной значительного смещения напряжения в нейтрали с соответствующими перенапряжениями на фазах. При несимметрии емкостей фаз сети на землю на нейтрали в отсутствие реактора появляется напряжение  $U_0$ :

$$U_0 = \frac{1}{3} \left( U_A \frac{C_A}{C} + U_B \frac{C_B}{C} + U_C \frac{C_C}{C} \right), \quad (38.35)$$

где  $C = (C_A + C_B + C_C)/3$  — средняя емкость трех фаз сети;  $C_A, C_B, C_C$  — емкости фаз на землю.

Подключение дугогасящего реактора вызы-

Таблица 38.11. Расчетные схемы замещения

Схема электропередачи	Прямая последовательность	Нулевая последовательность

Примечание. В таблице приняты следующие обозначения:  $X_{N1}, X_{N0}$  — индуктивные сопротивления по прямой и нулевой последовательностям источника;  $Z_1$  и  $Z_0$  — входные сопротивления линий по прямой и нулевой последовательностям;  $l$  — длина линии;  $X_B, X_C, X_N$  — индуктивные сопротивления рассеяния обмоток ВН, СН и НН трансформаторов;  $Q$  — выключатели.

вадет смещение нейтрали на значение

$$U_n = \frac{U_0}{\sqrt{\left(1 - \frac{1}{3\omega^2 LC_\phi}\right)^2 + \left(\frac{g}{3\omega C_\phi}\right)^2}}, \quad (38.36)$$

где  $g$  — эквивалентная проводимость сети на землю, определяющая активные потери в реакторе и в элементах сети.

Если с помощью симметрирования емкостей фаз поддерживать значение  $U_0$  в пределах не более  $(0,005 - 0,0075) U_\phi$ , то при включенном реакторе смещение нейтрали не будет превышать  $(0,1 - 0,15) U_\phi$ .

**Резонансные перенапряжения при неполнофазных режимах**

В сети с компенсированной нейтралью рекомендуется работа в режиме перекompенсации. В противном случае возможно весьма

существенное возрастание напряжения на нейтрали  $U_n$  при неполнофазных режимах (отказ одной фазы выключателя или обрыв одной из фаз линии). Если произошло отключение (обрыв) фазы длиной  $(1 - m)l$ , где  $l$  — длина линии, то

$$U_n = \frac{U_\phi(1 - m)\left(2 + m \frac{C_0}{C_1}\right)}{\sqrt{\left(1 - \frac{3}{2 + m} \frac{1}{\omega^2 LC_\phi}\right)^2 + \left(\frac{g}{3\omega C_\phi}\right)^2}}, \quad (38.37)$$

где  $C_1, C_0$  — емкость линии прямой и нулевой последовательностей;  $L$  — индуктивность заземляющего реактора;  $C_\phi$  — емкость фаз сети на землю;  $m$  — коэффициент,  $1 > m > 0$ .

В сетях с заземленной нейтралью перенапряжения при неполнофазных режимах чаще всего возникают в блочных электропередачах при отказе во включении или отключении одной или двух фаз выключателя. Развитию перенапряжений в этих режимах, как правило, способствует применение схемы треугольник для трансформаторов или автотрансформаторов.

При однофазном разрыве (рис. 38.18) напряжение  $U_A$  на невключившейся фазе подсчитывается по формуле

$$U_A = E_A \frac{Z_{0вх2} - Z_{вх2}}{2Z_0 + Z_1}, \quad (38.38)$$

где  $Z_1 = Z_{вх1} + Z_{вх2}$ ;  $Z_0 = Z_{0вх1} + Z_{0вх2}$ ;  $Z_{вх1},$

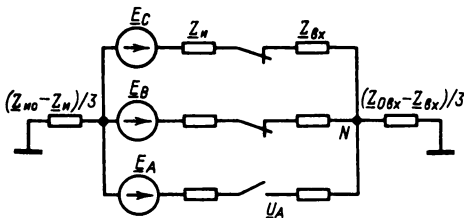


Рис. 38.18. Схема замещения для расчета напряжений при неполнофазных режимах

$Z_{вх2}$ ,  $Z_{0вх1}$ ,  $Z_{0вх2}$  – входные сопротивления по прямой и нулевой последовательностям соответственно левой и правой относительно выключателя частей схем сети (табл. 38.11); напряжениям фаз симметричного режима левой части схемы при отключенном выключателе соответствуют  $\underline{E}_A$ ,  $\underline{E}_B$ ,  $\underline{E}_C$ . Условие резонанса

$$2Z_0 + Z_1 = 0. \quad (38.39)$$

Аналогично для двухфазного режима

$$\underline{U}_A = \underline{U}_B = \underline{E}_C \frac{Z_{0вх2} - Z_{вх2}}{2Z_1 + Z_0}, \quad (38.40)$$

где  $\underline{E}_C$  – напряжение симметричного режима в точке разрыва. Поскольку напряжение в точке разрыва на выводах трансформатора может значительно превосходить номинальное, то при расчете ожидаемых перенапряжений в ряде случаев приходится учитывать ветвь намагничивания трансформатора.

В блочных электропередачах следует предусматривать релейную защиту от перенапряжений при неполнофазных режимах, например защиту от повышения напряжения. Можно применить защиту, которая в случае отказа одной или двух фаз выключателя при включении отключает включившиеся фазы и наоборот, при отказе одной или двух фаз выключателя в процессе отключения включает отключившиеся фазы.

#### Коммутационные перенапряжения в сетях с заземленной нейтралью

Максимальное напряжение в переходном процессе при каждой коммутации принято представлять как произведение ударного коэффициента на амплитуду вынужденного напряжения

$$U_{max} = K_{уд} U. \quad (38.41)$$

Ударный коэффициент перенапряжений характеризует интенсивность переходного процесса, а вынужденное напряжение – схему и режим электропередачи.

Из-за большого числа воздействующих

факторов ударный коэффициент меняется от коммутации к коммутации даже в конкретной схеме электропередачи и потому должен рассматриваться как случайная величина.

Для прогнозирования ожидаемых перенапряжений необходимо учитывать статистику плановых и аварийных коммутаций линий и трансформаторов. Опыт эксплуатации линий 110–500 кВ позволяет характеризовать распределение плановых коммутаций  $n_{п,л}$  нормальным законом с параметрами, приведенными в табл. 38.12. Распределение плановых коммутаций для трансформаторов тоже хорошо аппроксимируется нормальным законом (табл. 38.13).

Число аварийных отключений линии зависит от их длины и системы грозозащиты. Для линий с грозозащитным тросом по всей длине, проходящих в районах с 20–30 грозовыми днями в году и сопротивлением заземления опор в пределах 5–20 Ом, среднее число отключений в год на 100 км длины можно брать равным 1,3 при среднеквадратичном отклонении 0,7.

Причиной аварийных отключений трансформаторов могут служить как неисправности в самих аппаратах, так и возникновение КЗ на подстанции. Среднее число аварийных отключений трансформаторов за год в сетях 110–500 кВ примерно равно 0,4, т. е. трансформатор аварийно отключается из-за поврежденный различного электрооборудования в среднем один раз за 2,5 года.

Анализ результатов автоматической регистрации перенапряжений в электрических сетях показывает, что во времени перенапряжения разной кратности  $k$  ( $k = U_{max}/U_{ф}$ ) образуют поток случайных событий, хорошо описываемый законом Пуассона

$$P_m(t) = \frac{(\lambda t)^m}{m!} e^{-\lambda t}, \quad (38.42)$$

где  $\lambda$  – интенсивность потока, т. е. среднее число перенапряжений, превышающих заданную кратность, в единицу времени;  $m$  – число перенапряжений за время  $t$ .

Таблица 38.12

$U_{ном}$ , кВ	Параметры распределения годового числа плановых коммутаций линий		
	Математическое ожидание $n_{п,л}$	Среднеквадратичное отклонение $\sigma$	Коэффициент вариации $(\sigma/n_{п,л}) \cdot 100\%$
110	14,3	5,45	38
220	14,8	5,7	38
330	10,4	3,8	37
500	10	3,6	36

Таблица 38.13

Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	Параметры распределения годового числа плановых коммутаций трансформаторов (автотрансформаторов)		
	Математическое ожидание $n_{п,т}$	Среднеквадратичное отклонение $\sigma$	Коэффициент вариации $(\sigma/n_{п,т}) \cdot 100\%$
110	6,35	2,42	38
220	6,35	2,79	44
330	6,3	2,60	41
500	6,3	2,60	41

Значение кратности коммутационных перенапряжений на линиях электропередач при каждой коммутации зависит от многих факторов. На линиях с современными выключателями зарегистрированы наибольшие перенапряжения при АПВ. Если схема линии и пауза АПВ таковы, что повторное включение происходит при наличии остаточного заряда, то возникающие перенапряжения могут превышать значения, наблюдаемые при плановых включениях разомкнутых линий. Если на линии установлены электромагнитные трансформаторы напряжения, то обеспечивается стекание остаточного заряда за время, не превышающее 0,1 с, а перенапряжения при АПВ не превышают значений, наблюдаемых при плановых включениях.

Наличие на линиях электропередач СВН шунтирующих реакторов приводит к колебательному стеканию остаточного заряда в паузу АПВ со временем стекания 3–5 с, что может повысить кратности перенапряжений при БАПВ.

На рис. 38.19 приведено построенное по данным автоматической регистрации распределение средних значений кратностей коммутационных перенапряжений на линиях 330–500 кВ, превышаемых хотя бы на одной из фаз линии один раз в течение  $\tau$  лет.

Имеющиеся экспериментальные данные по значениям возникающих в сетях перенапряжений не охватывают всего многообразия и конкретных особенностей каждой линии электрических систем. Для оценки ожидаемых перенапряжений в линиях электропередачи можно применить упрощенные инженерные расчеты максимальных значений перенапряжений и их статистического распределения.

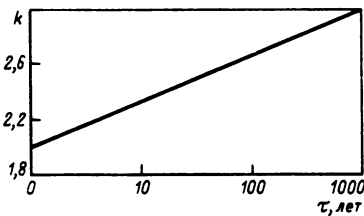


Рис. 38.19. Повторяемость перенапряжений различной кратности на линиях 330–500 кВ

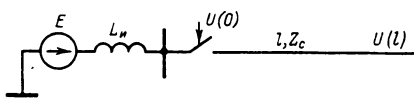


Рис. 38.20. Схема включения линии к источнику с внутренней индуктивностью

*Перенапряжения на конце разомкнутой линии при включении ее линейным выключателем.*

Расчетная схема приведена на рис. 38.20. Здесь  $L_n$  – эквивалентная входная индуктивность сети относительно шин,  $E_{max} \sin(\omega t + \varphi)$  – напряжение на шинах до включения линии. Напряжение в конце линии подсчитывается по формуле

$$u(l, t) = E_{max} \frac{1}{\cos \omega t - \frac{\omega L_n}{Z_c} \sin \omega t} \sin(\omega t + \varphi) -$$

$$- \sum_{k=1}^{\infty} E_{max} \frac{\omega_k^2}{\omega_k^2 - \omega^2} \frac{2e^{-\delta_k t}}{\cos \omega_k \tau + \frac{\omega_k \tau}{\sin \omega_k \tau}} \times$$

$$\times \sqrt{\sin^2 \varphi + \left( \frac{\omega}{\omega_k} \cos \varphi \right)^2} \sin(\omega_k t + \varphi_k); \quad (38.43)$$

$$\varphi_k = \arctg \left( \frac{\omega_k \operatorname{tg} \varphi}{\omega} \right), \quad (38.44)$$

где  $\tau = l/c_0$  ( $c_0$  – скорость света);  $Z_c$  – волновое сопротивление линии;  $\omega = 314$  1/с – промышленная частота;  $\omega_k$  –  $k$ -й корень уравнения

$$\operatorname{ctg} \omega t = \omega L_n / Z_c. \quad (38.45)$$

При наличии остаточного заряда на линии, например, в цикле АПВ, создающем напряжение  $U_0$ , включение линии может сопровождаться более высокими перенапряжениями. Тогда напряжение в конце линии рассчитывается по формуле

$$u(l, t) = E_{max} \frac{1}{\cos \omega t - \frac{\omega L_n}{Z_c} \sin \omega t} (\sin \omega t + \varphi) -$$

$$- \sum_{k=1}^{\infty} E_{max} \frac{\omega_k^2}{\omega_k^2 - \omega^2} \frac{2e^{-\delta_k t}}{\cos \omega_k \tau + \frac{\omega_k \tau}{\sin \omega_k \tau}} \times$$

$$\times \sqrt{\left( \sin \varphi - \frac{U_0}{E_{max}} \frac{\omega_k^2 - \omega^2}{\omega_k^2} \right)^2 + \left( \frac{\omega}{\omega_k} \cos \varphi \right)^2} \times \sin(\omega_k t + \varphi_k), \quad (38.46)$$

где

$$\varphi_k = \arctg \left( \frac{\omega_k \operatorname{tg} \left( \sin \varphi - \frac{U_0}{E_{max}} \frac{\omega_k^2 - \omega^2}{\omega_k^2} \right)}{\cos \varphi} \right), \quad (38.47)$$

причем  $U_0$  берется с учетом знака остаточного заряда линии.

С помощью кривой переходного процесса можно вычислить зависимость ударного

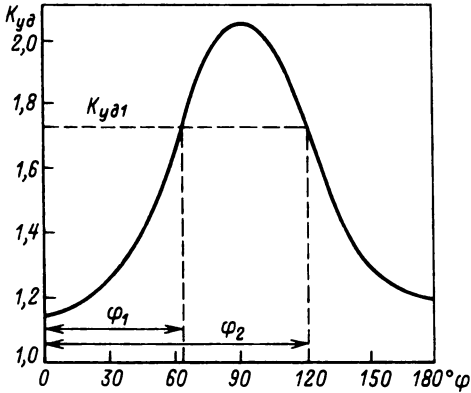


Рис. 38.21. Графическое определение вероятности заданного значения  $K_{уд}$

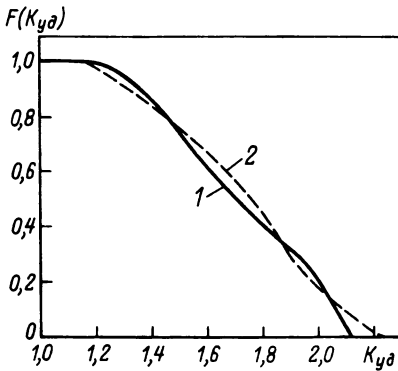


Рис. 38.22. Функции распределения ударного коэффициента:

1 - без учета разброса фаз выключателя, 2 - с учетом разброса фаз выключателя при включении

коэффициента от электрического угла включения  $K_{уд} = f(\varphi)$ . Примерный вид этой кривой представлен на рис. 38.21. Распределение ударных коэффициентов можно построить, если известно распределение углов включения выключателя. В простейшем случае можно принять равномерный закон распределения углов включения, что приблизительно соответствует быстрействующим выключателям. Тогда вероятность  $P$  появления значения  $K_{уд}$  больше заданного находится по отношению интервала  $(\varphi_2 - \varphi_1)$  к  $180^\circ$  (в случае АПВ с остающимся зарядом на линии - к  $360^\circ$ ). Повторяя такое построение для разных значений  $K_{уд}$ , можно построить функцию распределения  $F(K_{уд})$  (рис. 38.22).

Если первая собственная частота схемы рис. 38.20 удовлетворяет условию  $\omega_1/\omega \geq 1,6$ ,

то плотность распределения ударного коэффициента близка к усеченному нормальному закону

$$p(K_{уд}) = \frac{N}{\sigma_{K_{уд}} \sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{K_{уд} - \bar{K}_{уд}}{\sigma_{K_{уд}}} \right)^2 \right], \quad (38.48)$$

где  $N$  - нормирующий множитель, выбираемый так, чтобы  $\int_0^\infty p(K_{уд}) dK_{уд} = 1$ ;  $\bar{K}_{уд}$  - математическое ожидание коэффициента;  $\sigma_{K_{уд}}$  - среднеквадратичное отклонение.

Усечение нормального закона вызвано тем, что не существует  $K_{уд} < 1$ .

С точки зрения выбора изоляции надо знать распределение  $Q(k)$  кратности перенапряжений  $k$ . Математическое ожидание  $\bar{k}$  и среднеквадратичное отклонение  $\sigma_k$  распределения кратностей связаны соотношениями

$$\bar{k} = \bar{K}_{уд} \bar{U}; \quad (38.49)$$

$$\sigma_k = \sqrt{\bar{K}_{уд}^2 \sigma_u^2 + \bar{U}^2 \sigma_{K_{уд}}^2}, \quad (38.50)$$

где  $\bar{K}_{уд}$  и  $\sigma_{K_{уд}}$  - соответственно математическое ожидание (среднее значение) и среднеквадратичное отклонение ударного коэффициента;  $\bar{U}$  и  $\sigma_u$  - соответственно математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение вынужденного напряжения (рис. 38.23).

Вероятность  $Q(k)$  того, что в одной фазокоммутации кратность перенапряжений фаза - земля на разомкнутом конце электропередачи окажется равной или превысит  $k$ , определяется с помощью параметра  $t$

$$t = (k - \bar{k})/\sigma_k \quad (38.51)$$

и кривых рис. 38.24.

По экспериментальным данным при включении линии, а также при успешном трех-

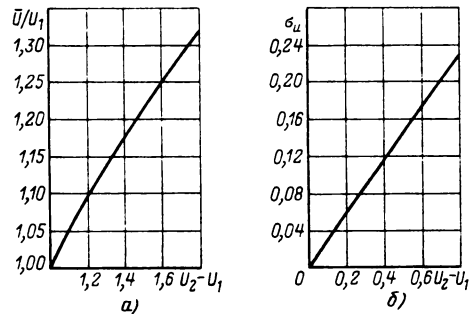


Рис. 38.23. Зависимость среднего значения  $\bar{U}$  от отношения  $U_2/U_1$  (а) и среднеквадратичного отклонения вынужденного напряжения  $\sigma_u$  от разности  $U_2 - U_1$  (б)

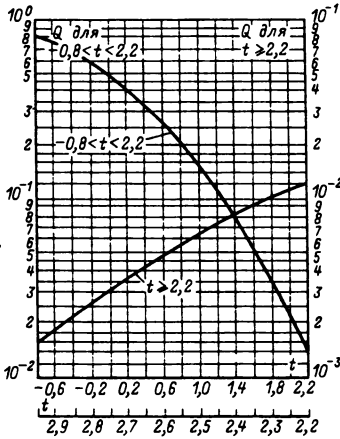


Рис. 38.24. Распределение вероятностей появления перенапряжений с кратностью  $k$  или более

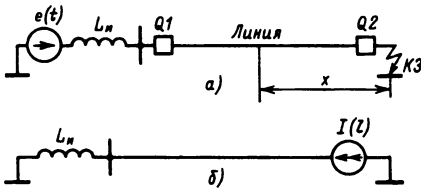


Рис. 38.25. Расчет перенапряжений при отключении КЗ:  
а — исходная схема, б — расчетная схема

фазном автоматическом повторном включении (ТАПВ) линии, на которой приняты меры для снятия заряда за время паузы АПВ, среднее значение и среднеквадратичное отклонение ударного коэффициента перенапряжений соответственно равны:  $\bar{K}_{уд} = 1,61$ ;  $\sigma_{K_{уд}} = 0,183$ .

**Пример.** Вычислить  $Q(k)$  при  $k = 2,0$  при включении линии с  $U_1 = 1,0$ ;  $U_2 = 1,2$  ( $\bar{K}_{уд} = 1,61$ ;  $\sigma_{K_{уд}} = 0,183$ ).

По кривым рис. 38.23 находим  $\bar{U} = 1,09$ ;  $\sigma_u = 0,058$ . Далее

$$\bar{k} = 1,6 \cdot 1,09 = 1,75$$

$$\sigma_k = \sqrt{1,61^2 \cdot 0,058^2 + 0,183^2 \cdot 1,09^2} = 0,22$$

При  $k = 2,0$

$$t = (2,0 - 1,75) / 0,22 = 1,14$$

Наконец, по кривой рис. 38.24

$$Q(2,0) = 0,122$$

**Перенапряжения при отключении тока КЗ** можно рассчитать по схеме, приведенной на рис. 38.25, а. Метод расчета переходного процесса заключается в том, что между раз-

мыкающимися контактами выключателя  $Q2$  вводится источник тока, равный по значению и обратный по направлению обрываемому току. Затем используется метод наложения. Напряжение в любой точке  $x$  линии после размыкания контактов равно:

$$u(x) = u_n(x) - \Delta u(x), \quad (38.52)$$

где  $u_n(x)$  — начальное напряжение в точке  $x$  короткозамкнутой линии (рис. 38.25, а);  $\Delta u(x)$  — напряжение в этой точке, обусловленное включением источника тока  $-I(l)$  в схеме на рис. 38.25, б.

В частности, в конце линии  $u_n(l) = 0$ , а составляющая  $\Delta U(l, p)$  (в операторном виде)

$$\Delta U(l, p) = -I(l, p) Z_k(p), \quad (38.53)$$

где  $Z_k(p)$  — входное операторное сопротивление относительно конца линии при короткозамкнутом источнике

$$Z_k(p) = pL_n \frac{\operatorname{ch} p\tau + \frac{Z_c}{pL_n} \operatorname{sh} p\tau}{\operatorname{ch} p\tau + \frac{pL_n}{Z_c} \operatorname{sh} p\tau}; \quad (38.54)$$

$$I(l, p) = I(l) \frac{\omega_n}{p^2 + \omega_n^2}; \quad (38.55)$$

$$I(l) = \frac{E}{\omega_n L_n \cos \omega_n \tau + Z_c \sin \omega_n \tau}, \quad (38.56)$$

где  $\tau$  — волновая длина линии.

Составляющую напряжения  $-\Delta u(l, t)$  можно вычислить по формуле

$$\Delta u(l, t) = \frac{E}{\cos \omega_n \tau - \frac{\omega_n L_n}{Z_c} \sin \omega_n \tau} \cos \omega_n t - 2 \sum_{k=1}^{\infty} I(l) \frac{\omega_k^2}{\omega_k^2 - \omega_n^2} \omega_n L_n \frac{\cos \omega_k t}{\cos^2 \omega_k \tau + \omega_k \tau \operatorname{ctg} \omega_k \tau},$$

где  $\omega_k - k$ -й корень уравнения;  $\operatorname{ctg} \omega_k \tau = \omega_k L_n / Z_c$ .

**Перенапряжения при разрыве электропередачи** вследствие действия защит при асинхронном ходе рассчитываются аналогично методом наложения. Сначала при заданном угле расхождения ЭДС конечных систем рассчитывают ток через отключаемый выключатель и распределение напряжения  $u_n(x)$  вдоль передачи. Затем между размыкающимися контактами выключателя вводится источник тока  $(-I)$ , равный по значению и обратный по направлению обрываемому току. Напряжение в любой точке  $x$  линии после размыкания контактов вычисляется по (38.52), где



$\Delta u(x)$  — напряжение в точке  $x$ , обусловленное включением источника тока ( $-I$ ) в месте отключаемого выключателя. Наибольшие перенапряжения возникают при разрыве электропередачи выключателями на концах электропередачи. При этом можно использовать формулы, приведенные для расчета перенапряжений при отключении КЗ.

Если не учитывать особенностей конкретной электропередачи, то можно принять, что распределение ударных коэффициентов при отключении асинхронного хода подчиняется усеченному нормальному закону. Нормирующий множитель распределения

$$N_{K_{уд}} = 2,0/(\sin \theta_A/2), \quad (38.58)$$

где  $\theta_A$  — угол между ЭДС примыкающих систем в момент отключения.

При этом могут быть два случая:

а) на электропередаче установлена автоматика прекращения асинхронного хода (АПАХ), которая осуществляет разрыв при заданном угле  $\theta_A$  между ЭДС обоих концов передачи. Тогда ударный коэффициент изменится в пределах от

$$K_{уд} \geq K_{уд1} = 1,05 + 0,3 \sin \frac{\theta_A}{2} \quad (38.59)$$

до

$$K_{уд} \leq K_{уд2} = 1,05 + 0,8 \sin \frac{\theta_A}{2}. \quad (38.60)$$

Среднее значение и среднеквадратичное отклонение ударного коэффициента зависят от  $\theta_A$  и определяются по кривым рис. 38.26;

б) на электропередаче нет устройства АПАХ. Тогда ударный коэффициент перенапряжений изменится в пределах от 1,05 до 1,85, среднее значение и среднеквадратичное отклонение соответственно равны:  $\bar{K}_{уд} = 1,5$  и  $\sigma_{K_{уд}} = 0,18$ .

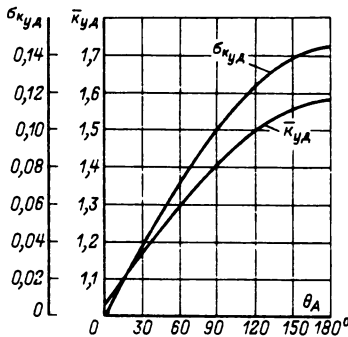


Рис. 38.26. Зависимость  $K_{уд}$  и  $\sigma_{K_{уд}}$  при разрыве электропередачи при асинхронном ходе от установок АПАХ

Перенапряжения при аварийном разрыве вследствие отключения тока несимметричного КЗ можно оценить аналогично. Для электропередач, не имеющих установок продольной компенсации (УПК), среднее значение и среднеквадратичное отклонение ударного коэффициента перенапряжений зависят от значений мощности, передаваемой по линии. Оценку максимального и минимального значений ударного коэффициента можно провести, взяв в качестве  $\theta_A$  минимальный и максимальный углы между векторами напряжений по концам электропередачи. Среднее значение и среднеквадратичное отклонение ударных коэффициентов:

$$\bar{K}_{уд} = 0,5(K_{уд1} + K_{уд2}); \quad (38.61)$$

$$\sigma_{K_{уд}} = 1,75(\bar{K}_{уд} - K_{уд1}). \quad (38.62)$$

Аналогичным образом при оценке перенапряжений при трехфазном АПВ можно использовать следующие соображения:

1. Если на линии электропередачи, на которой рассматривается ТАПВ, имеются электромагнитные трансформаторы напряжения и нет реакторов поперечной компенсации либо в цепи реакторов на время паузы АПВ включаются низкоомные резисторы, ускоряющие стекание заряда с проводов ВЛ, среднее значение и среднеквадратичное отклонение ударного коэффициента перенапряжений при успешном ТАПВ те же, что и при оперативном включении ненагруженной линии электропередачи, т. е.  $\bar{K}_{уд} = 1,61$ ,  $\sigma_{K_{уд}} = 0,183$ . Это объясняется тем, что электромагнитные трансформаторы напряжения и низкоомные резисторы за время бестоковой паузы полностью снимают заряд с неповрежденных фаз.

2. Если на линии отсутствуют средства по ускорению стекания заряда с неповрежденных фаз, то можно принять статистическую независимость начального напряжения остаточного заряда от паузы АПВ. Распределение начальных напряжений хорошо согласуется

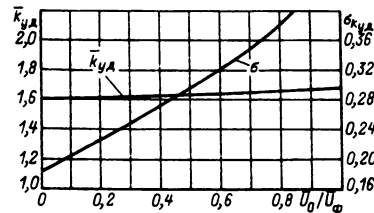


Рис. 38.27. Зависимость среднего значения и среднеквадратичного отклонения ударного коэффициента перенапряжений при успешном ТАПВ от среднего значения начального напряжения на неповрежденных фазах

с нормальным законом с параметрами  $\bar{U}_0 = 0,75U_\phi$ ,  $\sigma_{U_0} = 0,16$ . Среднее значение и среднеквадратичное отклонение ударного коэффициента при успешном ТАПВ приведены на рис. 38.27, откуда видно, что среднее значение ударного коэффициента меняется мало, оставаясь в пределах 1,61 – 1,69, но достаточно сильно изменяется среднеквадратичное значение.

Для оценки перенапряжений, возникающих при успешном однофазном автоматическом повторном включении (ОАПВ) в электропередаче без реакторов поперечной компенсации, среднее значение ударного коэффициента можно взять равным  $K_{уд} = 1,5$ , а среднеквадратичное отклонение  $\sigma_{K_{уд}} = 0,12$ .

Наличие на электропередаче УПК приводит к перенапряжениям, возникающим на поврежденных фазах в переходном режиме как во время протекания тока КЗ, так и после отключения КЗ. Если падение напряжения  $\Delta U$  на батарее достаточно велико, то происходит ее шунтирование защитным разрядником. Если же шунтирование не осуществляется, то при прохождении тока КЗ на свободные колебания (при отключении аварийного участка) накладывается постоянная составляющая  $\Delta U$ .

На подстанциях могут иметь место еще два вида коммутационных перенапряжений: при отключении ненагруженных трансформаторов и при отключении шунтирующих реакторов.

Перенапряжения, возникающие при отключении ненагруженных трансформаторов вследствие обрыва тока намагничивания до перехода его через нулевое значение, имеют статистический характер. Ожидаемые кратности перенапряжений можно оценить по формуле

$$k = k_m \sqrt{\frac{I_m k_f}{U_{ном} C}} \exp \left[ -a_0 \frac{P_{ст}}{U_{ном} \sqrt[4]{U_{ном} (I_m k_f)^3 C}} \right], \quad (38.63)$$

где  $P_{ст}$  – потери в стали трансформатора при номинальном напряжении (для одной фазы трансформатора), Вт;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение, В;  $I_m$  – номинальный ток холостого хода, А;  $k_f$  – коэффициент формы тока намагничивания ( $k_f = 1,8$  для трансформаторов с магнитопроводом из горячекатаной стали,  $k_f = 2,0$  – из холоднокатаной стали);  $a_0$  и  $k_m$  определяются по кривым рис. 38.28;  $C$ , пФ, определяется суммой входной емкости  $C_T$  трансформатора и емкости  $C_{ш}$  ошиновки между трансформатором и выключателем (табл. 38.14).

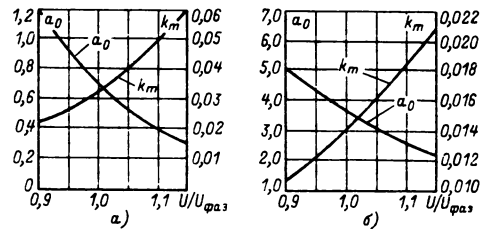


Рис. 38.28. Зависимости коэффициентов  $a_0$  и  $k_m$  от отношения  $U/U_{фаз}$  на шинах, от которых отключается трансформатор:

*a* – магнитопровод из холоднокатаной стали; *б* – магнитопровод из горячекатаной стали

Перенапряжения, возникающие при отключении шунтирующих реакторов, также связаны с обрывом отключаемого тока до его естественного перехода через нуль.

Максимальные амплитуды перенапряжений, измеренные на подстанциях 500 кВ, достигали  $2,7U_\phi$ . Переходный колебательный процесс, сопровождаемый перенапряжениями, имеет частоту колебаний 1–2 кГц, затухающих за 0,005–0,01 с.

Для оценки таких перенапряжений пользуются нормальным законом со средним значением  $k = 1,8 \div 2,0$  и среднеквадратичным отклонением  $\sigma_k = 0,2 \div 0,25$ .

Оценку вероятности  $Q(k)$ , т. е. того, что кратность перенапряжений в одной фазокоммутации превзойдет  $k$ , можно провести, используя следующие данные:

$k$	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8
$Q(k)$	0,5	0,21	0,055	0,008	0,001

Число коммутаций реакторов может доходить до сотен в год, поэтому приходится считать даже с весьма малыми вероятностями.

**Перенапряжения в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью**

Перенапряжения при дуговых замыканиях в сети с изолированной нейтралью возникают в случае, если дуга однофазного за-

Таблица 38.14. Усредненные значения емкостей ошиновки и силовых трансформаторов

Номинальное напряжение, кВ	$C_{ш}$ , пФ/м	$C_T$ , пФ/фаза
110	9	1000 – 1500
220	9	1500 – 2000
330	10	2000 – 3000
500	12	3000 – 4500
750	13	3000 – 5000

мыкания на землю имеет перемежающийся характер: периодически соединяет и разъединяет поврежденную фазу с землей.

Условия для гашения дуги создаются при каждом переходе через нулевое значение тока замыкания на землю, являющегося суммой тока замыкания промышленной частоты и переходного высокочастотного тока свободных колебаний. После гашения дуги бестоковая пауза длится до тех пор, пока нарастающая электрическая прочность не станет меньше восстанавливающегося на промежутке напряжения.

Амплитуда перенапряжений при перемежающихся дугах зависит от интервала между моментами гашения и повторного зажигания дуги, от сочетания скоростей восстановления электрической прочности и восстановления напряжения на поврежденной фазе, затухания и частоты колебательных процессов, напряжения смещения нейтрали, отношения значения емкости фазы на землю к значению междофазной емкости  $C_0/C_m$  и т. д. На рис. 38.29 приведена кривая вероятности  $Q(k)$  того, что кратность перенапряжений окажется равной или превзойдет  $k$ . Это распределение усечено. Нижней точкой усечения является  $k = \sqrt{3}$ , т. е. кратность перенапряжений, соответствующая линейному напряжению. Как показывают экспериментальные исследования, при перемежающихся дугах верхней точкой усечения следует считать  $k = 3,2$ . В остальных случаях (металлические замыкания, замыкания в кабельных сетях с большим током) верхней точкой усечения следует считать  $k = 2,3$ . При резонансных и близких к ним настройках компенсации значения перенапряжений не превышают  $2,7U_\phi$ , чему соответствует вероятность 0,975. При этом эффективность резонансно-настроенной компенсации составляет 0,9, т. е. только одно из десяти замыканий на землю развивается в многоступенчатое КЗ.

Среднему значению перенапряжений  $2,19U_\phi$  соответствует вероятность электрической прочности 0,992, т. е. КЗ в сети возникнет

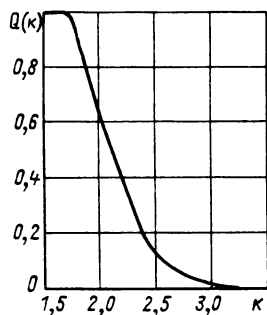


Рис. 38.29. Вероятность возникновения кратности перенапряжений, большей или равной  $k$  при дуговых замыканиях

однажды из 130 случаев возникновения однофазных замыканий на землю с перенапряжениями  $2,19U_\phi$ . Однако при перенапряжениях  $3U_\phi$  каждое третье воздействие приводит к КЗ.

Отношение среднего значения электрической прочности к среднему значению перенапряжений называют средним коэффициентом запаса надежности. Например, для сетей 35 кВ это отношение равно 1,4.

### 38.7. ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Ограничение коммутационных перенапряжений можно производить различными способами: уменьшив вынужденную составляющую, ударный коэффициент или и то и другое одновременно. Для этого используются шунтирующие реакторы, подключаемые через выключатели или искровые промежутки; коммутационные или комбинированные разрядники и ограничители перенапряжений (ОПН); низкоомные резисторы, шунтирующие контакты выключателей; электромагнитные трансформаторы напряжения, устанавливаемые на линии; резисторы, подключаемые последовательно с фазами реакторов.

**Шунтирующие реакторы.** Реакторы являются эффективным средством снижения вынужденного напряжения. Наиболее эффективен реактор, устанавливаемый на линии, а не на шинах или на стороне НН трансформатора (рис. 38.30).

На линиях или участках линий в момент аварийной коммутации часть шунтирующих реакторов, включенных через выключатели, может оказаться отключенной. В тех случаях, когда это допустимо по условиям устойчивости в послеварийном режиме для сни-

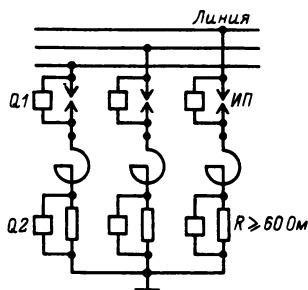


Рис. 38.30. Подключение реакторов через искровой промежуток и включение активных сопротивлений для снятия остаточного заряда с линии во время паузы АПВ:

$Q1$  — выключатель, шунтирующий искровой промежуток ИП после его срабатывания;  $Q2$  — выключатель, шунтирующий резистор при длительном включении реактора на линию

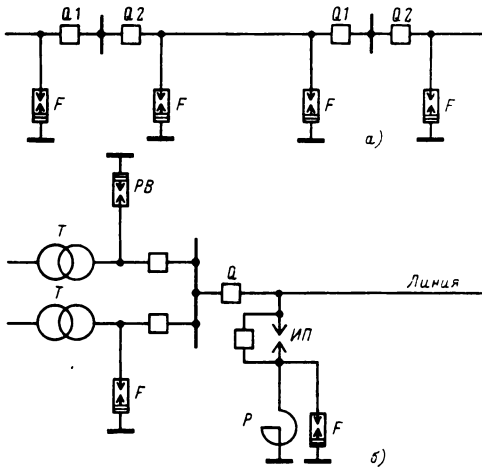


Рис. 38.31. Размещение РВ для защиты от коммутационных перенапряжений:

а — при включениях, АПВ и отключениях линии; б — при отключении реакторов и ненагруженных трансформаторов

жения вынужденного напряжения и кратностей перенапряжений, целесообразно одновременно с импульсом на отключение линейных выключателей аварийного участка подавать сигнал на включение выключателей всех реакторов.

Другой способ состоит в искровом присоединении реакторов, т. е. в подключении реакторов через искровой промежуток, пробивающийся при возникновении перенапряжений. В дальнейшем для ограничения времени горения дуги в искровом промежутке последний шунтируется выключателем (рис. 38.31, б).

Электромагнитные трансформаторы напряжения, включенные на линии, способствуют ускорению стекания заряда в бестоковую паузу АПВ и уменьшению ударных коэффициентов в цикле АПВ. Их эффективность резко снижается при наличии шунтирующих реакторов на линии.

Коммутационные (комбинированные) разрядники являются наиболее простым, надежным и дешевым средством защиты. Разрядник ограничивает любые виды коммутационных перенапряжений, рассеивая в своем рабочем резисторе часть энергии переходного процесса (рис. 38.31, а). Для надежного гашения

сопровождающего тока вынужденное напряжение в точке его установки должно быть на 10–15% меньше его напряжения гашения. При этом может оказаться необходимым установка дополнительных шунтирующих реакторов (рис. 38.31, б).

Глубокое ограничение перенапряжений обесценивается ОПН.

*Резисторы, встроенные в выключатели.* Активные сопротивления 1000–1500 Ом, встроенные в выключатели, ограничивают перенапряжения при отключении разомкнутых линий, препятствуя возникновению повторных зажиганий. Их применение особенно эффективно в масляных выключателях.

Низкоомные резисторы (300–600 Ом), шунтирующие главные контакты выключателей при коммутации включения, способствуют ограничению перенапряжений при включении разомкнутых линий и при АПВ.

#### Список литературы

- 38.1. Руководящие указания по защите электростанций и подстанций 3–500 кВ от прямых ударов молнии и грозových волн, набегающих с линий электропередачи. М.: СЦНТИ, 1975.
- 38.2. Передача энергии постоянным и переменным током. Л.: Энергия, 1975. Тр. НИИПТ. Вып. 21–22.
- 38.3. Техника высоких напряжений/Под ред. Д. В. Разевига. М.: Энергия, 1976.
- 38.4. Техника высоких напряжений/Под ред. М. В. Костенко. М.: Высшая школа, 1973.
- 38.5. Рябкова Е. Я. Заземления в установках высокого напряжения. М.: Энергия, 1978.
- 38.6. Половой М. Ф., Михайлов Ю. А. и Халлилов Ф. Х. Перенапряжения на электрооборудовании высокого и сверхвысокого напряжения. Л.: Энергия, 1975.
- 38.7. Базуткин В. В., Дмоховская Л. Ф. Расчеты переходных процессов и перенапряжений. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 38.8. Лихачев Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971.
- 38.9. Костенко М. В., Невретдинов Ю. М., Халлилов Ф. Х. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта. Л.: Наука, 1984.
- 38.10. Александров Г. Н. Сверхвысокие напряжения. Л.: Энергия, 1973.

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

39.1. Структура и режимы работы электрических сетей энергосистем . . . . .	276	39.4. Расчетные схемы разомкнутых и простейших замкнутых сетей (309). Расчеты режима разомкнутых сетей (309). Расчеты режимов замкнутых сетей (310). Упрощающие преобразования схем замещения (312).	
39.2. Проектирование электрических сетей энергосистем . . . . .	285	39.5. Расчет режимов сетей большой сложности . . . . .	314
39.3. Расчетные схемы сетей и параметры входящих в них элементов . . . . .	302	39.6. Оптимизационные модели для выбора конфигурации сети . . . . .	317
		39.7. Регулирование напряжения в электрических сетях . . . . .	318
		39.8. Расчет надежности систем электроснабжения . . . . .	320
		Общие положения и допущения (320). Метод анализа вероятностей, состояния системы (функциональная надежность) (321). Определение показателей надежности схем относительно узлов нагрузки (325). Расчет народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения (336).	
		Список литературы . . . . .	336

### 39.1. СТРУКТУРА И РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

#### Структура электрических сетей

Передача электроэнергии от электростанций электроэнергетических систем (ЭС) и ее распределение по территории осуществляются по электрическим сетям общего пользования. Они находятся в ведении Минэнерго СССР и образуют сеть централизованного электроснабжения практически на всей обжитой территории нашей страны.

Суммарная протяженность только линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше

уже превысила 360 тыс. км (табл. 39.1), а протяженность эксплуатируемых Минэнерго СССР линий 20 кВ и ниже, образующих сеть общего пользования в сельской местности и в городах, достигла 3,5 млн. км. Ежегодно вводится 8—10 тыс. км линий напряжением 220 кВ и выше, примерно 15 тыс. км линий 110 кВ и 15 тыс. км линий 35 кВ.

Установленная трансформаторная мощность на понижающих ПС сети общего пользования составляет 3,0 кВ·А на 1 кВт установленной мощности электростанций, притом в среднем равными долями между ПС напряжением 110 (150) кВ и ниже и подстанциями 220 кВ и выше. Относительно

Таблица 39.1

Напряже- ние, кВ	Протяженность в одноцепном исчис- лении на 1.01.85		Примечания
	тыс. км	%	
1150	0,4	—	— Включая 475 км ВЛ 800 кВ пос- тоянного тока Включая 550 км ВЛ 400 кВ
750	4,3	0,5	
500	34,1	3,8	—
330	26,9	4,0	—
220	110,8	12,6	—
110—150	364,9	41,4	—
35	336,9	38,3	—
Итого	878,4	100,0	—

небольшая суммарная установленная мощность ПС 110 кВ и ниже в сети общего пользования обусловлена тем, что значительная часть (так называемые «абонентские» ПС) эксплуатируется другими министерствами и ведомствами. Так, мощность ПС напряжением 110 кВ, принадлежащих Минэнерго СССР, составляет немногим более половины общей по стране, а трансформаторных пунктов 6—20/0,4 кВ около 10%.

Сети напряжениями 110/35/6—10/0,4 кВ применяются практически во всех энергосистемах страны, только в Латвэнерго применяется сочетание напряжений 110/20/0,4 кВ. Сети более высоких напряжений имеют определенное районирование:

в ОЭС Юга, Северо-Запада и западной части ОЭС Центра развивается система напряжений 750/330 кВ (в этих объединениях имеется ряд линий 220 кВ);

в восточной части ОЭС Центра, в ОЭС Средней Волги, Урала, Казахстана, Сибири, Средней Азии и Востока развивается система 500/220 кВ;

в ОЭС Северного Кавказа и Закавказья значительное развитие получили сети 220 и 330 кВ и начато создание сети 500 кВ, в связи с чем строительство новых линий 330 кВ здесь не намечается.

В Днепропетровской и части Одесской ЭС развита сеть 150 кВ; отдельные линии 150 кВ имеются в соседних с ними Харьковской, Киевской и Крымской ЭС, а также в Кольской и Челябинской ЭС.

Напряжение 750 кВ до 1985 г. являлось самым высоким для сетей переменного тока в СССР. В 1985 г. включена на номинальное напряжение первая в мире электропередача 1150 кВ Экибастуз — Кокчетав. На линии применена фаза из восьми проводов сечением по 300 мм<sup>2</sup>, мощность автотрансформаторов 1150/500 кВ — 2000 МВ·А в группе.

Создается кольцевая сеть 750 кВ, связывающая энергообъединения Северо-Запада, Юга и Центра, к которой будут присоединены крупные АЭС. На напряжении 750 кВ в 1978 г. создана межгосударственная связь СССР—ВНР. На линиях 750 кВ применяются две конструкции фазы: четыре провода сечением 400—600 мм<sup>2</sup> или пять проводов сечением 240—400 мм<sup>2</sup>. Наибольшая протяженность существующей линии 750 кВ между двумя ПС составляет 525 км. Автотрансформаторы 750 кВ — однофазные, с двумя сочетаниями напряжений обмоток ВН и СН: 750/330 кВ мощностью 1000 МВ·А в трехфазной группе 3 × 333 и 750/500 кВ мощностью 1250 МВ·А в группе 3 × 417 для связи сетей 750 и 500 кВ; изготовлен первый автотрансформатор 750/220 кВ. Применяется прямое присоединение к сети 750 кВ крупных генераторов АЭС путем установки блочных двухобмоточных трансформаторов 750 кВ.

Сеть напряжением 500 кВ является основной сетью значительной части ЕЭС СССР и изолированно работающей ОЭС Средней Азии. Широко применяются блочные двухобмоточные трансформаторы 500 кВ для прямого присоединения крупных генераторов к сети. На напряжении 500 кВ выдается в энергосистему большая часть мощности крупнейших в стране ГЭС: Саяно-Шушенской (6,4 млн. кВт), Красноярской (6,0 млн. кВт), Братской (4,5), Усть-Илимской (3,6), Нурекской (2,7), Волжских им. В. И. Ленина (2,3) и им. XXII съезда КПСС (2,5 млн. кВт) — и ряда мощных ГРЭС: Экибастузской № 1 (4,0 млн. кВт), Рефтинской (3,8 млн. кВт), Костромской (3,6), Сургутской № 1 (3,3), Сырдарьинской (3,0), Рязанской (2,8), Троицкой (2,5), Заинской, Кармановской, Ириклинской и Ермаковской (по 2,4 млн. кВт каждая). На линиях 500 кВ применяется фаза из трех проводов 300—400—500 мм<sup>2</sup> (имеются случаи использования фазы из двух проводов). Максимальная длина линии между двумя ПС около 400 км.

На ПС 500 кВ устанавливаются однофазные автотрансформаторы (АТ) 500/220/НН мощностью 801 и 501 МВ·А в трехфазной группе (имеется несколько действующих единиц устаревших конструкций другой мощности) и трехфазные 500/110/НН мощностью 250 МВ·А. Мощность АТ 500/220 кВ составляет более 80% общей мощности АТ напряжением 500 кВ. Имеются АТ с сочетанием напряжений 500/330 кВ мощностью 501 МВ·А в группе, предназначенные для редких случаев организации непосредственной связи сетей напряжением 500 и 330 кВ.

Сети 400 кВ применяются только для связей с энергосистемами стран — членов СЭВ,

протяженность их составляет менее 2 % протяженности сетей 500 кВ.

Сети 330 кВ получили широкое распространение в ОЭС Юга и ОЭС Северо-Запада, на долю которых приходится около 80 % общей протяженности линий этого напряжения. Линии 330 кВ выполняют функции основных межсистемных связей также в ОЭС Северного Кавказа и Закавказья. В ОЭС Юга, Северо-Запада, а также в западных районах ОЭС Центра сеть 330 кВ выполняет и распределительные функции. Передача сети 330 кВ этих функций усиливается с вводом электропередач 750 кВ. На линиях 330 кВ, как правило, применяется фаза из двух проводов сечением 300–400–500 мм<sup>2</sup>. Имеются линии и с другими конструкциями фазы — из двух проводов по 240 мм<sup>2</sup>, из трех проводов по 150 мм<sup>2</sup>, из двух проводов по 600 мм<sup>2</sup> и с одиночными проводами сечением 500 мм<sup>2</sup> (запроектированные как линии 220 кВ и позднее переведенные на работу при напряжении 330 кВ). Максимальная протяженность линии между двумя ПС около 300 км. На ПС 330 кВ применяются трехфазные АТ с тремя типами сочетаний напряжений:

330/220/НН кВ мощностью 250 МВ·А (имеются группы АТ 400 МВ·А);

330/150/НН кВ мощностью 250 (240) МВ·А;

330/110/НН кВ мощностью 125 (120) и 200 МВ·А (имеется несколько АТ 60 МВ·А).

Третий тип преобладает — свыше 60 % общей мощности, АТ для связи сетей 330 и 220 кВ составляют менее 15 % общей мощности. Средняя мощность АТ 330 кВ на ПС составляет около 200 МВ·А. Как правило, на ПС работает один-два АТ 330 кВ, однако существенно и количество ПС с тремя и более АТ. Третичная обмотка используется для питания нагрузок на напряжениях 6–10–35 кВ и для присоединения компенсирующих устройств.

Сетевые объекты напряжением 220 кВ имеются практически во всех ЭС страны, однако в зоне применения напряжения 330 кВ в ОЭС Юга, Северо-Запада и Центра их распространение ограничено. Сети 220 кВ выполняют в основном распределительные, но в ряде энергосистем и системообразующие функции. Более 30 % (по протяженности) линий 220 кВ строятся двухцепными (применение двухцепных опор на линиях более высоких напряжений ограничено специальными случаями). Длина линии между двумя подстанциями обычно до 100–150 км. Как правило, на линии подвешивается один провод в фазе сечением 240–300–400–500 мм<sup>2</sup>, имеются отдельные линии с фазой из двух проводов

и с одним проводом сечением 600 мм<sup>2</sup>. Суммарная длина кабельных линий 220 кВ составляет около 100 км. На ПС 220 кВ общим количеством около 900 шт. работает более 1600 трехфазных трансформаторов и АТ единичной мощностью от 20 до 200 МВ·А с сочетаниями напряжений: 220/110/НН, 220/35/НН, 220/27/НН и 220/НН кВ. Около 80 % трансформаторной мощности 220 кВ составляют АТ 220/110/НН мощностью 125 (120) МВ·А. Широко применяются и более мелкие единицы — АТ 63 МВ·А и трансформаторы 20 (25), 30 (32) и 40 (40,5) МВ·А. Как правило, на ПС установлены два трансформатора (или АТ).

Существенное влияние на режим работы прилегающей сети оказывает применение на АТ 330 и 220 кВ третичной обмотки напряжением 35 кВ. Трехобмоточные АТ имеют схему соединения обмоток  $\Delta/\Delta/\Delta$ , и в сети 35 кВ, присоединенной к таким АТ, появляется сдвиг фаз в 30° по отношению к вторичному напряжению 110 кВ. В то же время на трехобмоточных трансформаторах 110/35/6–10 кВ, также имеющих схему соединений  $\Delta/\Delta/\Delta$ , фазового сдвига между напряжениями 110 и 35 кВ (а следовательно, и между напряжениями 220 и 35 кВ) нет. В итоге участки сети 35 кВ, присоединенные к АТ 330/110/35 кВ и 220/110/35 кВ, должны работать изолированно от остальной сети 35 кВ.

Сети 150 кВ по своим характеристикам практически не отличаются от сетей 110 кВ, их протяженность составляет около 3 % протяженности сетей 110 кВ.

Сети 110 кВ применяются во всех ЭС страны в основном как распределительные. Около 15 % (по протяженности) линий 110 кВ выполнены двухцепными. Максимальная длина линии между двумя подстанциями около 130 км. Как правило, используются провода сечением от 70 до 240 мм<sup>2</sup>, имеются случаи использования сечений 300–400–500 мм<sup>2</sup>. Наиболее распространены сечения 120–150–185 мм<sup>2</sup> — около 75 % общей протяженности. Суммарная длина кабельных линий 110 кВ составляет примерно 500 км. На ПС 110 кВ общим количеством по стране более 12 тыс. шт. устанавливаются трехобмоточные трансформаторы с сочетанием напряжений 110/35 (20)/6–10 кВ и 110/27/6–10 кВ (для электроснабжения железных дорог, электрифицируемых на переменном токе) и двухобмоточные 110/6–10 кВ. Имеется ряд трансформаторов 110/0,4 кВ. Более половины общей мощности составляют трансформаторы 110/6–10 кВ. Наиболее распространены единичные мощности от 10 до 40 МВ·А — около 75 %

(по мощности), применяются и более крупные единицы (60 МВ·А и выше). Доля мелких трансформаторов мощностью до 10 МВ·А составляет около 8%.

Обеспеченность сетей средствами регулирования режима характеризуется степенью оснащенности АТ устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и объемом имеющихся компенсирующих устройств:

**Обеспеченность АТ устройствами РПН и режим использования этих устройств**

Высшее напряжение АТ, кВ	Из общего количества имеют РПН, %	Имеющиеся устройства РПН используются, %	
		ежесуточно	1 раз в неделю и реже
750	100	—	100
500(400)	90	80	60
330	90	55	30
220	80	35	40
Итого	85	40	40

Устройства РПН имеют более 80% всех АТ напряжением 220 кВ и выше, причем почти половина из них используется ежесуточно.

В ряде ЭС регулировочные трансформаторы для продольного регулирования напряжения (по модулю) включаются со смещением фаз для получения продольно-поперечной добавочной ЭДС под углом в 60° к вектору основного напряжения. На ПС 750 кВ ОЭС Юга и Северо-Запада установлены специальные трансформаторы для поперечного регулирования напряжения, включенные в нейтраль главных АТ.

В электрических сетях страны установлено 60 млн. квар устройств компенсации реактивной мощности, в том числе 11 млн. квар синхронных компенсаторов (СК) и 49 млн. квар батарей конденсаторов (БК). Удельная обеспеченность компенсирующими устройствами составляет 0,22 квар на 1 кВт установленной мощности электростанций. Синхронные компенсаторы установлены в основном на ПС ЭС, наиболее распространенная единица мощности 50 Мвар, имеются также СК мощностью 75; 37,5; 30 и 15 Мвар, введены первые образцы мощностью 100 и 160 Мвар, для ПС 1150 кВ разрабатываются СК мощностью 320 Мвар.

Кроме обычных шунтовых батарей, предназначенных для компенсации реактивных нагрузок, имеется несколько крупных уникальных БК специального назначения: установки продольной компенсации на ПС 500 кВ Арзамас, на переключательном пункте 500 кВ Тыреть в Сибири, на подстанции 400 кВ Вулканешты в Молдавии, шунтовые батареи для обеспечения потребности в реактивной мощности пре-

образовательных ПС электропередачи постоянного тока Волгоград — Донбасс и вставки постоянного тока на связях СССР — Финляндия (г. Выборг).

Для компенсации избыточной реактивной мощности линий сверхвысокого напряжения используются реакторы мощностью 900 (3 × 300) Мвар напряжением 1150 кВ, 330 Мвар (3 × 110) напряжением 750 кВ, 180 Мвар (3 × 60) напряжением 500 кВ, а также ряд типов трехфазных реакторов на напряжении 6—110 кВ, используемых для компенсации избыточной реактивной мощности протяженных ВЛ 110 и 220 кВ.

Создан новый, более прогрессивный тип компенсирующего устройства комплексного назначения — статический компенсатор реактивной мощности (СТК), представляющий собой сочетание батарей шунтовых конденсаторов и реакторов с тиристорным ключом, обеспечивающим безынерционное регулирование во всем диапазоне: от мощности, генерируемой батареей, до мощности, потребляемой реактором.

Такие СТК небольшой мощности уже изготавливаются для включения на напряжение 110 кВ, ведется разработка более мощных СТК для ПС 500—1150 кВ.

**Графики нагрузки линий и трансформаторов**

Характер изменения потоков активной мощности по отдельным элементам сети определяется тремя основными факторами:

— графиками нагрузки потребителей в отдельных узлах сети;

— режимами работы электростанций; условиями обмена мощностью рассматриваемой ЭС с соседними.

В общем случае потоки активной мощности по сети энергосистемы являются сложной функцией всех трех перечисленных факторов. Лишь условно для выбора характерных режимов и их анализа в сложной сети можно выделять участки или отдельные линии и трансформаторы, для которых влияние одного фактора будет преобладающим:

— сеть, питающую близкие по режиму потребления узлы;

— линии выдачи мощности электростанций; системообразующие линии — к ним могут относиться как межсистемные связи более высокого иерархического уровня, так и внутрисистемные элементы.

В пределах территории одной ЭС встречаются узлы с самым разнообразным составом потребителей и как следствие с резко раз-



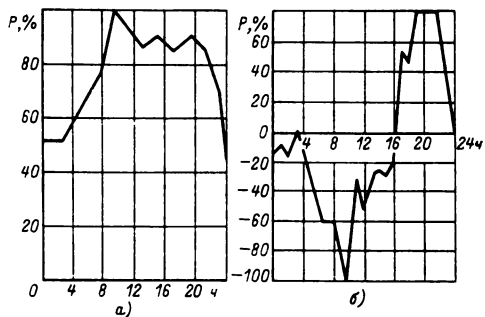


Рис. 39.1. Примеры суточных графиков нагрузки ПС: а — при преобладании непрерывных промышленных производств; б — при большом удельном весе коммунально-бытового потребления

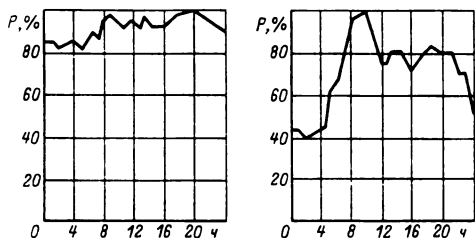


Рис. 39.2. Примеры графиков обменных потоков мощности между энергосистемами

личными графиками нагрузки (рис. 39.1). Графики перетоков по линиям электропередачи могут резко отличаться от графиков нагрузки (рис. 39.2). Обменные потоки мощности между энергосистемами также имеют разнообразные графики, характер которых определяется различием в структуре электропотребления и в режимах работы электростанций (рис. 39.3). Суточный график нагрузки отдельного элемента сети — линии или трансформатора — может либо иметь конфигурацию, совпадающую с одним из приведенных примеров, либо представлять собой сложную комбинацию любого их сочетания.

Годовые графики нагрузки элементов сети по продолжительности также являются сложной функцией соответствующих графиков нагрузки, электростанции или межсистемной связи, однако по природе своей значительно менее разнообразны (рис. 39.4). Основной показателем годового графика ( $T_{a, \max}$ ) для потока активной мощности по линии определяется так же, как и для нагрузки системы (как частное от деления перетока энергии на максимум перетока мощности).

На формирование потоков реактивной мощности, кроме факторов, определяющих

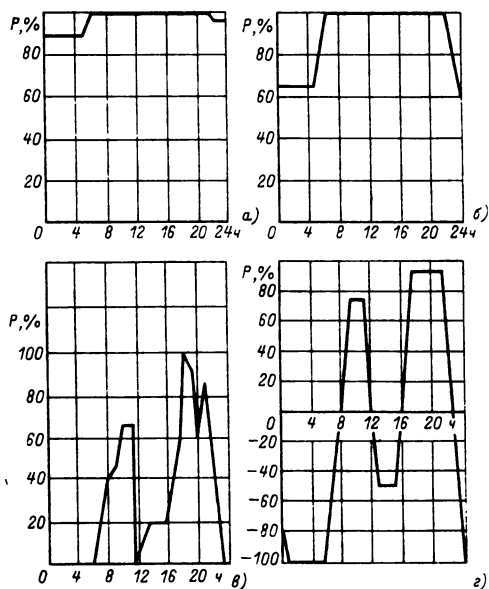


Рис. 39.3. Характерные суточные графики нагрузки различных типов электростанций: а — ТЭС; б — ГРЭС; в — ГЭС; г — ГАЭС

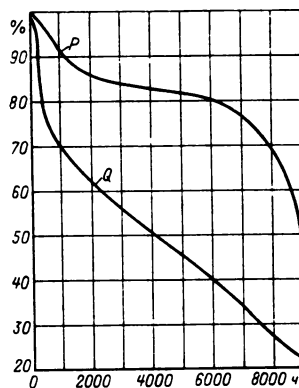


Рис. 39.4. Примеры годовых графиков по продолжительности

характер потоков активной мощности, значительное влияние оказывают потери реактивной мощности, зарядная мощность линий напряжением 220 кВ и выше, возможность работы генераторов электростанций и синхронных компенсаторов в режимах как производства, так и потребления реактивной мощности, уровни напряжения в узлах сети.

Время наступления максимумов в суточных графиках активной и реактивной состав-

ляющих нагрузки может отличаться (и иногда довольно существенно), но в большинстве практических задач этими различиями пренебрегают. Годовое число часов использования максимума реактивной составляющей нагрузки потребителей ( $T_{pmax}$ ) можно определить по соотношению  $T_{pmax}/T_{amax}$ , которое можно принимать равным 0,8–0,9, а при большой степени компенсации – 0,6–0,7.

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют в среднем 30–40% реактивной составляющей нагрузки потребителей на шинах 6–10 кВ и (так же как и потери активной мощности) состоят из потерь ХХ  $\Delta Q_x$ , не зависящих от нагрузки, и потерь КЗ  $\Delta Q_k$ , пропорциональных квадрату загрузки трансформатора. Влияние этих двух составляющих потерь на годовой график перетока реактивной мощности по питающей трансформатор сети противоположное: первая увеличивает годовое число часов использования максимума перетока реактивной мощности, вторая – уменьшает. Площадь годового графика потерь реактивной мощности в трансформаторе определяется как

$$\int_0^{8760} \Delta Q_T dt = \Delta Q_x 8760 + \Delta Q_k \tau_p,$$

где  $\tau_p$  – время потерь реактивной мощности, определяемое в функции  $T_{max}$  перетока через трансформатор.

Для практических расчетов можно считать, что  $T_{max}$  перетока реактивной мощности за счет трансформации не изменяется.

Влияние потерь в линиях электропередачи на график перетоков реактивной мощности более сложно и приводит к существенным изменениям этого графика.

В линиях 35–110 кВ потери реактивной мощности в максимум относительно невелики – 10–20% реактивной составляющей нагрузки потребителей на шинах этих линий. Однако в течение года соотношение между потерями реактивной мощности и зарядной мощностью резко меняется. Площадь годового графика потерь реактивной мощности в линии определяется как

$$\int_0^{8760} (\Delta Q_L - Q_C) dt = \Delta Q_L \tau - Q_C 8760.$$

При равенстве  $\Delta Q_L = Q_C$  и обычном для сетей 35–110 кВ значении  $\tau = 3000 \div 4000$  ч вторая составляющая в 2–3 раза больше первой. Таким образом, при протекании потока реактивной мощности по линиям 35–110 кВ максимальное значение этого потока практически не изменяется, а годовой график существенно разуплотняется.

В целом для сетей 35–110 кВ  $T_{max}$  перетоков реактивной мощности на 20–40% меньше, чем для перетоков активной мощности. Эти соотношения можно распространять и на сети 220 кВ, не содержащие протяженных линий.

Для отдельной линии любого напряжения изменения нагрузки от нуля до максимума приводят к изменению ее баланса реактивной мощности. При увеличении загрузки линии примерно до половины натуральной мощности избыток реактивной мощности меняется незначительно.

При загрузке больше натуральной мощности в линии имеет место дефицит реактивной мощности, резко возрастающий с увеличением перетока. Так, при перетоке по линии 750 кВ длиной 400 км в 2700–2800 МВт она будет потреблять 700–800 Мвар. Однако загрузка сетей возникающими при этом перетоками реактивной мощности в годовом разрезе характеризуется очень малым числом часов, так как снижение нагрузки линии 750 кВ только на 10% высвобождает примерно 300 Мвар и резко изменяет условия работы прилегающей сети. К таким же резким изменениям потоков реактивной мощности в сетях сверхвысокого напряжения приводит включение (отключение) реакторов большой мощности: 330 Мвар в сети 750 кВ, 900 Мвар в сети 1150 кВ. Поэтому выявление закономерностей в графиках перетоков реактивной мощности по линиям электропередачи крайне затруднительно.

### Загрузка элементов сети

Для линий напряжением 750–500 кВ пропускная способность определяется условиями устойчивости, для линий 110 кВ – допустимым нагревом проводов. Для линий 330–220 кВ определяющим может быть как первое условие, так и второе. Для действующих протяженных загруженных линий условием, ограничивающим переток мощности, может быть допустимое снижение напряжения на шинах приемной ПС. Однако такое ограничение относительно легко ликвидируется установкой компенсирующих устройств, и поэтому его нельзя считать характерным для перспективных сетей.

Длительно допустимый по нагреву ток для провода данной марки и сечения легко определяется по специальным справочным таблицам и практически не зависит от особенностей конкретной линии электропередачи, а предел передаваемой мощности по устойчивости существенно зависит от конкретных условий схемы сети, распределения мощностей

между электростанциями и т. д. и может довольно резко отличаться для двух линий с одинаковыми параметрами. Поэтому если при определении загрузки конкретной линии, как правило, используется допустимый по нагреву ток или предел устойчивости, то для сравнительного анализа загрузки отдельных элементов больших схем можно применять косвенные показатели использования пропускной способности линий: плотность тока или нагрузку линии в долях натуральной мощности.

Наибольшие и средневзвешенные по сетям страны значения плотности тока в проводах линий электропередачи напряжением 750, 500, 330, 220 кВ по отчетным данным были следующие:

Напряжение, кВ	750	500	330	220	110
Плотность тока, А/мм <sup>2</sup>					
наибольшая . . . . .	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5
средневзвешенная (по протяженности) . . . . .	0,5	0,6	0,9	1,1	1,2

Примерно 95% общей протяженности линий 500 кВ работает с плотностью тока до 0,6 А/мм<sup>2</sup>. В сети 330 кВ 85% линий имеют плотность тока менее 1 А/мм<sup>2</sup>. В сети 220 кВ доля таких линий существенно меньше — около 70%. Следует иметь в виду, что наименее загружены протяженные линии. Так, по сети 330 кВ более 30% всей передаваемой мощности, а по сети 220 кВ более 40% передается при плотности тока более 1 А/мм<sup>2</sup>, т. е. на уровне или более той нормированной экономической плотности тока, по которой выбирались сечения проводов при проектировании этих линий.

В сетях 110—220 кВ плотность тока нередко достигает допустимой по нагреву. При этом учитывается, что регламентируемый справочниками длительно допустимый ток соответствует температуре окружающего воздуха +20°C и отсутствию ветра, а в действительности в период прохождения максимума в большинстве энергосистем СССР условия охлаждения проводов оказываются более благоприятными.

Наибольшие фактические загрузки линий, выраженные в долях натуральной мощности  $P_{\text{нат}}$ , характеризуются следующими значениями по ступеням напряжения:

$U_{\text{ном}}$ , кВ . . . . .	750	500	330	220	110
$P/P_{\text{нат}}$ . . . . .	1,0	1,5	2,5	3,0	4,0

Загрузка трансформаторов и АТ характеризуется отношением их наибольшей нагрузки к номинальной мощности. Для АТ 500, 330 и 220 кВ средневзвешенные по стране коэффициенты загрузки близки и составляют около

55%, некоторые наиболее загруженные АТ работают с перегрузкой в 5—10%.

Имеющиеся источники реактивной мощности в среднем используются примерно на 70%. По ряду генераторов, выдающих мощность на большие расстояния по линиям напряжением 330 кВ и выше, полное использование реактивной мощности экономически нецелесообразно (стоимость потерь электроэнергии, связанных с дальнейшей передачей реактивной мощности, выше, чем затраты на установку и эксплуатацию дополнительных компенсирующих устройств на приемных ПС), а во многих случаях и технически невозможно из-за появления недопустимых перепадов напряжения. Неполное использование реактивной мощности остальных генераторов и компенсирующих устройств объясняется рядом технических причин, связанных с конструктивными недостатками ПС в целом или отдельных видов оборудования, неудовлетворительным эксплуатационным состоянием, строительного-монтажными недоделками, а также ограничениями по допустимым токам генераторов, недостаточной мощностью трансформаторов, сниженными уровнями изоляции отдельных элементов схемы и т. п. При принятом порядке проектирования шунтовые батареи конденсаторов рассчитываются на наибольшее допустимое напряжение данной ступени с некоторым запасом, т. е. примерно на напряжение, на 20% превышающее номинальное, а устанавливаются на подстанциях, где фактические уровни напряжения на 10—20% ниже номинального. В итоге батарея с паспортной установленной мощностью 55,7 Мвар генерирует только 35—40 Мвар, т. е. используется на 60—70%.

Большинство элементов сети имеет максимальную нагрузку при прохождении годового максимума нагрузки энергосистем — чаще всего в 18—19 ч рабочего дня в середине недели последней декады декабря (в некоторых энергосистемах в 10—11 ч), когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии и наиболее полным использованием мощности электростанций. Однако по многим линиям электропередачи и АТ нагрузка достигает максимальных значений в других характерных режимах:

при дневном снижении нагрузки в зимние сутки, когда полностью останавливаются пиковые электростанции (ГЭС, газотурбинные установки), а нагрузка прилегающих к ним потребителей незначительно отличается от максимальной (на 10—15%);

в минимум нагрузки зимних суток (1—3 ч ночи), когда возникают потоки, связанные с появлением местных избытков мощности в

районе расположения электростанций с недостаточной регулировочной способностью (из-за недопустимости разгрузки, например, АЭС, угольных энергоблоков ниже 70 %, при снижении нагрузки потребителей прилегающего района на 50 %), и потоки для заряда аккумулирующих установок;

в максимум нагрузки летних суток, когда возникают потоки, связанные с выводом в капитальный ремонт агрегатов со значительными мощностями на электростанциях в зонах с малым сезонным снижением нагрузки;

при авариях и ремонтах крупных элементов электростанций и сетей.

Для устранения имеющихся перегрузок могут быть предложены следующие мероприятия:

ввод новых линий и трансформаторов;  
замена проводов (применяется на линиях напряжением 110 кВ и ниже) или включаемых последовательно с линией элементов (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и др.); замена трансформаторов и АТ; повышение пределов устойчивости применением специальных средств управления и противоаварийной автоматики.

#### Уровни напряжения

Средние по всем объектам каждой ступени уровни напряжения в сети общего пользования по отчетным данным показаны в табл. 39.2 отдельно по всей сети в целом и по опорным точкам сети — шинам электростанций и ПС более высокого напряжения.

При средних по сети в целом напряжениях на уровне номинальных напряжения в опорных точках были значительно ниже допустимых значений. В отдельных удаленных точках сети снижение напряжения достигает 20 % в сетях 330—220—110 кВ и 6—8 % в сетях 500 кВ. Характерная кривая распределения общего числа точек сети 110 кВ крупной

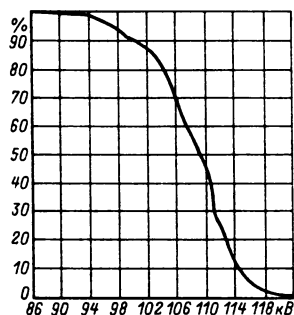


Рис. 39.5. Распределение количества узлов по диапазону фактических напряжений в развитой сети 110 кВ

энергосистемы по диапазону фактических напряжений дана на рис. 39.5. При таких низких уровнях напряжения требуется принимать меры по их повышению. Размах отклонений напряжения в одних и тех же точках сетей всех ступеней напряжения в течение суток достигает 12—15 %, что также не соответствует нормативам, применяемым при проектировании новых сетей. Основные мероприятия по улучшению режима напряжений:

установка новых компенсирующих устройств — синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов, реакторов;

установка новых средств регулирования напряжения;

повышение использования действующих источников реактивной мощности — генераторов электростанций и компенсирующих устройств и действующих устройств регулирования на электростанциях и ПС;

реконструкция участков сети, ограничивающих возможности повышения напряжения.

При разработке мероприятий необходимо стремиться к тому, чтобы:

в опорных точках сети в часы максимума напряжение отличалось от наибольшего рабочего не более чем на 2,5 %;

на шинах высшего напряжения наиболее удаленных понижающих ПС в часы максимума поддерживалось такое напряжение, при котором на вторичной стороне АТ напряжение будет не ниже 1,05 номинального;

на крупных электростанциях полностью использовалась допустимый диапазон регулирования напряжения с помощью генераторов;

в районах с большим размахом суточных отклонений напряжения для генераторов и синхронных компенсаторов имелась возможность перевода в режим потребления реактивной мощности, а реакторы имели возможность ежесуточного отключения (для операций по

Таблица 39.2

Нормированное напряжение			Фактическое среднее значение напряжения			
номинальное, кВ	наибольшее рабочее		Сеть в целом		Опорные точки	
	кВ	в процентах $U_{ном}$	кВ	в процентах $U_{ном}$	кВ	в процентах $U_{ном}$
500	525	105	490	98,0	505	101
330	363	110	335	101,6	345	104,5
220	252	115	223	101,3	230	104,5
110	126	115	112	102	115	104,5

присоединению и отсоединению реакторов напряжением 500 кВ и ниже используются обычные выключатели, а напряжением 750 кВ применяется специальный аппарат «выключатель — отключатель»).

### Потери электроэнергии

Плановый показатель потерь электроэнергии в сетях определяется в процентах электроэнергии, поступившей в сеть данной ЭС, которая в свою очередь определяется как электроэнергия, отпускаемая с шин электростанций энергосистемы, плюс электроэнергия, приобретенная у электростанций других ведомств, плюс сальдо обмена электроэнергией с другими ЭС (разность между суммарной годовой выдачей электроэнергии в другие системы и суммарным получением за тот же период). Отчетные значения этого показателя по отдельным ЭС лежат в пределах от 4–5 до 14–15%. В целом по электрическим сетям общего пользования процент потерь электроэнергии уже длительное время находится примерно на одном уровне:

Потери электро- энергии, %	Годы							
	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	
	9,0	9,1	9,2	9,1	9,3	9,1	9,4	

Учитывая, что абсолютные потери электроэнергии в сетях ЭС составляют более 100 млрд. кВт·ч, следует отметить, что сам термин «потери» уже неточно передает технический смысл этого показателя.

Объективно он представляет собой необходимый технологический расход электроэнергии в ЭС, связанный с ее передачей и распределением по электрическим сетям. Поэтому в настоящее время вместо «потерь» начал применяться термин «технологический расход на передачу электроэнергии».

В структуре потерь по элементам сети основная часть потерь приходится на линии электропередачи — примерно 65%, из них около 5% составляют потери на корону. Потери в трансформаторах составляют около 30% суммарных потерь в сети данной ступени напряжения, около половины из них — потери в стали, потери в остальных элементах сети (в реакторах, генераторах, работающих в режиме синхронного компенсатора, компенсирующих устройствах, измерительных приборах, трансформаторах тока и напряжения) незначительны и могут быть оценены в 3%

суммарных потерь. В потери включается также электроэнергия, расходуемая на собственные нужды ПС, — около 2%.

Примерно  $\frac{1}{4}$  общих потерь составляют потери, практически не зависящие от нагрузки, так называемые условно-постоянные, и  $\frac{3}{4}$  — условно-переменные потери.

Из общих потерь техническому анализу поддается только часть, называемая техническими потерями, остальная — примерно 10%, так называемые коммерческие потери, — связана с несовершенством системы учета электроэнергии.

Во всех эксплуатационных подразделениях регулярно разрабатываются и осуществляются мероприятия по снижению потерь, которые могут быть разделены на три группы:

*режимные* — обеспечение оптимальной загрузки генераторов и синхронных компенсаторов реактивной мощностью, своевременное переключение устройств РПН и трансформаторов поперечного регулирования напряжения, отключение реакторов в режимах больших нагрузок, выбор оптимальных точек деления сети;

*организационные* — сокращение сроков ремонта основного оборудования и совмещение ремонтов последовательно включенных элементов, ремонт линий под напряжением, временное использование недостроенных объектов (например, участка линии как источника реактивной мощности), совершенствование учета электроэнергии, сокращение расхода электроэнергии на собственные нужды ПС, контроль за использованием компенсирующих устройств у потребителей, контроль за использованием источников реактивной мощности в энергосистеме и выполнением графика напряжений на объектах, внедрение новых программ для анализа режимов и их оптимизация с помощью ЭВМ.

*строительство и реконструкция объектов* — ввод новых компенсирующих устройств, замена проводов на линиях электропередачи, замена трансформаторов и АТ, перемещение действующих синхронных компенсаторов и батарей конденсаторов на ПС с наиболее низким напряжением, реконструктивные работы по устранению ограничений в повышении располагаемой реактивной мощности действующих источников и уровней напряжения, автоматизация регулирования напряжения.

Годовой эффект от внедрения первых двух групп мероприятий по снижению потерь по стране в целом составляет 1–2% общих потерь, по отдельным ЭС он может достигать 5–6%.

В отличие от первых двух групп мероприятия третьей группы требуют значительных

затрат материально-технических ресурсов и большого времени на подготовку и реализацию. В отчетных материалах в эту группу мероприятий обычно включаются и вводы новых энергетических объектов, хотя эти объекты специально для снижения потерь не предусматриваются, а целесообразность их сооружения определяется необходимостью увеличения пропускной способности сети, повышения надежности ее работы и качества реализуемой электроэнергии.

### 39.2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Электрическая сеть ЭС состоит из основной и распределительной. Основная сеть ЭС обеспечивает связь между электростанциями и передачу мощности от них в районы потребления электроэнергии. Электропередачи в составе основной сети, осуществляющие функции формирования и объединения ЭС, представляют собой системообразующие связи.

Распределительная сеть ЭС обеспечивает передачу электроэнергии от ПС основной сети и шин электростанций к потребителям.

Задачами проектирования развития электрических сетей являются: выбор напряжения и схемы сетей; определение мест размещения новых ПС; предварительный выбор схем электрических соединений электростанций и ПС; определение сечений проводов линий электропередачи, числа и мощности трансформаторов на ПС; выбор способов регулирования напряжения и распределения мощностей в сетях, определение типа, мощности и размещения компенсирующих устройств; разработка мероприятий по ограничению токов КЗ; определение объема капиталовложений и очередности сооружения сетевых объектов.

#### Организация и стадийность проектирования

Проектирование развития электрических сетей ЭС осуществляется в иерархической последовательности. На уровне проектирования ЕЭС СССР обосновывается развитие системообразующих связей ЕЭС, включающих в себя межсистемные связи между ОЭС и наиболее важные магистрали внутри отдельных ОЭС, загрузка которых определяется режимом работы ЕЭС в целом.

На уровне объединенных ЭС осуществляется обоснование развития системообразующих связей ОЭС, включающих сети для выдачи

мощности крупных межрайонных электростанций, межсистемные связи между ЭС и наиболее важные внутренние связи энергосистем, загрузка которых определяется режимом работы ОЭС в целом.

На уровне районных ЭС осуществляется обоснование развития остальной части основных сетей энергосистем, а также распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше.

Более подробная разработка распределительных сетей ведется при выполнении схем развития сетей сельских районов, городов, отдельных сетевых районов крупных ЭС, а также схем внешнего электроснабжения электрифицированных участков железных дорог, магистральных нефте- и газопроводов, отдельных энергоемких объектов народного хозяйства и др.

В процессе проектирования осуществляются взаимный обмен информацией и увязка решений по развитию электрических сетей различных уровней.

Схемы развития Единой, объединенных, районных ЭС и распределительных электрических сетей относятся к так называемым «внестадийным» проектным работам.

Проектирование схем развития ЭС и некоторых схем развития распределительных сетей ведется циклично — один раз в 5 лет и должно заканчиваться не позднее чем за год до начала очередного пятилетнего планового периода. После разработки Государственного плана экономического и социального развития СССР на соответствующее пятилетие и уточнения необходимой информации о размещении и нагрузках потребителей, очередности и сроках строительства электростанций и ранее намеченных электросетевых объектов проводится корректировка схем развития ЕЭС, ОЭС, районных ЭС и распределительных сетей.

Выполнение «внестадийных» работ по распределительным электрическим сетям определяется намеченными сроками строительства объектов народного хозяйства (промышленные предприятия, нефте- и газопроводы), электрификации участков железных дорог, разработки генеральных планов развития городов и др.

Основной предплановой работой Минэнерго СССР, являющейся исходной базой для подготовки основных направлений экономического и социального развития СССР и очередного пятилетнего плана, является «Схема развития и размещения отрасли «Электроэнергетика». Эта работа выполняется с учетом всего комплекса внестадийных работ по проектированию развития энергосистем и их электрических сетей. Утвержденная в установленном Госпланом СССР порядке эта схема отрасли «Электроэнергетика» используется для

подготовки утверждаемых в составе пятилетних планов капитального строительства перечней вновь начинаемых строек, а также намечаемых к реконструкции и расширению действующих предприятий и сооружений. Указанные материалы используются при составлении титульных списков проектных работ по ЛЭП и ПС.

Начало проектирования электросетевого объекта определяется с учетом намеченного срока его ввода в работу, продолжительности проектирования и строительства. Сроки проектирования зависят от количества стадий проектирования. Продолжительность строительства электросетевых объектов установлена строительными нормами (СН 440-79).

Стадийное проектирование объектов электрических сетей должно осуществляться на основе технико-экономических обоснований (ТЭО) или технико-экономических расчетов (ТЭР), подтверждающих экономическую целесообразность и хозяйственную необходимость их проектирования и строительства. Для электросетевых объектов напряжением 1150 кВ постоянного тока выполняются ТЭО, для объектов 500–750 кВ, а также отдельных электросетевых объектов 110–330 кВ, сооружаемых в особо сложных условиях, выполняются ТЭР. Наряду с определением экономической целесообразности строительства электросетевого объекта в ТЭР принимаются основные технические решения, приводятся материалы предварительных согласований трасс ВЛ и площадок ПС с основными центральными организациями, а также устанавливается сметная стоимость сооружения объекта. Определенные в ТЭО (ТЭР) расчетные показатели (мощность, протяженность, стоимость строительства) на последующих стадиях проектирования не должны быть ухудшены (а стоимости – превышены). При строительстве, намечаемом по очередям, в ТЭО (ТЭР) выделяются показатели первой очереди строительства. Основные технико-экономические показатели, определенные в составе ТЭО (ТЭР), используются для составления задания на проектирование.

Количество стадий проектирования, состав, оформление задания на проектирование, согласование и утверждение проектов и сметной документации регламентируются «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» (СНИП.1.02.01-85). Как правило, проектирование линий электропередачи и подстанций выполняется одностадийно, путем разработки рабочего проекта. Проектирование в две стадии – проект и рабочая

документация – допускается для крупных электросетевых объектов, в случаях применения новых образцов основного оборудования, сложных строительных решений и при особо сложных условиях строительства.

Решение о стадийности проектирования электросетевых объектов принимается при утверждении ТЭО (ТЭР).

На объекты капитального строительства следующего года рабочая документация должна быть выдана строительной организации, как правило, до 1 июня текущего года.

#### Содержание проектов развития электрических сетей

Проект развития электрической сети выполняется в качестве самостоятельного, имеющего «Схему развития электрической сети ЭС (района, города, объекта)», либо как составная часть «Схемы развития ЭС».

Состав и объем задач, решаемых на разных этапах проектирования развития электрических сетей, не совпадают, вместе с тем указанные работы включают, как правило, рассмотрение следующих основных вопросов: анализ существующей сети энергосистемы (района, города, объекта) с точки зрения ее загрузки, надежности электроснабжения потребителей, уровней напряжения, выявления «узких» мест в работе;

определение электрических нагрузок потребителей, составление балансов активной мощности по ПС и энергоузлам, обоснование необходимости сооружения новых понижающих ПС;

определение загрузки проектируемой сети с учетом принятых режимов работы электростанций и перетоков мощности по основной сети энергосистемы;

выбор и обоснование схемы построения (усиления) сети, предложения по строительству новых линий электропередачи, выполнение электрических расчетов различных режимов работы сети;

расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций (выполняются, как правило, при проектировании ОЭС), выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;

расчеты мощностей КЗ в проектируемой сети, разработка предложений по ограничению мощностей КЗ;

определение очередности и объемов строительства (реконструкции) электросетевых объектов, натуральных показателей, капиталовложений в развитие сети, технико-экономических показателей разработанной схемы.

Объем и содержание схем развития электрических сетей определены соответствующими эталонами или методическими указаниями. Эталон определяет состав, содержание, порядок размещения и объем представляемого материала, перечень и глубину проработки отдельных вопросов, устанавливает единообразие оформления табличного и графического материала.

При нанесении элементов электроэнергетической системы на картографической основе (карта-схема сети) используются условные графические обозначения (рис. 39.6).

В составе ТЭО электросетевого объекта рассматриваются:

обоснование необходимости и срока ввода объекта;

выбор района размещения ПС, включая подходы (коридоры) ВЛ и трассы внешних коммуникаций к ней, с оформлением согласований по отводу площадки ПС и коридоров ВЛ к ней;

обоснование выбора трассы ВЛ с оформлением согласований с заинтересованными организациями;

выбор основных технических решений, в том числе: по линии электропередачи – напряжение, количество цепей, сечение провода, материал и тип опор, основные решения по фундаментам, изоляции, линейной арматуре, вопросам эксплуатации, связи, организации строительства; по ПС – количество, мощность, сочетание напряжений трансформаторов, необходимость установки, тип, мощность, количество компенсирующих устройств, количество ВЛ всех напряжений на расчетный период и перспективу, схема электрических соединений ПС, основная аппаратура и оборудование, генплан ПС и основные строительные решения, объем внутренней и внешней связи, водоснабжение, канализация, теплоснабжение, пожаротушение, тип покрытия подземной и внутриплощадочных дорог, штат ПС, объем жилищного строительства;

расчет стоимости строительства и определение технико-экономических показателей проектируемого объекта;

определение стадийности дальнейшего проектирования объекта.

Стадийное проектирование ведется на основе утвержденного задания. Состав задания на проектирование и его утверждение регламентируются СНИП.1.02.01-85.

При двухстадийном проектировании – проект и рабочая документация – проект выполняется в составе проектно-сметной документации и материалов изысканий.

В электротехнической части прорабатываются: присоединение ПС к ЭС; выбор числа

Наименование объекта	Обозначение объекта			Стандарт ЕСКД
	существующего	проектируемого	намечаемого	
Электростанция Общее обозначение				2 748-68
Электростанция тепловая. Общее обозначение				2 748-68
Электростанция тепловая с выдачей тепловой энергии потребителю				2 748-68
Электростанция гидравлическая. Общее обозначение				2 748-68
Электростанция атомная				2 748-68
Подстанция Общее обозначение				2 748-68
Подстанция переменного тока 750кВ				
Подстанция переменного тока 500кВ				
Подстанция переменного тока 330кВ				
Подстанция тяговые				
Подстанция выпрямительная				
Линия электропередачи. Общее обозначение. <i>Примечание. В ГОСТе дано только обозначение существующей линии.</i>				2 751-73
Линия электропередачи постоянного тока	$\pm 750\text{кВ}$	$\pm 750\text{кВ}$	$\pm 750\text{кВ}$	
Кабельная линия электропередачи				

Рис. 39.6. Графические обозначения электростанций и подстанций на картах-схемах

и мощности трансформаторов; питание собственных нужд; пусковая схема, расчет токов КЗ и выбор аппаратуры; управление, измерения и учет электроэнергии; релейная защита и противоаварийная и режимная автоматика; изоляция, защита от перенапряжений и заземление; освещение; устройство для плавки голлола; организация эксплуатации.

### Принципы построения схем электрической сети

Выбор схемы и параметров сетей производится на перспективу 5–10 лет. При решении вопроса целесообразности введения высшего напряжения в сетях следует рассматривать период, соответствующий полному использованию пропускной способности линий более высокого напряжения.



При проектировании основных сетей ЭС следует обеспечивать:

требуемую пропускную способность и надежность;

экономичность развития и функционирования сети с учетом рационального сочетания сооружаемых электрических сетей с действующими при обеспечении оптимальных уровней токов КЗ и потерь энергии;

возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях балансов мощности узлов от планируемых;

возможность выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Схема и параметры основных сетей ЭС должны удовлетворять следующим требованиям к суммарной пропускной способности и надежности в каждом рассматриваемом сечении этих сетей:

а) передача расчетных длительных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети и, как правило, при отключении одного из элементов сети (одной цепи линии электропередачи или одного трансформатора) при нормативных уровнях напряжения и запасах устойчивости. В процессе роста нагрузки сети допускается неполное резервирование отдельных узлов, дефицит которых, образующийся после отключения одного любого из элементов сети, в длительных режимах (с учетом использования резервных источников) не превышает 500 МВт при резервировании узлов, питающихся на напряжении 750 кВ, 300 МВт — на 500 кВ, 200 МВт — на 330 кВ и 100 МВт — на 220 кВ (при условии сохранения питания наиболее ответственных потребителей). При последующем росте нагрузки таких узлов сооружение линий или ПС, рассчитанных на полное резервирование питания узла в длительных режимах, является обязательным;

б) передача расчетных максимальных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети при нормативных уровнях напряжения и запасах устойчивости.

В случаях, когда потоки мощности в каком-то сечении основной сети за пределами расчетного года уменьшаются, требования к их пропускной способности и надежности могут быть временно снижены (на 1–3 года).

Целесообразность усиления основной сети при временном увеличении расчетного потока должна быть обоснована экономически путем сопоставления затрат на усиление сети с достигаемым при этом снижением математического ожидания ущерба от недоотпуска энергии за весь период.

Между двумя узлами основной сети по одной трассе следует сооружать, как правило, не более двух линий электропередачи одного напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения линий по другим направлениям или выполнение электропередачи на более высоком напряжении.

При выборе схемы присоединения электростанций и ПС к основной сети ЭС все большее значение приобретает «системный фактор», т. е. одновременное сохранение или обеспечение необходимой надежности и живучести основной сети в целом.

Схемы присоединения крупных электростанций должны обеспечивать возможность выдачи к узловым пунктам основной сети всей располагаемой мощности станции (за вычетом нагрузки собственных нужд и выдачи мощности в распределительную сеть) в любой период суток или года при работе всех отходящих линий. При отключении одной из отходящих линий, как правило, должна быть обеспечена выдача всей мощности станции в часы максимальной нагрузки системы. В отдельных случаях в указанном режиме допускается ограничение выдачи мощности электростанции в основную сеть в размерах, не превышающих мощности наиболее крупного блока. Схема присоединения к энергосистеме крупной АЭС должна обеспечивать на всех стадиях сооружения выдачу полной введенной мощности и сохранение устойчивости ее работы в ЭС без воздействия системной противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи.

При проектировании распределительных сетей ЭС следует обеспечивать:

комплексное электроснабжение всех потребителей в зоне действия электрических сетей независимо от их ведомственной принадлежности;

максимальное использование существующих сетей с учетом их возможной реконструкции;

надежность электроснабжения потребителей в соответствии с ПЭУ при обеспечении нормируемого качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ;

возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях нагрузок от планируемых;

экономичность развития и функционирования сети при обеспечении оптимальных уровней токов КЗ и потерь энергии;

возможность выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

В районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети следует отдавать предпочтение сооружению линий распределительных сетей по новым трассам. Следует избегать строительства мало-загруженных линий, используемых только во время отключения элементов сети.

Питание ПС распределительной сети в перспективе следует предусматривать, как правило, по двум цепям; при этом отключение одной цепи не должно приводить к ограничению потребителей. В отдельных случаях допускается ограничение потребителей при обеспечении резервирования электроприемников первой категории. При отсутствии данных по нагрузке 1-й категории рекомендуется принимать ее величину в размере 10–15 % общей нагрузки ПС.

При питании ПС с потребителями первой категории применение двух одноцепных линий вместо одной двухцепной допускается при наличии обоснований.

Временное использование ВЛ основной и распределительной сетей на номинальном напряжении более низкой ступени допускается, если длительность эксплуатации на низком напряжении не превышает 5 лет.

Протяженность намечаемых линий при отсутствии более точных данных принимается на 15–20 % больше воздушной прямой. В районах городской и промышленной застройки, а также в других случаях сложного прохождения трассы длину линии следует принимать с учетом конкретных условий.

При развитии основных и распределительных сетей должны учитываться требования охраны окружающей среды.

#### **Размещение и схемы присоединения к сети питающих ПС**

Место размещения ПС выбирается вблизи центра электрических нагрузок, автомобильных дорог и железнодорожных станций для подвоза тяжеловесного оборудования и материалов, населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов эксплуатационного персонала, существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, связи и др.). Подстанция должна располагаться, как правило, на непригодных для сельскохозяйственного использования землях (расположение на орошаемых, осушенных и пахотных землях допускается только в исключительных случаях при наличии технико-экономических обоснований); на незаселенной или занятой кустарниками и малоценными насаждениями терри-

тории; по возможности вне зон интенсивных природных (морское побережье, засоленная почва и др.) и промышленных загрязнений; на незатопляемых местах и участках, не подверженных размывам, оползням, обвалам, осыпям, камнепадам, лавинам и др.; на площадках, рельеф которых не требует трудоемких и больших планировочных работ, дорогостоящих оснований и фундаментов зданий и сооружений; на безопасном расстоянии от складов взрывчатых и горючесмазочных материалов, нефтепроводов, газопроводов, радиостанций, телевышек, каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов, определяемом соответствующими нормами и правилами. Важным требованием при размещении ПС является обеспечение удобных заходов ВЛ.

Главная схема электрических соединений ПС выбирается на основании схемы развития ЭС или схемы электроснабжения района и других работ по развитию электрических сетей и должна:

- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей ПС в соответствии с категориями электроприемников и надежность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах;

- учитывать перспективу развития ПС; допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений; учитывать требования противоаварийной автоматики;

- обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;

- обеспечивать наглядность, простоту, экономичность и автоматичность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации (осуществляется средствами автоматики без вмешательства персонала).

#### **Выбор номинального напряжения электрической сети**

Выбор номинальных напряжений линий электропередачи и ПС производится в проекте по схеме развития электрической сети в целом и при проектировании конкретных объектов; как правило, номинальные напряжения указываются в числе исходных данных в задании на проектирование. Области применения отдельных номинальных напряжений электрических сетей, установленных действующим стандартом (ГОСТ 721-77), регламентированы по технико-экономическим соображениям.

Технико-экономическое сравнение по выбору напряжения участка сети должно произ-

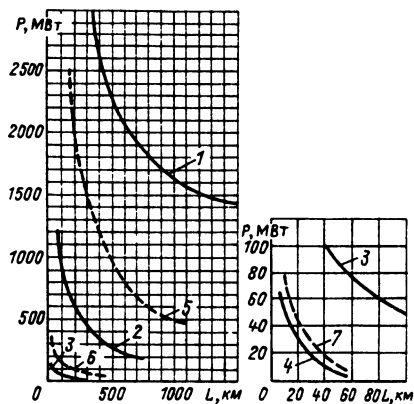


Рис. 39.7. Области применения электрических сетей разных номинальных напряжений. Указаны границы равноэкономичности:

1 — 1150 и 500 кВ; 2 — 500 и 220 кВ; 3 — 220 и 110 кВ; 4 — 110 и 35 кВ; 5 — 750 и 330 кВ; 6 — 330 и 150 кВ; 7 — 150 и 35 кВ

водиться путем сопоставления вариантов в пределах шкалы, принятой в данной ОЭС.

Выбор наиболее выгодного напряжения может быть предварительно произведен по формуле

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}},$$

где  $L$  — длина линии, км;  $P$  — передаваемая мощность, МВт.

В отличие от рекомендованных ранее, имевших ограниченную область применения, формула дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений переменного тока в диапазоне 35–1150 кВ. Полученные области применения стандартных номинальных напряжений в зависимости от мощности и дальности электропередачи приведены на рис. 39.7 и в табл. 39.3.

Таблица 39.3. Пропускная способность электропередачи 110–1150 кВ

Напряжение линии, кВ	Натуральная мощность, МВт, при полном сопротивлении, Ом			Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км
	400	300–314	250–275		
110	30	—	—	25–50	50–150
220	120	160	—	100–200	150–250
330	270	350	—	300–400	200–300
500	600	—	900	700–900	800–1200
750	—	—	2100	1800–2200	1200–2000
1150	—	—	5200	4000–6000	2500–3000

### Выбор сечений проводов воздушных и кабельных линий

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя как при проектировании кабельных линий, так и воздушных линий (ВЛ) 35–500 кВ в течение многих лет использовалась экономическая плотность тока.

Более правильно нормировать не экономическую плотность тока, а экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений. При этом в зависимости от принципов, закладываемых при унификации опор, зона одних марок проводов расширяется, других — сокращается. Экономические токовые интервалы разрабатываются одновременно с конструкторскими работами по оптимальной унификации линий в увязке с конкретными задачами электросетевого строительства и суммарным расходом проводникового материала. Этот метод выбора сечений проводов для ВЛ 35–750 кВ рекомендован Научно-техническим советом Минэнерго СССР и Государственной экспертной комиссией Госплана СССР.

Сечение проводников, выбранное по нормированным значениям экономических токовых интервалов, далее проверяется на соответствие другим условиям (корона на линии, уровень радиопомех, допустимая длительная токовая нагрузка по нагреву, потери и отклонения напряжения, термическая устойчивость при токах КЗ).

Выбор сечения проводников по экономическим токовым интервалам. Суммарное сечение проводников ЛЭП принимается по табл. 39.4–39.6 в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , напряжения, материала и ценности опор, района по гололедности и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются:

для линий основной сети — расчетные длительные потоки мощности;

для линий распределительной сети — совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети.

Таблица 39.4. Экономические токовые интервалы для выбора сечений проводов ВЛ европейской части страны, Дальнего Востока  
ВЛ 110 кВ

Материал опор	Район по гололеду (ПУЭ)	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная), при сечении проводов, мм <sup>2</sup>					
		70	95	120	150	185	240
Железобетон	I	До 30	—	31–100	101–135	136–150	151–285
		До 50	51–65	66–125	126–180	—	181–255
	II	—	—	До 85	86–130	131–135	136–285
		—	До 55	56–105	106–135	—	136–255
	III	—	—	До 65	66–70	71–155	156–285
	IV	—	—	До 100	101–115	116–120	121–255
		—	—	—	До 125	126–150	151–285
	—	—	—	До 100	101–110	111–120	121–255
Сталь	I	—	До 90	—	91–150	—	151–285
		До 35	36–85	—	86–155	—	156–255
	II	—	До 60	—	61–130	—	131–285
		—	До 60	—	61–145	—	146–255
	III	—	—	—	До 95	96–105	106–285
	IV	—	До 20	21–35	36–120	—	121–255
		—	До 20	—	21–55	56–135	136–285
	—	—	До 35	36–45	—	46–145	146–255

ВЛ 220 и 330 кВ

Материал опор	Район по гололеду	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная) при сечении проводов, мм <sup>2</sup>						
		ВЛ 220 кВ				ВЛ 330 кВ		
		240	300	400	500	2 × 300	2 × 400	2 × 500
Железобетон	I	До 165	166–240	241–310	311–700*	До 425	426–550	551–870
		До 205	206–220	221–285	286–480			
	II	До 165	166–240	241–310	311–700*	До 425	426–550	551–870
		До 205	206–220	221–285	286–480			
	III	До 175	176–225	226–305	306–700*	До 390	391–555	556–870
		—	До 215	216–285	286–480			
	IV	До 190	191–280	281–360	361–700*	До 270	271–600	601–870
		До 125	126–260	261–280	281–480			
Сталь	I	До 135	136–240	241–340	341–700*	До 575	—	576–870
		До 135	136–275	276–305	306–480			
	II	До 135	136–225	226–340	341–700*	До 515	516–545	546–870
		До 140	141–260	261–305	306–480			
	III	До 145	146–190	191–295	296–700*	206–465	466–510	511–870
		До 135	136–230	231–315	316–480			
	IV	До 135	136–190	191–265	266–700*	До 380	381–540	541–870
		До 140	141–195	196–325	326–480			

Таблица 39.5. Экономические токовые интервалы для выбора сечений проводов ВЛ Сибири  
ВЛ 110 кВ

Материал опор	Район по гололеду	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная), при сечении проводов, мм <sup>2</sup>					
		70	95	120	150	185	240
Железобетон	I	До 40	—	41–135	136–170	171–210	211–385*
		До 70	71–85	86–175	176–180	—	181–305
	II	—	—	До 155	116–175	176–185	186–385*
		—	До 70	71–145	146–180	—	181–305
	III	—	—	До 95	—	96–210	211–385*
	IV	—	—	До 140	141–155	156–160	161–305
		—	—	—	До 175	176–205	206–385*
	—	—	—	До 140	141–150	151–165	166–305
Сталь	I	—	До 120	—	121–180	181–230	231–385*
		—	56–115	—	116–215	—	216–305
	II	—	До 75	—	76–180	—	181–385*
		—	До 85	—	86–200	—	201–305
	III	—	—	—	До 130	131–140	141–385*
		—	До 35	36–40	41–165	—	166–305
	IV	—	До 35	—	36–80	81–185	186–385*
		—	До 50	51–60	—	61–200	201–305

## ВЛ 220 и 500 кВ

Материал опор	Район по гололеду	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная), при сечении проводов, мм <sup>2</sup>						
		240	300	400	500	3 × 300 (3 × 300)	3 × 400	3 × 500
Железобетон	I	До 240	241–370	371–450	451–800*	До 930	931–1615	1616–2090
		До 270	271–330	331–415	416–480			
	II	До 240	241–370	371–450	451–800*	До 930	931–1615	1616–2090
		До 270	271–330	331–415	416–480			
	III	До 265	266–340	341–445	446–800*	До 930	931–1615	1616–2090
		До 190	191–330	331–415	416–480			
	IV	До 280	281–430*	431–510	511–800*	До 945	946–1645	1646–2090
		До 190	191–345	346–400	401–480			
Сталь	I	До 210	211–370*	371–485*	486–800*	До 1180	1181–1565	1566–2090
		До 205	206–345	346–415	416–480			
	II	До 210	211–350*	351–485*	486–800*	До 1180	1181–1565	1566–2090
		До 205	206–345	346–415	416–480			
	III	До 210	211–300	301–435	436–800*	До 1180	1181–1600	1601–2090
		До 205	206–330	331–400	401–480			
	IV	До 210	211–300	301–380*	381–800*	До 1180	1181–1540	1541–2090
		До 205	206–320	321–415	416–480			

Таблица 39.6. Экономические токовые интервалы для выбора сечений проводов ВЛ Казахстана и Средней Азии

ВЛ 110 кВ

Материал опор	Район по гололеду	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная), при сечении проводов, мм <sup>2</sup>					
		70	95	120	150	185	240
Железобетон	I	До 35	—	36—115	116—140	141—165	166—310
		До 55	56—70	71—140	141—145	—	146—280
	II	—	—	До 95	96—140	141—150	151—310
		—	До 55	56—115	116—145	—	146—280
	III	—	—	До 80	—	81—170	171—310
		—	—	До 115	116—125	—	126—280
	IV	—	—	—	До 140	141—170	171—310
		—	—	До 110	111—120	121—135	136—300
Сталь	I	—	До 100	—	101—165	166—170	171—305
		До 40	41—95	—	96—175	—	176—290
	II	—	До 65	—	66—140	—	141—305
		—	До 70	—	71—160	—	161—290
	III	—	—	—	До 105	106—115	116—300
		—	До 35	—	36—135	—	136—305
	IV	—	До 25	—	26—60	61—150	151—300
		—	До 40	41—50	—	51—160	161—295

ВЛ 220 и 500 кВ

Материал опор	Район по гололеду	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная), при сечении проводов, мм <sup>2</sup>							
		240	300	400	500	3 × 300 (3 × 330)	3 × 400	3 × 500	
Железобетон	I	До 180	181—260	261—335	336—720*	До 645	646—1210	1211—1640	
		До 220	221—235	236—305	306—480				
	II	До 180	181—260	261—335	336—720*	До 645	646—1210	1211—1640	
		До 220	221—235	236—305	306—480				
	III	До 190	191—245	246—335	336—720*	До 635	636—1215	1216—1640	
		До 130	131—230	231—310	311—480				
	IV	До 205	206—305	306—390	391—720*	До 660	661—1250	1251—1640	
		До 135	136—280	281—300	301—480				
	Сталь	I	До 135	136—265	266—375	376—720*	До 890	891—1170	1171—1640
			До 145	146—295	296—335	336—480			
		II	До 135	136—235	236—365	366—720*	До 890	891—1170	1171—1640
			До 150	151—285	286—330	331—480			
III		До 145	146—195	196—315	316—720*	До 890	891—1210	1211—1640	
		До 145	146—250	251—340	341—480				
IV		До 145	146—205	206—285	286—720*	До 890	891—1150	1151—1640	
		До 150	151—215	216—355	356—480				

\* Верхняя граница токового интервала двухцепной ВЛ соответствует допустимому току при условии отключения одной цепи.

Примечание. Продолжительность использования максимальной нагрузки  $T_M$  принималась: для ВЛ 110—330 кВ  $T_M = 5000$  ч, 500—750 кВ  $T_M = 6000$  ч

Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где  $I_5$  – ток линии на пятом году ее эксплуатации;  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации. Введение коэффициента  $\alpha_i$  учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Расчетное выражение для  $\alpha_i$  имеет вид:

$$\alpha_i = \sqrt{\sum_{t=1}^T \frac{i_t^2 - i_{t-1}^2}{(1 + E_{н,п})^{t-1}}},$$

где  $E_{н,п}$  – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, равный 0,08;  $i_t = I_t/I_5$  – отношение тока ВЛ  $t$ -го года к току пятого года эксплуатации;  $T$  – последний год расчетного периода. Для ВЛ 500–750 кВ продолжительность расчетного периода рекомендуется принимать не менее 10 лет.

Формула для определения  $\alpha_i$  используется при наличии информации об изменении нагрузки по годам эксплуатации. При известной нагрузке ВЛ 330–750 кВ только по этапам (первый, пятый, десятый годы эксплуатации)  $\alpha_i$  определяется по выражению

$$\alpha_i = \sqrt{0,15 + 0,13(i_1 + 0,3)^2 + 0,55(i_{10} + 0,07)^2},$$

где  $i_1$  и  $i_{10}$  – расчетные токи ВЛ соответственно первого и десятого года эксплуатации, отнесенные к току пятого года.

На рис. 39.8 приведены значения  $\alpha_i$  в зависимости от  $i_1$  и  $i_{10}$ , определенные по этому выражению.

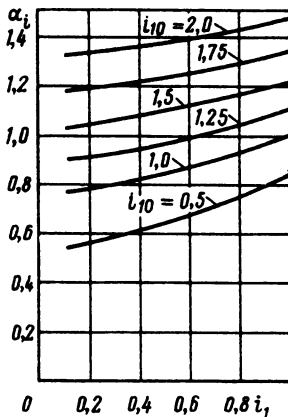


Рис. 39.8. Кривые поправок к расчетному току для выбора экономических сечений проводов с учетом изменения нагрузки во времени

Таблица 39.7. Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$  для ВЛ 110–330 кВ

Напряжения линии, кВ	$K_M$	При $T_M$ , ч					
		2000	3000	4000	5000	6000	более 6000
110–330	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
	0,8	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
	0,6	1,0	1,1	1,3	1,5	1,8	2,2
500–750	1,0	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
	0,8	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4
	0,6	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6	1,9

В практических расчетах  $\alpha_i$  изменяется в пределах от 0,6 до 1,65. При пользовании формулой или кривыми рис. 39.8  $i_{10}$  принимается не более 2, а для ВЛ 330, 500–750 кВ длиной более 200 и 500 км соответственно – не более 1.

Для ВЛ 110–220 кВ принимается  $\alpha_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки;  $\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии ( $T_M$ ) и ее значение в максимуме ЭС (определяется коэффициентом  $K_M$ ). Значение  $K_M$  принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$  принимаются по данным табл. 39.7.

Для линий с максимумом нагрузки летом или в часы снижения нагрузки ЭС (при  $K_M \leq 0,5$ ) значение  $I_5$  соответствует максимальному току ВЛ, а коэффициент  $\alpha_T$  принимается по следующим данным:

	При $T_M < 3000$ ч	При $T_M > 3000$ ч
Европейская часть	0,3	0,4
Сибирь, Казахстан и Средняя Азия . . . . .	0,5	0,7
Дальний Восток . . . . .	0,2	0,3

При пользовании нормированными значениями экономических токовых интервалов необходимо также руководствоваться следующим. Приведенные значения относятся только к проектируемым линиям и не являются критерием экономической нагрузки существующих. На таких линиях по сравнению с прокладкой дополнительных линий или заменой проводов проводами больших сечений допускается плотность тока до 2 А/мм<sup>2</sup>.

При расчетном токе одной цепи, превышающем верхнюю границу использования

максимального сечения проводов ВЛ, следует рассматривать варианты усиления сети.

Для линий с промежуточными отборами мощности выбор сечения производится по расчетной нагрузке соответствующего участка. При этом для смежных участков допускается принимать одинаковое сечение (по более протяженному участку), если их нагрузки находятся в соседних экономических интервалах.

Сечение проводов ВЛ на ответвлениях длиной до 2 км, сооружаемых одновременно с основной линией, принимается таким же, как на основной.

При выполнении заходов действующих ВЛ на ПС (электростанции) сечение провода выбирается по экономическим токовым интервалам. Как правило, выбранное сечение не должно быть менее чем на основной линии.

Для ВЛ напряжением 110 и 220 кВ основной сети, сооружаемых на территории крупнейших городов, как правило, рекомендуется применять сечения проводов 240 и 400 мм<sup>2</sup> соответственно.

Выбору сечений по экономическим токовым интервалам не подлежат сети напряжением до 1000 В, рассчитываемые по потере напряжения, сборные шины электроустановок всех напряжений, сети временных сооружений со сроком службы 3–5 лет, а также спешпереходы.

Проверка по условиям короны проводится для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, прокладываемых по трассам с отметками выше 1000 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка по условиям короны и уровню радиопомех не производится, если количество проводов в фазе и их диаметр равны или более значений, приведенных в табл. 39.8.

Данные для ВЛ 330 кВ соответствуют расстояниям между проводами в фазе 400–600 мм. Увеличение числа проводов в фазе и расстояния между проводами в фазе сверх указанных значений допускается только

при наличии технико-экономических обоснований.

Условия проверки по допустимой токовой нагрузке по нагреву

$$I_{p,n} \leq I_{доп}$$

где  $I_{p,n}$  – расчетный ток для проверки проводов и кабелей по нагреву, являющийся средней токовой нагрузкой за полчаса (расчетными режимами могут быть нормальные или аварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п.);  $I_{доп}$  – допустимый длительный ток нагрузки с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки и температуру окружающей среды.

Проверка по допустимым потерям и отклонениям напряжения. Такой проверке не подлежат линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше, так как повышение уровня напряжения увеличением сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается. Проектируемая сеть 6–10–20 кВ подлежит проверке на максимальную потерю напряжения от центра питания до удаленной ПС. Допустимые потери напряжения в сети устанавливаются с учетом расчета сети НН на допустимые отклонения напряжения. Увеличение сечения проводов на питающих линиях 6–10–20 кВ по условиям потери напряжения допускается при наличии технико-экономического обоснования по сравнению с применением на отдельных удаленных ПС трансформаторов с РПН. Сеть 6–10 кВ, идущая к приемникам электроэнергии этого напряжения, проверяется на допустимые отклонения напряжения.

Сети напряжением до 1000 В подлежат проверке на допустимые отклонения напряжения у потребителей. Отклонения напряжения

Таблица 39.8. Минимальные сечения и диаметры провода по условиям короны

Номинальное напряжение, кВ	Количество проводов в фазе, шт.	Диаметр провода, мм	Сечение стале-алюминиевого провода, мм <sup>2</sup>
110	1	11,4	70/11
150	1	15,2	120/19
220	1	21,6	240/39
330	2	21,6	240/39
	3	17,1	150/24
500	3	24,0	300/39, 300/66
750	4	29,1	400/93
	5	22,4	240/56

Таблица 39.9. Экономическая плотность тока для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией, А/мм<sup>2</sup>

Район страны	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч		
	1000–3000	3000–5000	Более 5000
Европейская часть, Закавказье, Дальний Восток	1,6	1,4	1,2
Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,8	1,6	1,5



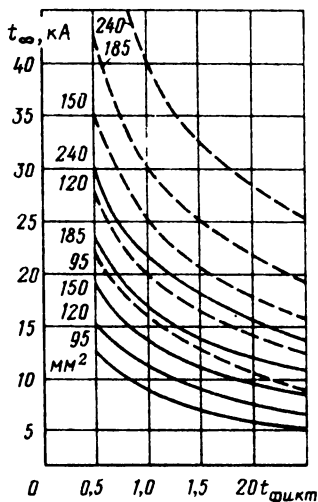


Рис. 39.9. Термическая стойкость кабелей 6–10 кВ сечением 95–240 мм<sup>2</sup> ( $t_{\text{фид}}$  определяется временами действия релейной защиты и срабатывания приводов выключателей)

для этих сетей являются определяющими при выборе сечения проводников. В расчетах городских сетей до 1000 В допускается исходить из заданной допустимой потери напряжения от шин НН ТП до наиболее удаленного электроприемника, считая ее равной 5–6%. При этом доля потери напряжения, приходящаяся на внутридомовые магистрали и групповую сеть квартир, может приниматься в пределах 1–2,5% в зависимости от этажности жилых домов.

Выбор сечения кабельных линий выполняется по нормативной плотности тока в зависимости от конструкции кабеля, числа часов использования максимальной нагрузки и региона страны (табл. 39.9). Выбранное сечение должно быть проверено по допустимой длительной нагрузке в соответствии с принятыми условиями прокладки кабельной линии, а также по допустимым потерям и отклонениям напряжения.

Проверка по допустимой токовой нагрузке по нагреву и по допустимым потерям и отклонениям напряжения производится для кабельных линий аналогично воздушным линиям.

Проверке по термической стойкости при токах КЗ подлежат кабельные линии, сборные шины, шинопроводы. Проверке не подлежат провода воздушных линий, а также кабельных линий, защищаемых плавкими предохранителями. Температура нагрева проверяемых проводников, °С, током КЗ должна

быть не выше следующих предельно допустимых значений:

Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов и алюминиевые шины . . . . .	200
Кабели до 10 кВ включительно с бумажной пропитанной изоляцией . . . . .	200
То же с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией . . . . .	150
То же с полиэтиленовой изоляцией . . . . .	120
Кабели 20–220 кВ . . . . .	125

Предельные значения установившегося тока КЗ  $I_{\infty}$ , соответствующего термической стойкости кабелей 10 кВ, приведены на рис. 39.9.

### Компенсация реактивной мощности в сетях энергосистем

Потребителями реактивной мощности в ЭС являются электроприемники промышленных предприятий, электрифицированный железнодорожный и городской транспорт, электроприемники сельскохозяйственных производств, а также маломощная нагрузка населенных мест. Широкое применение различных бытовых приборов и люминесцентных светильников привело к увеличению реактивной мощности нагрузки коммунально-бытовых потребителей.

Реактивная мощность нагрузки определяется на основании данных о значениях активной мощности нагрузки и  $\cos \phi$ . Естественные  $\cos \phi$  промышленных предприятий определяются по данным специализированных проектных институтов. При отсутствии таких данных можно воспользоваться ориентировочными значениями по отраслям промышленности, приведенными ниже

Предприятия	$\cos \phi$
Тяжелого машиностроения . . . . .	0,73
Станкостроения . . . . .	0,68
Инструментальные . . . . .	0,69
Шарикоподшипниковые . . . . .	0,83
Подъемно-транспортных машин . . . . .	0,75
Автотракторные . . . . .	0,79
Сельскохозяйственных машин . . . . .	0,79
Приборостроения . . . . .	0,79
Авторемонтные . . . . .	0,65
Вагоноремонтные . . . . .	0,69
Электротехнического оборудования	0,82
Металлообрабатывающие . . . . .	0,87
Органической химии . . . . .	0,75–0,8
Разнотехнических изделий . . . . .	0,65–0,7
Анилинокрасочные . . . . .	0,7
Искусственных волокон (капроновое, хордное, штапельное производство)	0,7–0,75
Нефтеперерабатывающий завод . . . . .	0,9
Горнорудные . . . . .	0,65–0,7
Металлургические:	
без термической сварки . . . . .	0,7
с термической сваркой . . . . .	0,85

При разработке схем развития электрических сетей на перспективу реактивные нагрузки на шинах 6–10 кВ ПС 110 кВ и выше должны приниматься с учетом:

обеспечения допустимых уровней напряжения в расчетных режимах работы сети;

требований «Инструкции по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях» (СПО Союзтехэнерго, М., 1981).

Первое из указанных условий определяется техническими ограничениями (уровни напряжения, пропускная способность сети в нормальных и послеаварийных режимах) и учитывается при проведении электрических расчетов сети. В расчетах рекомендуется принимать коэффициент реактивной мощности ( $\text{tg } \varphi$ ) на шинах ПС 6–10 кВ на основании отчетных данных, но не выше 0,40, т. е. такого значения, которое реально обеспечивается уже в настоящее время. При выполнении расчетов стационарных режимов рекомендуется руководствоваться следующим:

в питающих пунктах сети наибольшие расчетные напряжения при отсутствии более точных данных следует принимать ниже максимальных рабочих по ГОСТ: на 1% для сетей 500 и 750 кВ и на 2,5% для сетей 330 кВ и ниже;

на шинах понижающих ПС в режиме максимума нагрузки рекомендуются такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального, а в послеаварийных режимах – номинального;

в режиме минимума нагрузки напряжение на шинах ВН ПС 35–220 кВ, как правило, не должно превышать более чем на 5% номинальное напряжение сети; более высокое напряжение на стороне ВН трансформаторов допускается при условии, что на шинах 6–10 кВ не будет превышено номинальное;

в расчетах распределительных сетей напряжение на шинах СН и НН опорных ПС при отсутствии исходных данных рекомен-

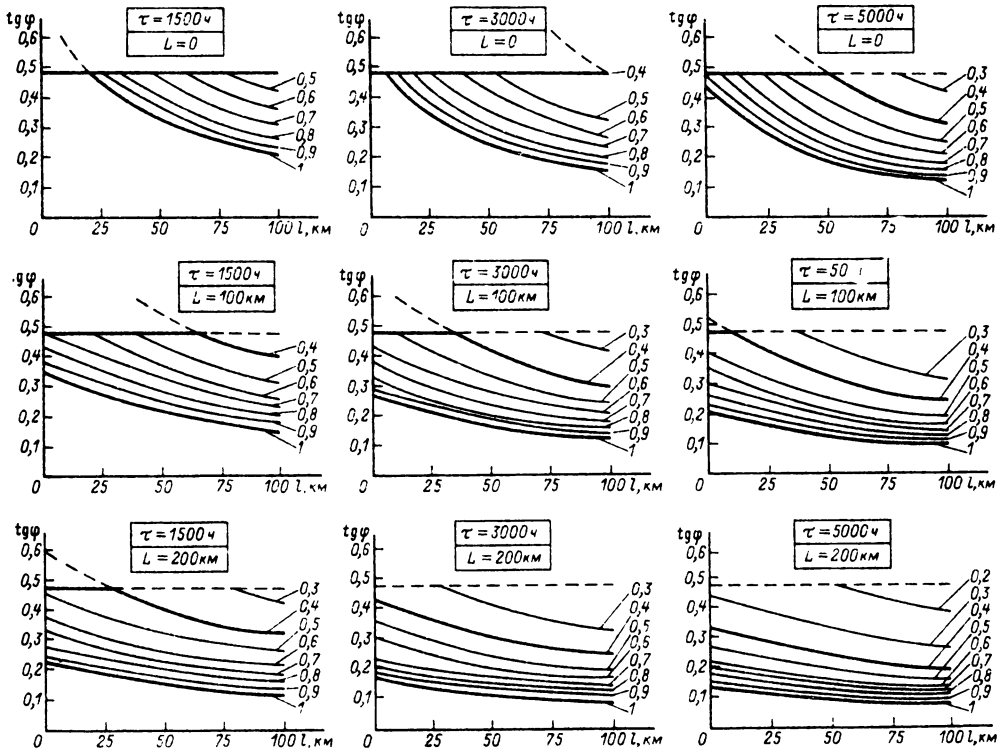


Рис. 39.10. Обобщенные расчетные кривые для определения оптимального  $\text{tg } \varphi$  для европейской части СССР:  $\tau$  – время наибольших потерь;  $L$  – удаленность ЦП (220–330 кВ) от источника питания 500–750 кВ;  $l$  – удаленность подстанции 110 кВ от ЦП. Параметр кривых  $S_n/S_{\text{доп}}$  где  $S_{\text{доп}}$  – допустимая по нагреву передаваемая мощность, МВ·А;  $S_n$  – нагрузка головного участка ВЛ, МВ·А

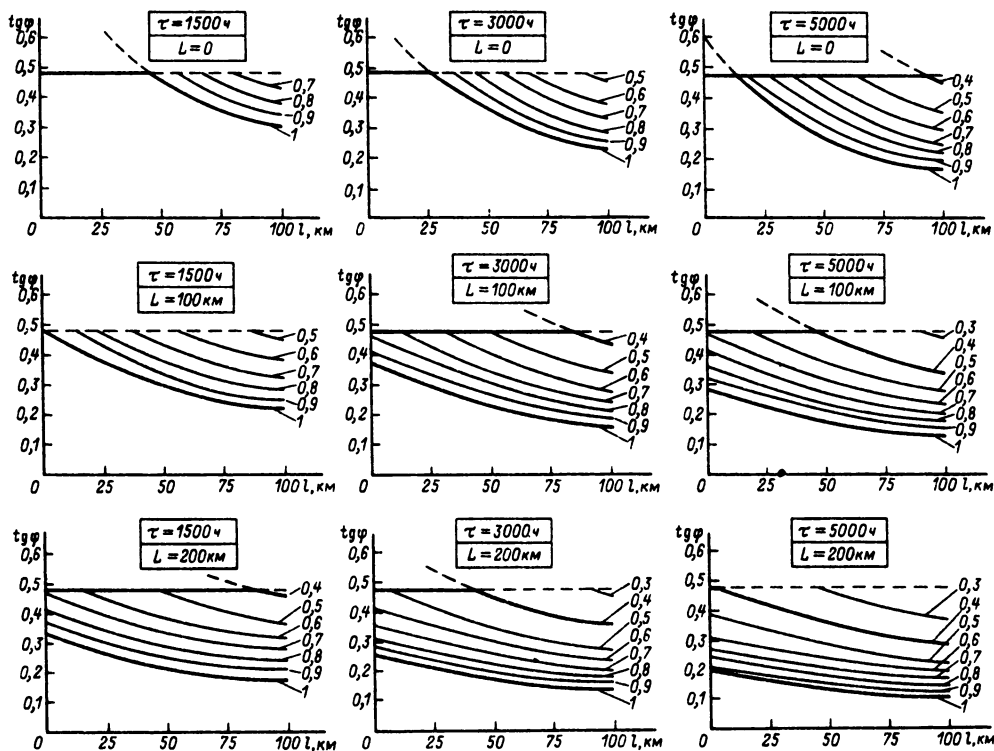


Рис. 39.11. То же, что рис. 39.10 для восточных районов

дуются принимать равным: для режима максимальных нагрузок 1,05 номинального, а для режима минимальных нагрузок — номинальному напряжению сети.

При этом необходимо учитывать использование имеющихся возможностей регулирования напряжения:

генераторов электростанций в пределах  $\pm 5\%$  номинального;

трансформаторов и автотрансформаторов в пределах их диапазона регулирования;

изменением реактивной мощности, вырабатываемой генераторами и синхронными компенсаторами, включая перевод их в режим потребления реактивной мощности;

включением (отключением) шунтовых реакторов и батарей конденсаторов.

Второе условие предполагает установку в сети дополнительных компенсирующих устройств (КУ) сверх необходимых по балансу реактивной мощности и обосновывается экономическими соображениями, когда затраты на установку и эксплуатацию КУ перекрываются экономией затрат за счет достигаемого при этом снижения потерь электроэнергии в сети. Целесообразная к установке мощность КУ

по экономическим соображениям, как правило, превышает мощность КУ, необходимую по техническим ограничениям.

Основные методические положения определения экономически обоснованных значений реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы на шины ПС, изложены в Инструкции.

При перспективном проектировании ЭС, характеризующемся относительно большой погрешностью и неопределенностью исходной информации, получили распространение более упрощенные методы определения значений реактивной мощности, передаваемой по сети на шины ПС. Используемые в этих случаях рекомендации полностью соответствуют основным положениям и принципам упомянутой выше Инструкции и вместе с тем обеспечивают условия для принятия в проектах развития энергосистем и электрических сетей решений, гарантирующих сохранение в ЭС баланса реактивной мощности при нормативных уровнях напряжения в расчетных режимах независимо от фактической реализации предложений по оптимальной степени компенсации реактивных нагрузок у потребителей.

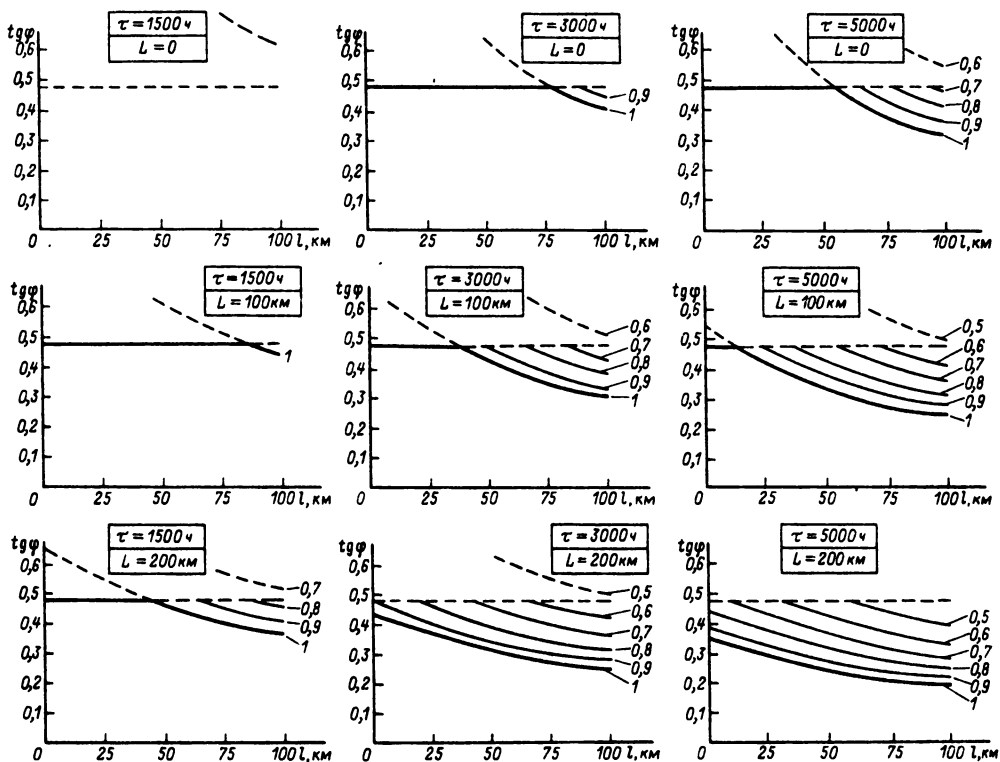


Рис. 39.12. То же, что рис. 39.10 для Сибири

Определение экономически обоснованных коэффициентов реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi$  на шинах ПС при перспективном проектировании ведется с использованием обобщенных показателей (рис. 39.10–39.12). Они дифференцированы для европейской части, Сибири и восточной части страны из-за разных значений замыкающих затрат на электроэнергию и удельных показателей стоимости КУ.

Порядок выполнения расчетов сводится к следующему:

1. Для рассматриваемой сети выполняются расчеты потокораспределения мощностей в нормальном и послеаварийных режимах в час максимума нагрузки. При этом исходное значение  $\operatorname{tg} \varphi$  на шинах 6–10 кВ ПС 110 кВ принимается на основании анализа отчетных или проектных данных, но не выше  $\operatorname{tg} \varphi = 0,40$ . В расчетах учитываются также существующие, сооружаемые и реально запланированные КУ. По результатам упомянутых расчетов выявляется минимально необходимая мощность КУ, устанавливаемых на ПС 110 кВ и выше, обеспечивающая нормативные уровни напряжения в сети во всех расчетных

режимах. Полученная мощность соответствует требованиям технических ограничений.

2. Оптимальное значение  $\operatorname{tg} \varphi$  на шинах 6–10 кВ рассматриваемой ПС 110 кВ определяется по расчетным кривым, для чего следует предварительно определить:

удаленность рассматриваемой ПС 110 кВ от центра питания (ЦП) 220–330 кВ ( $l$ );

удаленность ЦП от электростанции или ПС 500–750 кВ ( $L$ );

загрузку головного участка ВЛ 110 кВ, к которой присоединена ПС.

3. При радиальной схеме сети определенное значение  $\operatorname{tg} \varphi$  по удаленности и нагрузке не требует специальных пояснений.

При определении оптимального  $\operatorname{tg} \varphi$  для ПС 110 кВ в замкнутой сети рекомендуется принимать значения  $l$  и  $L$  в соответствии с потокораспределением мощностей в нормальном режиме. При этом, если в ЦП установлены синхронные компенсаторы или батареи конденсаторов, они условно приравниваются к ВЛ 220–330 кВ с протяженностью  $L = 0$ . Для ЦП, получающего мощность по нескольким ВЛ 220–330 кВ, экви-

валентную удаленность от источника питания  $L$  рекомендуется определять как среднеарифметическое значение длин питающих ВЛ 220–330 кВ (включая ветвь КУ с  $L=0$ ), по каждой из которых  $x$  рассматриваемому ЦП притекает не менее 30% суммарной реактивной нагрузки ЦП.

Для ПС 110 кВ, находящейся в точке потокоузла реактивных мощностей, предварительно определяется  $\operatorname{tg} \varphi'$  и  $\operatorname{tg} \varphi''$  отдельно для потоков мощности по каждой питающей ВЛ 110 кВ, а затем для суммарной нагрузки ПС находится его средневзвешенное значение:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{св}} = (P' \operatorname{tg} \varphi' + P'' \operatorname{tg} \varphi'')/P,$$

где  $P'$  и  $P''$  – потоки активной мощности, поступающие на ПС по соответствующим ВЛ 110 кВ;  $P = P' + P''$  – суммарная активная нагрузка ПС.

При распределении суммарной мощности намеченных к установке КУ между сетями разных напряжений следует исходить из того, что на ПС распределительной сети 35 кВ и выше, как правило, должны устанавливаться батареи конденсаторов, а на ПС основной сети при необходимости использования КУ для повышения устойчивости электропередачи или осуществления глубокого регулирования напряжения – синхронные компенсаторы.

Для сетей с короткими линиями 35–150 кВ, в которых могут быть допущены значительные потоки реактивной мощности без больших перепадов напряжений, могут оказаться целесообразными отказ от установки КУ в сетях 35–150 кВ и сосредоточение их на опорных ПС 220 кВ и выше.

#### Примеры расчетов

На рис. 39.13 приведен участок сети 110–330 кВ, расположенный в европейской части страны. Потокораспределение активных и реактивных мощностей соответствует нормальному режиму при максимуме нагрузки. Число часов использования максимума нагрузки  $T_m = 5000$ , время наибольших потерь  $\tau = 3000$  ч.

Определить оптимальный  $\operatorname{tg} \varphi$  для ПС 110 кВ № 1–4, 6, 8 и 14.

**Пример 1.** Для ПС № 1  $L = 0$ ,  $l = 45$  км.

Загрузка ВЛ 110 кВ составит:

$$\frac{S_n}{S_{\text{доп}}} = \left| \frac{15 + j6}{75,8} \right| = 0,21,$$

где  $S_n$  – нагрузка питающей ВЛ, МВ·А;  $S_{\text{доп}}$  – длительно допустимая мощность по нагреву для провода АС-120, МВ·А.

По кривым рис. 39.9 на шинах 10 кВ

ПС № 1 находим оптимальный  $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$ . Дополнительная компенсация не требуется.

**Пример 2.** Для ПС № 2–4  $l = 130$  км,  $l_2 = 70$  км,  $l_3 = 35$  км,  $l_4 = 15$  км. Определим нагрузку ВЛ, выполненной с проводом АС-120:

$$\frac{S_n}{S_{\text{доп}}} = \left| \frac{57,3 + j38,7}{75,8} \right| = 0,92.$$

По кривым рис. 39.9 находим, что на ПС № 2–4 требуется дополнительная компенсация. Для ПС № 2  $\operatorname{tg} \varphi = 0,15$ , ПС № 3  $\operatorname{tg} \varphi = 0,18$ , ПС № 4  $\operatorname{tg} \varphi = 0,23$ .

**Пример 3.** Для ПС № 6, расположенной в точке узла потока реактивной мощности, определим оптимальный  $\operatorname{tg} \varphi$  для потоков мощности по ВЛ 110 кВ со стороны ПС № 5 ( $\operatorname{tg} \varphi'$ ) и 7 ( $\operatorname{tg} \varphi''$ ).

При условии  $L = 0$  и  $l = 60$  км и

$$\frac{S_n}{S_{\text{доп}}} = \left| \frac{52,8 + j16}{75,8} \right| = 0,73$$

по кривым рис. 39.8 находим  $\operatorname{tg} \varphi' = 0,34$ .

При определении  $\operatorname{tg} \varphi''$  отметим, что суммарная реактивная нагрузка центра питания (ЦП) А составляет 127 Мвар и покрывается по двум ВЛ 330 кВ, в том числе со стороны:

ГРЭС – ЦП А – 95,7 Мвар (75% суммарной реактивной нагрузки ЦП А);

ЦП А – ЦП Б – 31,3 Мвар (25%). Поскольку переток реактивной мощности по ВЛ 330 кВ ЦП А – ЦП Б меньше 30%, учитываем внешнюю сеть по величине  $L'' = 120$  км и  $l'' = 55$  км:

$$\frac{S_n}{S_{\text{доп}}} = \left| \frac{11,5 + j12,7}{75,8} \right| = 0,23.$$

По кривым рис. 39.10 находим  $\operatorname{tg} \varphi'' = -0,4$ . Знак минус принимается из-за разного направления потоков активной и реактивной мощностей.

Оптимальное значение  $\operatorname{tg} \varphi''$  на шинах 10 кВ ПС № 6 составит:

$$\operatorname{tg} \varphi'' = \frac{20,8 \cdot 0,34 + (-8,8) - (-0,4)}{12,0} = \frac{10,5}{12,0} = 0,87.$$

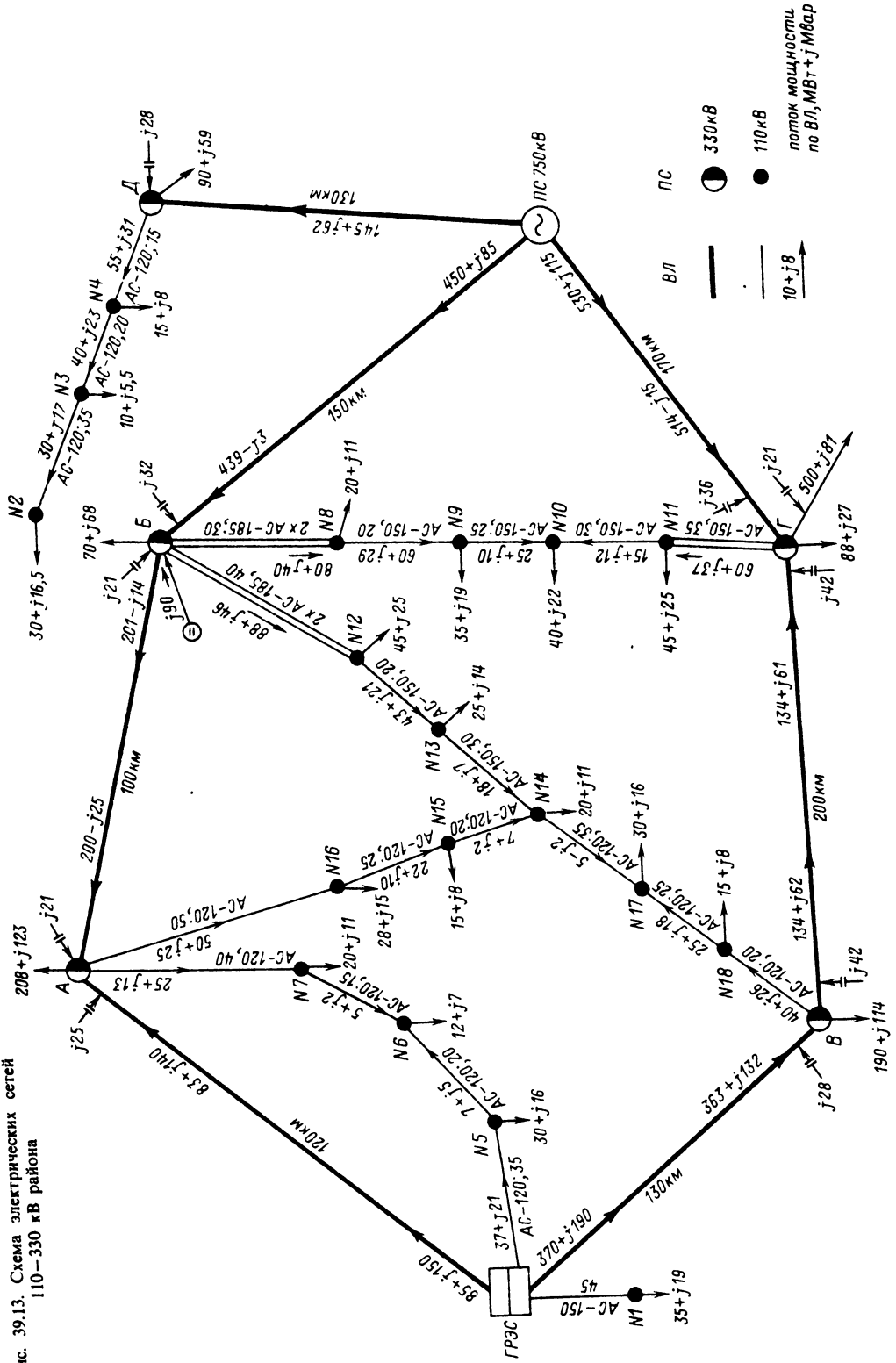
Дополнительной компенсации на ПС № 6 не требуется.

**Пример 4.** Определим необходимость дополнительной компенсации на ПС № 14. ПС № 14 получает питание по ВЛ 110 кВ от ЦП А и В.

Для потока мощности по ВЛ ПС № 15 и 14,  $L' = 120$  км (см. пример 3),  $l' = 95$  км и

$$\frac{S_n}{S_{\text{доп}}} = \left| \frac{48,7 + j16,4}{75,8} \right| = 0,68$$

Рис. 39.13. Схема электрических сетей  
110—330 кВ района



по кривым рис. 39.10 находим  $\text{tg } \phi' = -0,18$ , так как потоки активной и реактивной мощности направлены встречно.

Определим  $\text{tg } \phi''$  для потока мощности ПС № 13 – ПС № 14. Суммарная реактивная нагрузка ЦП Б составляет 133,5 Мвар и покрывается по двум ВЛ 330 кВ и синхронного компенсатора.

Переток реактивной мощности по ВЛ 330 кВ ЦП А – ЦП Б составляет 4,5 Мвар (не более 30%), поэтому направление со стороны ЦП А может не учитываться. По тем же причинам может не учитываться направление со стороны ПС 750 кВ.

Основная часть реактивной нагрузки ЦП Б покрывается за счет синхронного компенсатора, поэтому  $L'' = 0$ , а  $l'' = 90$  км и

$$\frac{S_{\text{п}}}{S_{\text{доп}}} = \left| \frac{85,4 + j35,2}{2 \cdot 103} \right| = 0,45$$

по кривым находим  $\text{tg } \phi'' = 0,4$ .

Определим  $\text{tg } \phi''$  для потока мощности по ВЛ 110 кВ ПС № 17 – ПС № 14.

Анализируя перетоки реактивной мощности к ЦП В, на основе соображений, приведенных выше, приходим к выводу, что основная нагрузка ЦП В покрывается от СК. В этих условиях  $L''' = 0$  и  $l''' = 80$  км,

$$\frac{S_{\text{п}}}{S_{\text{доп}}} = \left| \frac{48,3 + j34,1}{75,8} \right| = 0,78 \text{ и соответственно}$$

по кривым находим  $\text{tg } \phi''' = 0,25$ .

Оптимальное значение  $\text{tg } \phi$  для ПС № 14 определится:

$$\text{tg } \phi = \frac{3(-0,18) + 14,7 \cdot 0,4 + 2,3 \cdot 0,25}{20,0} = 0,29.$$

На ПС № 14 требуется дополнительная компенсация.

### 39.3. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ СЕТЕЙ И ПАРАМЕТРЫ ВХОДЯЩИХ В НИХ ЭЛЕМЕНТОВ

#### Схемы замещения линий

В расчетах режимов электрических сетей каждая фаза ВЛ обычно представляется П-образной схемой замещения (рис. 39.14, а). Параметры этой схемы замещения при длине ВЛ до 300 км определяются выражениями:

$$r = r_0 l; \quad x = x_0 l; \quad g = g_0 l; \quad b = b_0 l,$$

где  $r_0$ ,  $x_0$ ,  $g_0$ ,  $b_0$  – сопротивления и проводимости, Ом/км и См/км;  $l$  – длина линии, км;  $r_0$  находится в зависимости от темпе-

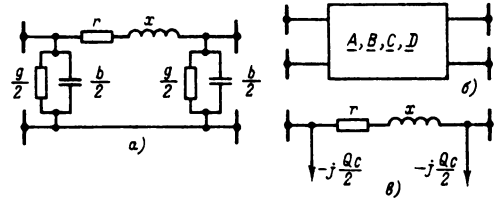


Рис. 39.14. Схемы замещения линий

ратуры провода  $t$  по сопротивлению при 20 °С  $r_{020}$ , приведенному в соответствии с ГОСТ 839-80 в табл. 39.10:

$$r_0 = r_{020} [1 + 0,004(t - 20^\circ)].$$

Индуктивное сопротивление  $x_0$  и емкостная проводимость  $b_0$  для ВЛ с расщепленными проводами:

$$x_0 = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_3} + \frac{0,0157}{n};$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_3}} \cdot 10^{-6},$$

где  $D_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами.

Зависимость  $D_{\text{ср}} = (U_{\text{ном}})$  приведена ниже:

Номинальное напряжение, кВ	35	110	150	220	330	500
$D_{\text{ср}}$ , м	3,5	5	6,5	8	11	14

Эквивалентный радиус расщепленного провода

$$R_3 = \sqrt[n]{n R \rho^{n-1}},$$

где  $n$  – число проводов расщепленной фазы;

Таблица 39.10. Сопротивления и проводимости ВЛ с нерасщепленными проводами

Сечение провода, м <sup>2</sup>	$r_{020}$ , Ом/км, при 20 °С	35 кВ		110 кВ		220 кВ	
		$x_0$ , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ , См/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ , См/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ , См/км
35/6,2	0,773	0,438	2,59	—	—	—	—
50/8	0,592	0,429	2,65	—	—	—	—
70/11	0,420	0,418	2,72	0,441	2,57	—	—
95/16	0,299	0,408	2,79	0,430	2,64	—	—
95/15	0,314	0,408	2,79	0,430	2,64	—	—
120/19	0,245	0,400	2,85	0,423	2,69	—	—
150/24	0,194	0,393	2,90	0,415	2,74	—	—
185/29	0,159	—	—	0,409	2,78	—	—
205/27	0,140	—	—	0,406	2,80	—	—
240/32	0,118	—	—	0,401	2,84	0,430	2,64
300/39	0,096	—	—	—	—	0,424	2,68
400/51	0,073	—	—	—	—	0,415	2,74
450/56	0,067	—	—	—	—	0,412	2,76

Таблица 39.11. Сопротивления и проводимости ВЛ с расщепленными проводами (на фазу)

Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Число проводов в фазе	r <sub>0 20°</sub> , Ом/км, при 20°C	330 кВ	
			x <sub>0</sub> , Ом/км	b <sub>0</sub> · 10 <sup>-6</sup> , См/км
240/32 300/39 330/43	2	0,059	0,329	3,41
	2	0,048	0,326	3,44
	3	0,029	—	—
400/51	2	0,036	0,321	3,49
	3	0,024	—	—
	4	0,018	—	—

рями на корону ΔP<sub>кор</sub>, кВт/км, и номинальным напряжением линии U<sub>ном</sub>, кВ:

$$g_0 = \Delta P_{кор} / U_{ном}^2$$

Значения x<sub>0</sub>, b<sub>0</sub>, а также r<sub>0 20°</sub> для некоторых сечений проводов приведены в табл. 39.10 и 39.11. Зарядная мощность зависит от напряжения, емкостной проводимости и длины линии:

$$Q_C = U^2 b = U^2 b_0 l$$

Средние значения ee на 1 км при U = 1,05U<sub>ном</sub> для ВЛ 35–330 кВ приведены ниже:

U <sub>ном</sub> , кВ . . . . .	35	110	220	330
q <sub>C</sub> · 10 <sup>-2</sup> , Мвар . . . . .	0,37	3,6	14	41

R – радиус провода; ρ – радиус расщепления:

$$\rho = \frac{a}{2 \sin \frac{\pi}{n}}$$

a – расстояние между n проводами в фазе. Для некоторых значений n значения эквивалентного радиуса приведены ниже:

n	R <sub>эк</sub>
1	R (нерасщепленный провод)
2	$\sqrt{Ra}$
3	$\sqrt[3]{Ra^2}$
4	$\sqrt[4]{Ra^3 \sqrt{2}}$
8	$\sqrt[8]{Ra^7 52}$

Активная проводимость g<sub>0</sub> определяется максимальными либо среднегодовыми поте-

Зарядной мощностью ВЛ 35 кВ и ниже в расчетах обычно пренебрегают.

При длине ВЛ свыше 300 км сопротивления и проводимости П-образной схемы замещения получают путем умножения их на поправочные коэффициенты K<sub>r</sub>, K<sub>x</sub>, K<sub>C</sub> соответственно для активного и индуктивного сопротивлений и емкостной проводимости. Если длина ВЛ не превышает 1000 км, то эти поправочные коэффициенты могут быть вычислены по упрощенным формулам (см. разд. 40).

В ряде случаев ВЛ 500 кВ и выше представляются в расчетах не П-образной схемой замещения, а пассивным симметричным четырехполюсником с константами A, B, C, D [рис. 39.14, б]. Константы четырехполюсника связаны с параметрами П-образной схемы

Таблица 39.12. Сопротивления и зарядная мощность кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом/км		6 кВ		10 кВ		20 кВ		35 кВ	
	медь	алюминий	x <sub>0</sub> , Ом/км	q c <sub>0</sub> , квар/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	q c <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	q c <sub>0</sub> , квар/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	q c <sub>0</sub> , квар/км
10	1,84	3,1	0,11	2,3	—	—	—	—	—	—
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9	—	—	—	—
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	—	—
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	—	—
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,09	11,7	0,119	31,8	—	—
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	—	—	—	—



Таблица 39.13. Сопротивления и зарядная мощность маслонаполненных кабелей с медными жилами

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом/км	110 кВ		220 кВ	
		$x_0$ , Ом/км	$q_{C0}$ , Мвар/км	$x_0$ , Ом/км	$q_{C0}$ , Мвар/км
150	0,122	0,2	1,18	0,16	3,6
185	0,099	0,195	1,21	0,155	3,65
240	0,077	0,19	1,25	0,152	3,78
270	0,068	0,185	1,27	0,147	3,85
300	0,061	0,18	1,3	0,145	3,93
350	0,051	0,175	1,33	0,14	4,07
400	0,046	0,17	1,36	0,135	4,2
425	0,042	0,165	1,37	0,132	4,26
500	0,037	0,16	1,42	0,128	4,45
550	0,032	0,155	1,45	0,124	4,6
625	0,029	0,15	1,5	0,12	4,77
700	0,026	0,145	1,55	0,116	4,92
800	0,022	0,14	1,6	0,112	5,03

замещения выражениями:

$$A = \underline{D} = 1 + \underline{ZY}/2;$$

$$\underline{B} = \underline{Z};$$

$$\underline{C} = \underline{Y}(1 + \underline{ZY}/4),$$

где  $\underline{Z} = r + jx$ ;  $\underline{Y} = g + jb$ .

В большинстве расчетов сетей 110–330 кВ могут быть использованы П-образные схемы замещения в виде, указанном на рис. 39.14, в. Кабельные линии также представляются П-образной схемой замещения. Они обладают большими значениями емкостной проводимости, нежели воздушные. В табл. 39.12 указаны сопротивления  $r_0$  и  $x_0$ , а также зарядная мощность  $q_{C0}$  для кабелей с бумажной изоляцией и с вязкой пропиткой. В табл. 39.13 представлены аналогичные данные для маслонаполненных кабелей с медными жилами. Параметры схемы замещения кабельных линий длиной до 50 км определяются умножением данных табл. 39.12 и 39.13 на длину. При больших длинах необходимо вводить поправочные коэффициенты  $K_r$ ,  $K_x$ ,  $K_C$ . Активная проводимость  $g$  учитывается для кабельных линий 110 кВ и выше по значению реактивной проводимости  $b$  и  $\text{tg } \delta$ :

$$g = b \text{tg } \delta.$$

Значение  $\text{tg } \delta$  берется по данным заводоизготовителей и находится в пределах 0,003–0,006.

#### Схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов

Схемы замещения двух- и трехобмоточных трансформаторов представлены на рис. 39.15 и 39.16. Для двухобмоточных трансформаторов параметры схемы замещения

$r_T$ , Ом;  $x_T$ , Ом;  $g_T$ , См;  $b_T$ , См;  $\Delta Q_x$ , квар:

$$r_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{НОМ}}^2 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}^2};$$

$$x_T = \frac{u_K \% U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2} 10^{-3};$$

$$b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2} 10^{-3},$$

где  $\Delta P_K$  и  $\Delta P_x$  – в кВт;  $\Delta Q_x$  – в квар;  $U_{\text{НОМ}}$  – в кВ;  $S_{\text{НОМ}}$  – в МВ·А.

Для трехобмоточных трансформаторов каталожные данные обычно содержат одно значение потерь КЗ  $\Delta P_{\text{ВН-СН}}$ , причем мощности обмоток ВН и СН одинаковы и равны номинальной. В этом случае активное сопротивление каждой из обмоток

$$r = \frac{\Delta P_{\text{ВН-СН}} U_{\text{НОМ}}^2 10^{-3}}{2S_{\text{НОМ}}^2}.$$

Активное сопротивление обмотки НН

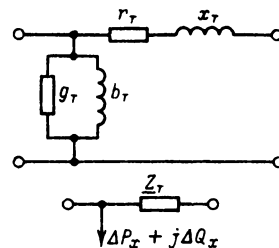


Рис. 39.15. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

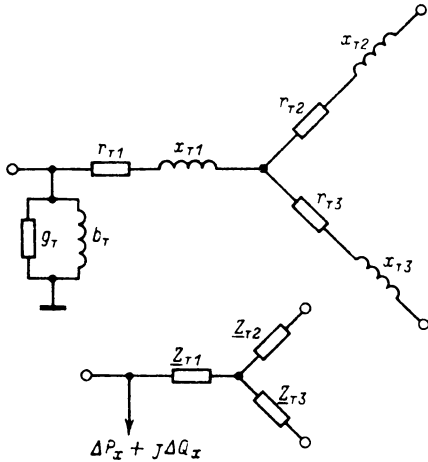


Рис. 39.16. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

определяется по соотношению мощностей

$$r_T^{НН} = r_T^{ВН} S_{НОМ} / S_{НН},$$

где  $S_{НН}$  — мощность обмотки НН.

До определения индуктивного сопротивления схемы замещения трехобмоточного трансформатора по каталожным данным находят напряжения КЗ каждого луча схемы:

$$U_{к\%}^{ВН} = \frac{U_{к\%}^{ВН-СН} + U_{к\%}^{ВН-НН} - U_{к\%}^{СН-НН}}{2};$$

$$U_{к\%}^{СН} = U_{к\%}^{ВН-СН} - U_{к\%}^{ВН};$$

$$U_{к\%}^{НН} = U_{к\%}^{ВН-НН} - U_{к\%}^{ВН};$$

После того, как найдены эти значения, индуктивные сопротивления лучей схемы замещения рис. 39.16 определяются по формулам, приведенным для двухобмоточного трансформатора. Активная и индуктивная проводимости трехобмоточного трансформатора определяются также как для двухобмоточного.

При определении  $\Delta Q_x$  однофазных трансформаторов, соединенных в трехфазную группу, в качестве  $S_{НОМ}$  берется мощность трехфазной группы, т. е. утроенная мощность однофазного трансформатора. Точно так же  $\Delta P_x$ , соответствующие каталожным данным однофазного трансформатора, в схеме замещения рис. 39.15 утраиваются. Схема замещения АТ принимается такой же, как для трехобмоточного трансформатора [39.16]. Поэтому параметры схемы замещения АТ определяются по тем же формулам. Отличие состоит в необходимости в некоторых случаях предварительного приведения к

номинальной мощности каталожных значений напряжений КЗ и потерь КЗ, отнесенных к мощности обмотки НН АТ. Это приведение производится по выражениям:

$$U_{к}^{ВН-НН} = U_{к'}^{ВН-НН} / \alpha;$$

$$U_{к}^{СН-НН} = U_{к'}^{СН-НН} / \alpha;$$

$$\Delta P_M^{ВН-НН} = \Delta P_M'^{ВН-НН} / \alpha^2;$$

$$\Delta P_M^{СН-НН} = \Delta P_M'^{СН-НН} / \alpha^2,$$

где коэффициент  $\alpha = S_{НН} / S_{НОМ}$  характеризует отношение мощности обмотки НН к номинальной мощности АТ; штрихом обозначены величины, отнесенные к мощности обмотки НН, без штриха — величины, отнесенные к номинальной мощности;  $U_{к}^{ВН-СН}$  и  $\Delta P_M^{ВН-СН}$  приведению не подлежат, так как в опытах КЗ они даны по отношению к номинальной мощности.

В табл. 39.14–39.23 приведены параметры схемы замещения трансформаторов и АТ 35–330 кВ. Сопротивления  $r_T$  и  $x_T$  в этих таблицах приведены к номинальному напряжению обмотки ВН.

Потери активной и реактивной мощностей  $\Delta P_T$  и  $\Delta Q_T$  в  $n$  параллельно работающих трансформаторах:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{к}}{n} \frac{S^2}{S_{НОМ}^2} + n \Delta P_x;$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n} \frac{U_{к\%}}{100} \frac{S^2}{S_{НОМ}} + n \Delta Q_x,$$

где  $S$  — нагрузка ПС, на которой установлены трансформаторы;  $S_{НОМ}$  — номинальная мощ-

Таблица 39.14 Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{НОМ}$ , МВ·А	$U_{НОМ}$ , кВ		$r_T$ , Ом	$x_T$ , Ом	$\Delta Q_x$ , квар
		ВН	НН			
ТМ, ТМН	1	35	3,15; 6,3; 10,5; 11	14,2	79,6	15
ТМ, ТМН	1,6	35	3,15; 6,3; 10,5; 11	7,89	49,8	22,4
ТМ, ТМН	2,5	35	3,15; 6,3; 10,5; 11	4,6	31,8	27,5
ТМ, ТМН	4	35	3,15; 6,3; 10,5; 11	2,56	23	40
ТМ, ТМН	6,3	35	3,15; 6,3; 10,5; 11	1,43	14,6	37,8
ТД	10	38,5	6,3; 10,5	0,96	11,1	80
ТД	16	38,5	6,3; 10,5	0,52	7,41	96
ТД	40	38,5	6,3; 10,5	0,15	3,15	160
ТДЦ	80	38,5	6,3; 10,5	0,06	1,76	240

Таблица 39.15. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$r_T, \text{Ом}$			$x_T, \text{Ом}$			$\Delta Q_x, \text{квар}$
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН	6,3	0,85	0,85	0,85	0	15,5	15,5	75,6
ТДТН	10	0,51	0,51	0,51	11,8	0	10,5	100
ТМТН	16	0,3	0,3	0,3	7,38	0	6,54	152

Таблица 39.16. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$r_T, \text{Ом}$	$x_T, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$
		ВН	НН			
ТМН	2,5	110	6,6; 11	42,6	508	37,5
ТМН	6,3	115	6,6; 11	16	220	50,4
ТДН	10	115	6,6; 11	7,9	139	70
ТДН	16	115	6,6; 11	4,4	86,8	112
ТДН, ТРДН	25	115	6,3—6,3; 10,5—10,5; 6,3—10,5; 38,5	2,54	55,5	175
ТДН, ТРДН	32	115	6,3—6,3; 10,5—10,5; 38,5	1,32	34,7	260
ТД	40	121	3,15; 6,3; 10,5	1,46	38,4	260
ТДЦН, ТРДЦН	63	115	6,3—6,3; 10,5—10,5; 38,5	0,82	22	378
ТДЦН, ТРДЦН	80	115	6,3—6,3; 10,5—10,5; 6,3—10,5; 38,5	0,64	17,4	480
ТДЦ	80	121	3,15; 6,3; 10,5; 13,8	0,71	19,2	480
ТРДЦН	125	115	10,5—10,5	0,34	11,1	687
ТДЦ	125	121	10,5; 13,8	0,37	12,3	687
ТДЦ	200	121	13,8; 15,75; 18	0,2	7,7	1000
ТДЦ	250	121	15,75	0,15	6,1	1250
ТДЦ	400	121	20	0,08	3,84	1800

Таблица 39.17. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$r_T, \text{Ом}$			$x_T, \text{Ом}$			$\Delta Q_x, \text{квар}$
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН	6,3	9,7	9,7	9,7	226	0	131	75,6
ТДТН	10	5	5	5	142	0	82,6	110
ТДТН	16	2,5	2,5	2,5	88,8	0	51,7	160
ТДТН	25	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	225
ТДТН	40	0,9	0,9	0,9	35,5	0	22,3	320
ТДТН	63	0,5	0,5	0,5	22	0	14,7	441
ТДТН	80	0,4	0,4	0,4	18,6	0	12	480

Таблица 39.18. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$r_T, \text{Ом}$	$x_T, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$
		ВН	НН			
ТМН	4	158	6,6; 11	54,6	655	48
ТДН	16	158	6,6; 11	8,6	172	128
ТРДН	32	158	6,3—6,3; 10,5—10,5; 6,3—10,5	3,53	81,9	224
ТРДН	63	158	6,3—6,3; 10,5—10,5; 6,3—10,5	1,48	41,6	409
ТДЦ	125	165	13,8; 10,5	0,66	24	625
ТДЦ	250	165	10,5; 13,8; 15,75	0,28	12	1250
ТДЦ	400	165	20	0,16	7,5	2000

Таблица 39.19. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$r_T, \text{Ом}$			$x_T, \text{Ом}$			$\Delta Q_x, \text{квар}$
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН	16	4,68	4,68	4,68	175	0	105	160
ТДТН	25	2,9	2,9	2,9	112	0	67,4	225
ТДТН	40	1,44	1,44	1,44	70,2	0	42,1	320
ТДТН	63	0,9	0,9	0,9	44,5	0	26,7	441
АТДЦТН	100	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 39.20. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	U <sub>ном</sub> , кВ		r <sub>Г</sub> , Ом	x <sub>Г</sub> , Ом	ΔQ <sub>л</sub> , квар
		ВН	НН			
ТРДН	32	230	6,6–6,6; 11–11; 6,6–11; 38,5	8,63	198	288
ТРДЦН	63	230	6,6–6,6; 11–11; 6,6–11; 38,5	4	100	504
ТДЦ	80	242	6,3; 10,5; 13,5	2,93	80,5	480
ТРДЦН	100	230	11–11; 38,5	1,9	63,5	700
ТДЦ	125	242	10,5; 13,8	1,42	51,5	625
ТРДЦН	160	230	11–11; 38,5	1,08	39,7	960
ТДЦ	200	242	13,8; 15,75; 18	0,85	32,2	900
ТДЦ	250	242	13,8; 15,75	0,61	25,8	1125
ТДЦ	400	242	13,8; 15,75	0,32	16,1	1600
ТЦ	630	242	15,75; 20	0,19	11,6	2205

Таблица 39.22. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	U <sub>ном</sub> , кВ		r <sub>Г</sub> , Ом	x <sub>Г</sub> , Ом	ΔQ <sub>л</sub> , квар
		ВН	НН			
ТРДН	32	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	18,1	374	272
ТДН ТРДН	32	330	38,5	18,1	374	272
	63	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5			
ТДН ТДЦ	63	330	38,5	7,27	190	441
	125	347	10,5; 13,8			
ТРДЦН	125	330	10,5–10,5	2,93	95,8	625
ТДЦ	200	347	13,8; 15,75; 18	1,68	66,2	900
ТРДЦН	200	330	10,5–10,5	–	–	–
		347	13,8; 15,75	1,16	53	1125
ТДЦ	400	347	15,75; 20	0,61	33,1	1600
ТЦ	630	347	15,75; 20; 24	0,39	21	2205
ТЦ	1000	347	24	0,26	13,8	4000
	1250	347	24			

Таблица 39.21. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	r <sub>Г</sub> , Ом			x <sub>Г</sub> , Ом			ΔQ <sub>л</sub> , квар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН	25	5,71	5,71	5,71	275	0	148	300
АТДТН	32	3,74	3,74	7,49	198	0	364	192
ТДТН	40	3,97	3,97	3,97	165	0	126	440
ТДЦТН	63	2,13	2,13	2,13	109	0	92	630
АТДТН	63	1,43	1,43	2,86	101	0	193	315
АТДТН	100	0,69	0,69	1,37	60,8	0	103	500
АТДЦТН	125	0,49	0,49	0,98	48,7	0	82,5	625
АТДЦТН	160	0,39	0,39	0,78	38	0	67,8	800
АТДЦТН	200	0,28	0,28	0,57	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН	250	0,22	0,22	0,44	24,3	0	43,4	1250

Таблица 39.23. Трехфазные АТ 330 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	r <sub>Г</sub> , Ом			x <sub>Г</sub> , Ом			ΔQ <sub>л</sub> , квар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН	63	3,8	3,8	7,7	177	0	376	378
АТДЦТН	125	1,3	1,3	2,6	100	0	205	625
АТДЦТН	200	0,8	0,8	2	58	0	127	1000

где S<sub>нб</sub> – наибольшая нагрузка ПС; τ – время потерь.

ность каждого из них; ΔQ<sub>л</sub> – по данным табл. 39.14 – 39.23\*.

Потери энергии в n параллельно включенных трансформаторах

$$\Delta A_{\tau} = n \Delta P_x 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_k (S_{нб}/S_{ном})^2 \tau,$$

\* U<sub>к%</sub>, ΔP<sub>к</sub>, ΔP<sub>х</sub> – см. § 22.29.

**Характеристики нагрузки**

Обобщенные статические характеристики нагрузки могут быть представлены [39.6] в виде

$$P = P_0 \left[ a_P \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + b_P \frac{U}{U_0} + c_P \right] \times \left( 1 + d_P \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}} \right);$$

$$Q = Q_0 \left[ a_Q \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + b_Q \frac{U}{U_0} + c_Q \right] \times \left( 1 + d_Q \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \right),$$

где  $P_0$ ,  $Q_0$ ,  $U_0$  – активная и реактивная мощности и напряжение узла нагрузки в исходном режиме;  $f_{\text{ном}}$  – номинальное значение частоты.

Таблица 39.24. Значения коэффициентов  $b_P$ ,  $c_P$ ,  $d_P$

Характер узла нагрузки	Статистические характеристики нагрузки								
	пологие		средние		крутые		$d_P$		
	$b_P$	$c_P$	$b_P$	$c_P$	$b_P$	$c_P$	пологие	средние	крутые
Преобладают крупные промышленные предприятия	0,3	0,7	0,6	0,4	0,9	0,1	1	1,3	1,6
В среднем Крупных предприятий нет	0,4 0,9	0,6 0,1	0,9 1,2	0,1 -0,2	1,4 1,5	0,4 -0,5	0,5 0,4	1,0 0,7	1,5 1,0

Таблица 39.25. Значения коэффициентов  $a_Q$ ,  $b_Q$ ,  $c_Q$ ,  $d_Q$

Статистические характеристики нагрузки			cos φ		
			0,83–0,87	0,88–0,9	0,91–0,93
По напряжению	Пологие	$a_Q$	10	11,9	14,1
		$b_Q$	-18	-21,8	-26,2
		$c_Q$	9	10,9	13,1
	Средние	$a_Q$	9,6	11,4	13,5
		$b_Q$	-15,3	-18,5	-22,2
		$c_Q$	6,7	8,1	9,7
Крутые	$a_Q$	10	11,9	14,1	
	$b_Q$	-14,4	-17,4	-21	
	$c_Q$	5,4	6,5	7,9	
По частоте	Пологие	$d_Q$	-0,5	-0,7	-1
	Средние	$d_Q$	-1,1	-1,5	-2
	Крутые	$d_Q$	-1,7	-2,3	-3

Таблица 39.26. Регулирующий эффект активной мощности нагрузки

Характер узла нагрузки	Статистические характеристики нагрузки					
	пологие	средние	крутые	пологие	средние	крутые
Преобладают крупные промышленные предприятия В среднем Крупных предприятий нет	$\partial P / \partial U$			$\partial P / \partial f$		
	0,3	0,6	0,9	1	1,3	1,6
	0,4 0,9	0,9 1,2	1,4 1,5	0,5 0,4	1 0,7	1,5 1

Таблица 39.27. Регулирующий эффект реактивной мощности нагрузки

cos φ	Статистические характеристики нагрузки					
	пологие	средние	крутые	пологие	средние	крутые
	$\partial Q / \partial U$			$\partial Q / \partial f$		
0,83–0,87	2	3,9	5,6	-0,5	-1,1	-1,7
0,88–0,9	2	4,3	6,4	-0,7	-1,5	-2,3
0,91–0,93	2	4,8	7,2	-1	-2	-3

Обычно принимается  $a_P = 0$ , т. е. линейная зависимость активной мощности нагрузки от напряжения. Коэффициенты  $b_P$ ,  $c_P$  и  $d_P$  в зависимости от характеристики узла нагрузки можно взять из табл. 39.24. Коэффициенты  $a_Q$ ,  $b_Q$ ,  $c_Q$  и  $d_Q$  берутся в зависимости от cos φ из табл. 39.25.

Значения регулирующего эффекта нагрузки вблизи режима с номинальным напряжением и номинальной частотой

$$\left( \frac{\partial P}{\partial U} \right)_{U=U_{\text{ном}}} ; \left( \frac{\partial Q}{\partial U} \right)_{U=U_{\text{ном}}} ;$$

$$\left( \frac{\partial P}{\partial f} \right)_{f=f_{\text{ном}}} ; \left( \frac{\partial Q}{\partial f} \right)_{f=f_{\text{ном}}}$$

представлены в табл. 39.26 и 39.27.

Средние статистические характеристики примерно соответствуют следующему составу нагрузки, %:

Крупные асинхронные двигатели . . . . .	15
Мелкие асинхронные двигатели . . . . .	35

Крупные синхронные двигатели . . . . .	9
Печи и ртутные выпрямители . . . . .	11
Освещение и бытовая нагрузка . . . . .	22
Потери в сетях . . . . .	8

Упрощенно можно считать, что активная мощность нагрузки не зависит от изменения напряжения [ $P = \text{const}$ ], а реактивная пропорциональна квадрату напряжения [ $x = \text{const}$ ]. В ряде случаев принимают, что не только активная, но и реактивная мощность нагрузки не зависит от напряжения [ $P = \text{const}$ ,  $Q = \text{const}$ ].

### 39.4. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ РАЗОМКНУТЫХ И ПРОСТЕЙШИХ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

Расчетная мощность ПС  $S_{\text{расч}}$  (рис. 39.17) представляет собой мощность нагрузки с учетом потерь мощности в трансформаторах и зарядной мощности линий

$$S_{\text{расч}} = S_n + \Delta P_{\tau} + j\Delta Q_{\tau} - jQ'_{c1} - jQ'_{c2},$$

где

$$Q'_{c1} = U_{\text{ном}}^2 \frac{b_1}{2}; \quad Q'_{c2} = U_{\text{ном}}^2 \frac{b_2}{2}.$$

#### Расчеты режима разомкнутых сетей

«Расчет по данным конца» имеет целью определение напряжения  $\underline{U}_A$  и потока мощности в начале линии  $\underline{S}_A$  по заданным напряжению  $\underline{U}_n$  и нагрузке  $\underline{S}_n$  в конце (рис. 39.18). Расчет выполняется по участкам сети, начиная с последнего  $n$ -го. На этом участке определяются падение напряжения

$$U_{n-1} = \sqrt{(U_n + \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2},$$

где продольная  $\Delta U_n$  и поперечная  $\delta U_n$

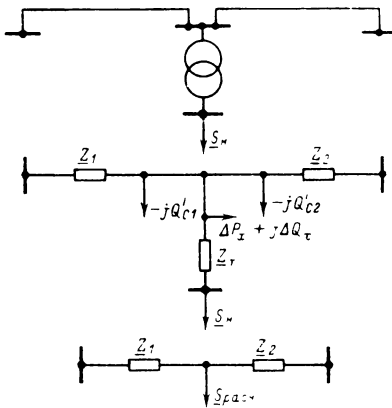


Рис. 39.17. Определение расчетной мощности ПС

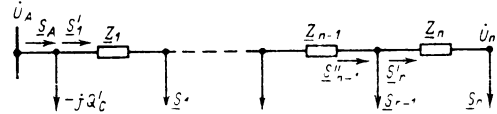


Рис. 39.18. Расчет режима разомкнутой сети

составляющие:

$$\Delta U_n = (P_n r_n + Q_n x_n) / U_n;$$

$$\delta U_n = (P_n x_n - Q_n r_n) / U_n$$

и потери мощности

$$\Delta P_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} r_n;$$

$$\Delta Q_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} x_n.$$

После этого определяется мощность в конце предыдущего  $(n - 1)$ -го участка

$$S''_{n-1} = S_n + \Delta P_n + j\Delta Q_n + S_{n-1}$$

и таким же образом находят падение напряжения и потери мощности на  $(n - 1)$ -м участке и т. д.

«Расчет по данным начала» отличается от «расчета по данным конца» тем, что в первом случае задается напряжение не в конце линии, а в начале —  $U_A$ . Этот расчет выполняется в два этапа. На первом этапе находят только потери мощности по тем же формулам, принимая, что во всех узлах нагрузки напряжение равно номинальному  $U_{\text{ном}}$ . Первый этап заканчивается определением мощности головного участка  $S'_1$  и  $S_A$ . На втором этапе по найденным на первом этапе значениям потоков мощности определяются падения напряжения по участкам, начиная с первого (рис. 39.18),

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2},$$

где

$$\Delta U = \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_A};$$

$$\delta U = \frac{P_1 x_1 - Q_1 r_1}{U_A}.$$

«Расчет по данным начала» заканчивается определением напряжения  $U_n$ .

В местных сетях потери мощности и поперечная составляющая падения напряжения не учитываются и потери напряжения определяются по номинальному напряжению. Суммарная потеря напряжения в местной сети с двумя участками в соответствии с обозна-

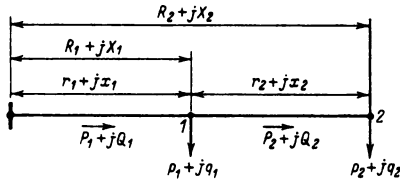


Рис. 39.19. Определение потери напряжения в местных сетях

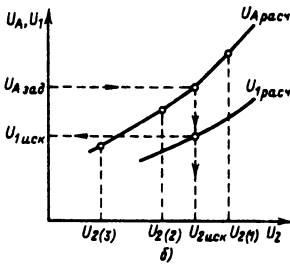
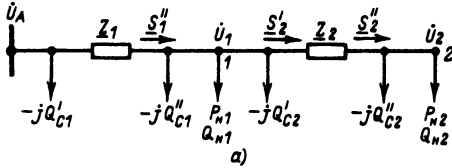


Рис. 39.20. Расчет режима разомкнутой сети методом систематизированного подбора

чениями рис. 39.19 равна

$$\Delta U = \frac{1}{U_{ном}} [(P_1 r_1 + P_2 r_2) + (Q_1 x_1 + Q_2 x_2)] = \frac{1}{U_{ном}} [(p_1 R_1 + p_2 R_2) + (q_1 X_1 + q_2 X_2)].$$

Суммарная потеря напряжения в местной сети с участками определяется выражением

$$\Delta U = \frac{1}{U_{ном}} \left( \sum_{i=1}^n P_i r_i + \sum_{i=1}^n Q_i x_i \right) = \frac{1}{U_{ном}} \left( \sum_{i=1}^n p_i R_i + \sum_{i=1}^n q_i X_i \right).$$

Метод систематизированного подбора является графо-аналитическим и применяется при необходимости более строгого учета нелинейности характеристик в расчетах разомкнутых сетей, нагрузки, зависимости потерь на корону от напряжения промежуточных точек линии и т. д.

Расчет этим методом режима сети, показанной на рис. 39.20, а и имеющей в узло-

вых точках 1 и 2 нагрузку, заданную статическими характеристиками по напряжению, проводится для разных значений напряжения  $U_2$  в следующем порядке. Задают  $U_{2(1)}$ . Находят по статическим характеристикам  $P_{н2(1)} = f(U)$  и  $Q_{н2(1)} = f(U)$ . Определяют

$$Q_{с2(1)} = U_{2(1)}^2 \frac{b_2}{2};$$

$$\underline{S}_2'' = P_{н2(1)} + jQ_{с2(1)} = P_{н2(1)} + jQ_{н2(1)} - jQ_{с2(1)};$$

$$\underline{S}_2(1) = \underline{S}_2''(1) + \Delta P_{2(1)} + j \Delta Q_{2(1)};$$

$$\underline{U}_1(1) = \underline{U}_2(1) + \Delta U_{2(1)} + j \delta U_{2(1)}.$$

По напряжению  $U_{1(1)}$  и статическим характеристикам определяют  $P_{н1(1)} = f(U)$  и  $Q_{н1(1)} = f(U)$ , затем  $Q_{с1}$ ,  $Q_{с1}$ , затем  $\underline{S}_1''$  и, наконец, напряжение  $U_{A(1)}$ . После этого расчет повторяется для других значений  $U_{2(2)}$ ,  $U_{2(3)}$  и т. д. и по  $U_{Aзад}$  и кривым рис. 39.20, б находят искомые напряжения  $\underline{U}_{1иск}$  и  $\underline{U}_{2иск}$ .

### Расчеты режимов замкнутых сетей

Кольцевая схема с одним питательным пунктом и тремя нагрузками, взятая в качестве примера (рис. 39.21, а), разрезается в точке А. Потокораспределение в такой схеме находится в два этапа. На первом этапе расчет производится без учета потерь мощности. Сначала определяются потоки мощности на головных участках по следующим формулам, а затем с помощью первого закона Кирхгофа и на других участках:

$$\underline{S}_A = \frac{\underline{S}_1(\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{A3}^*) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{A3}^*) + \underline{S}_3 \underline{Z}_{A3}^*}{\underline{Z}_{AA}^*};$$

$$\underline{S}_{A'} = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{A1}^* + \underline{S}_2(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^*) + \underline{S}_3(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^*)}{\underline{Z}_{AA}^*},$$

где  $\underline{Z}_{AA} = \underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{A3}$ . Проверкой правильности проделанных расчетов служит выполнение условия

$$\underline{S}_A + \underline{S}_{A'} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3.$$

При одинаковых сечениях на всех участках вместо сопротивлений подставляются соответствующие длины.

На втором этапе приближенно учитываются потери мощности на участках сети. Расчет начинается от точки потокораздела (рис. 39.21, б). При этом найденные на первом этапе значения  $\underline{S}_A$  и  $\underline{S}_{12}$  принимаются за исходные, а потери мощности определяются по номинальному напряжению сети. Напри-

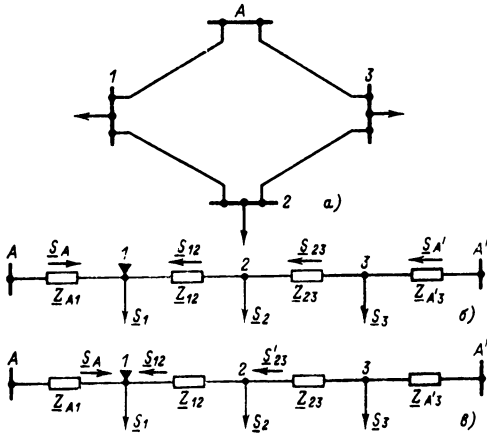


Рис. 39.21. Расчет режима кольцевой сети с одной точкой потокоораздела

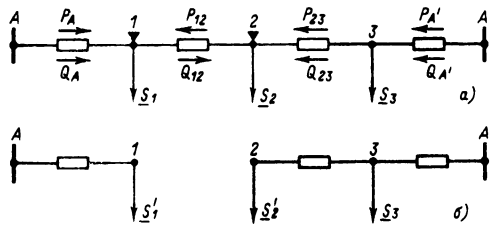


Рис. 39.22. Расчет режима кольцевой сети с двумя точками потокоораздела

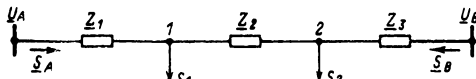


Рис. 39.23. Сеть с двусторонним питанием

мер, для участка 1–2 (рис. 39.21, а)

$$\Delta P_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} r_{12};$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} x_{12};$$

мощность в начале участка 2–3 (рис. 39.21, б)

$$S'_{23} = S_{12} + \Delta P_{12} + j \Delta Q_{12} + S_2.$$

Далее находят потери мощности на участке 2–3, мощность в начале участка А'–3 и т. д. Аналогично проводится расчет для того случая, когда точки потокоораздела для активной и реактивной мощностей не совпадают друг с другом (рис. 39.22, а). Для наглядности можно представить, что сеть распадается на два участка, питающихся от точек А и

А', и в конце участков включены нагрузки  $S'_1$  и  $S'_2$  (рис. 39.22, б):

$$S'_1 = P_A + j(Q_{12} + \Delta Q_{12});$$

$$S'_2 = P_{23} + \Delta P_{12} + jQ_{23}.$$

Приближенные расчеты потокораспределения в замкнутых сетях могут производиться по методу «расщепления сети». Он заключается в том, что сеть разбивается на две самостоятельные: одну – с реактивными сопротивлениями и активными нагрузками и вторую – с активными сопротивлениями и реактивными нагрузками. По первой схеме с реактивными сопротивлениями находится потокораспределение активной мощности, по второй с активными сопротивлениями – потокораспределение реактивной мощности. Найденные потоки накладывают друг на друга, получая распределение полных мощностей. Погрешность метода «расщепления сети» тем меньшая, чем более однородной, т. е. имеющей одинаковое отношение  $r/x$ , является сеть. Для расчета сети с двусторонним питанием при различающихся напряжениях по концам применяется принцип наложения (рис. 39.23). Потоки мощности на головных участках без учета потерь:

$$S_A = U_A \frac{U_A^* - U_B^*}{Z_{AB}^*} + \frac{S_1(Z_2^* + Z_3^*) + S_2 Z_3^*}{Z_{AB}^*};$$

$$S_B = U_B \frac{U_B^* - U_A^*}{Z_{AB}^*} + \frac{S_1 Z_1^* + S_2(Z_1^* + Z_2^*)}{Z_{AB}^*},$$

где  $Z_{AB} = Z_1 + Z_2 + Z_3$ .

Если представить нагрузки в сети с двусторонним питанием постоянными сопротивлениями, то потоки мощности по принципу наложения:

$$P_1 = U_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12});$$

$$Q_1 = U_1^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12});$$

$$P_2 = U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12});$$

$$Q_2 = U_2^2 y_{22} \cos \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}).$$

Здесь положительные направления потоков мощности отвечают указанным на рис. 39.24,  $y_{11}$ ,  $y_{12}$ ,  $y_{22}$  – собственная и взаимная проводимости схемы замещения:

$$Y_{11} = \frac{1}{Z_{11}} = y_{11} \angle -\psi_{11};$$

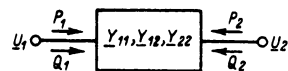


Рис. 39.24. Положительные направления потоков мощности



$$Y_{12} = \frac{1}{Z_{12}} = y_{12} / \angle -\psi_{12}; \quad Y_{22} = \frac{1}{Z_{22}} = y_{22} / \angle -\psi_{22};$$

$$\psi_{11} = \arctg \frac{x_{11}}{r_{11}}; \quad \psi_{12} = \arctg \frac{x_{12}}{r_{12}};$$

$$\psi_{22} = \arctg \frac{x_{22}}{r_{22}};$$

$$\alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11}; \quad \alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12};$$

$$\alpha_{22} = 90^\circ - \psi_{22}.$$

Собственные и взаимные проводимости могут определяться в общем случае методом единичных токов. При этом ветви всех источников кроме одного соединяются с обратным проводом, в одной из ветвей задаются единичным током и путем простейших расчетов находят получающиеся при этом напряжения в точках присоединения источников. Деля токи ветвей  $m$  и  $n$  на напряжение в узле  $m$ , получают значения искоемых проводимостей:

$$Y_{nm} = I_n / U_m; \quad Y_{mm} = I_m / U_m.$$

Для сети с двусторонним питанием, показанной на рис. 39.25, расчет выполняют в такой последовательности:

$$U_5 = I_2 Z_2 = Z_2; \quad I_5 = \frac{U_5}{Z_5} = \frac{Z_2}{Z_5};$$

$$I_3 = I_5 + I_2 = \frac{Z_2}{Z_5} + 1;$$

$$U_3 = U_5 + I_3 Z_3 = Z_2 + \frac{Z_2 + Z_5}{Z_5} Z_3 \text{ и т. д.}$$

В конце расчета

$$Y_{12} = \frac{U_1}{I_2} = U_1; \quad Y_{11} = \frac{U_1}{I_1}.$$

Для определения  $Y_{21}$  узел 1 соединяется с обратным проводом, в этой ветви задаются единичным током  $I_1 = 1$ , и расчет повторяется. В результате находят:

$$Y_{22} = I_2 / U_2; \quad Y_{21} = U_2 / I_1 = U_2.$$

Равенство  $Y_{12} = Y_{21}$  может служить проверкой правильности проделанных расчетов.

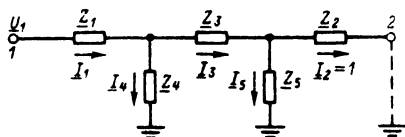


Рис. 39.25. Определение собственных и взаимных проводимостей

Для сети с двусторонним питанием, сводящейся либо к Т-образной схеме замещения (рис. 39.26, а), либо к П-образной (рис. 39.26, б), значения собственных и взаимных проводимостей:

для Т-образной схемы

$$Y_{12} = Y_{21} = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}};$$

$$Y_{11} = \frac{1}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}};$$

$$Y_{22} = \frac{1}{Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3}};$$

для П-образной схемы

$$Y_{12} = Y_{21} = \frac{1}{Z_{12}}; \quad Y_{11} = \frac{Z_{10} + Z_{12}}{Z_{10} Z_{12}};$$

$$Y_{22} = \frac{Z_{20} + Z_{12}}{Z_{20} Z_{12}}.$$

Выражения для  $P$  и  $Q$  могут быть распространены на сети с любым числом источников питания. Для сети с  $n$  источниками питания активная и реактивная мощности, отдаваемые  $i$ -источником в сеть:

$$P_i = U_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1}^n U_i U_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij});$$

$$Q_i = U_i^2 y_{ii} \cos \alpha_{ii} - \sum_{j=1}^n U_i U_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}).$$

**Упрощающие преобразования схем замещения**

Замена нескольких источников ЭДС, присоединенных к одному узлу (рис. 39.27), одним:

$$\frac{1}{Z_{эк}} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \dots + \frac{1}{Z_n};$$

$$E_{эк} = E_1 \frac{Z_3}{Z_1} + E_2 \frac{Z_3}{Z_2} + E_3 \frac{Z_3}{Z_3} + \dots + E_n \frac{Z_3}{Z_n}.$$

Перенос нагрузки  $S = S_A + S_B$  из точки  $O$  в точки  $A$  и  $B$  (рис. 39.28, а)

$$S_A = \frac{Z_1^*}{Z_1^* + Z_2^*} S;$$

$$S_B = \frac{Z_2^*}{Z_1^* + Z_2^*} S.$$

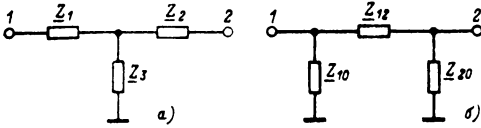


Рис. 39.26. Т-образная (а) и П-образная (б) схемы замещения сети

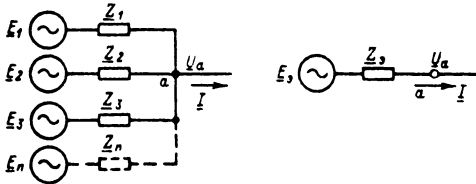


Рис. 39.27. Замена нескольких источников ЭДС одним

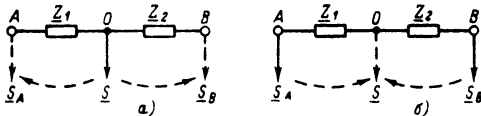


Рис. 39.28. Перенос нагрузки

Перенос нагрузок  $S_A$  и  $S_B$  [ $S_A + S_B = S$ ] из точек  $A$  и  $B$  в точку  $O$  (рис. 39.28, б)

$$Z_1 = (Z_1 + Z_2) \frac{S_B^*}{S_A^* + S_B^*};$$

$$Z_2 = (Z_1 + Z_2) \frac{S_A^*}{S_A^* + S_B^*}.$$

Преобразование звезды в треугольник и обратно (рис. 39.29):

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3};$$

$$Z_{13} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_2};$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1};$$

$$Z_1 = \frac{Z_{12} Z_{13}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}; \quad Z_2 = \frac{Z_{12} Z_{23}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}};$$

$$Z_3 = \frac{Z_{13} Z_{23}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}.$$

Универсальные преобразования схем замещения могут быть показаны на примере схемы рис. 39.30, а, в которой необходимо преобразовать часть схемы с двумя источниками напряжения левее узла примыкания  $I$  в схему, содержащую только один источник.

Рис. 39.29. Преобразование звезды в треугольник

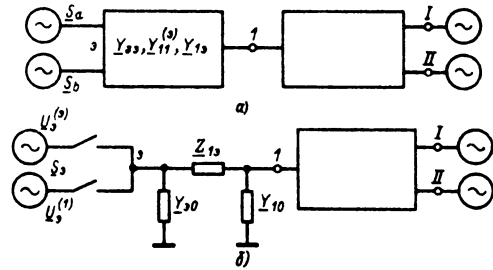
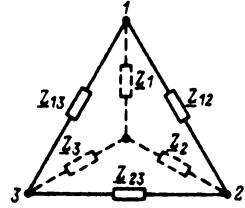


Рис. 39.30. Универсальные преобразования схемы замещения

При этом режим остальной части схемы правее узла  $I$  не должен измениться, а мощность эквивалентного источника должна равняться сумме мощностей источников в преобразованной части схемы

$$S_3 = S_a + S_b.$$

Получаются два значения напряжения эквивалентного источника:  $U_3^{(1)}$ , служащее для определения мощности в ветви примыкания  $I$  эквивалентной схемы рис. 39.30, б, и  $U_3^{(2)}$ , служащее для определения мощности в ветви эквивалентного источника:

$$U_3^{(1)} = \frac{1}{Y_{13}} (U_I Y_{II} + U_{II} Y_{II});$$

$$U_3^{(2)} = \frac{1}{Y_{30}} (U_I Y_{II}^* + U_{II} Y_{II}^*);$$

где  $Y_{13}$  может быть взята произвольно.

Проводимость ветви эквивалентного источника

$$Y_{30}^* = \frac{1}{(U_3^{(2)})^2} [U_I^2 Y_{II}^* - I + U_{II}^2 Y_{II}^* - II - (U_I U_{II}^* + U_{II} U_I^*) Y_{II}^* - II].$$

Собственная проводимость ветви примыкания в эквивалентной схеме замещения принимается той же, что и в исходной схеме замещения

$$Y_{II}^{(2)} = Y_{II}.$$

Преобразованная часть схемы может быть представлена в виде П-образной схемы замещения с параметрами

$$\underline{Z}_{13} = 1/\underline{Y}_{13}; \quad \underline{Y}_{10} = \underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{13}; \\ \underline{Y}_{30} = \underline{Y}_{33} - \underline{Y}_{13}.$$

### 39.5. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ БОЛЬШОЙ СЛОЖНОСТИ

#### Прямой метод расчета сети

В прямом методе расчета используются уравнения состояния сети:

$$\underline{M}\underline{I} = \underline{J}; \quad \underline{N}\underline{U}_{BZ} = \underline{E}_x,$$

где  $\underline{M}$  — первая матрица соединений или матрица соединений в узлах. Строки этой матрицы соответствуют узлам схемы, кроме балансирующего, столбцы — ветвям схемы. Элементы матрицы представляют собой +1, если ток ветви выходит из данного узла, и -1, если ток входит в данный узел. Если ветвь не связана с данным узлом, то соответствующий элемент матрицы  $\underline{M}$  равен нулю;  $\underline{N}$  — вторая матрица соединений или матрица соединений в контурах. Строки этой матрицы соответствуют независимым контурам схемы, а столбцы так же, как и в матрице  $\underline{M}$ , отвечают ветвям схемы. Если направление тока в ветви совпадает с направлением обхода контура, то соответствующий элемент матрицы равен +1, если направление тока противоположно направлению обхода, то соответствующий элемент равен -1. Если же ветвь не входит в рассматриваемый контур, то соответствующий элемент матрицы  $\underline{N}$  равен нулю. До составления матриц  $\underline{M}$  и  $\underline{N}$  необходимо выбрать положительные направления токов в ветвях и обходов в независимых контурах;  $\underline{I}$  — столбцовая матрица токов в  $m$  ветвях:

$$\underline{I} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_m \end{pmatrix};$$

$\underline{J}$  — столбцовая матрица задающих токов в  $n-1$  узлах:

$$\underline{J} = \begin{pmatrix} J_1 \\ J_2 \\ \dots \\ J_{n-1} \end{pmatrix}.$$

За положительное направление задающего то-

ка принимается его направление к узлу;  $\underline{U}_{BZ}$  — столбцовая матрица падений напряжений в сопротивлениях ветвей\*:

$$\underline{U}_{BZ} = \begin{pmatrix} U_{1z} \\ U_{2z} \\ \dots \\ U_{mz} \end{pmatrix};$$

$\underline{E}_x$  — матрица контурных ЭДС.

Число независимых контуров  $k$  и число узлов  $y$  связаны с числом ветвей  $b$  в схемах замещения соотношением

$$b = k + y - 1.$$

Токи в ветвях находим с помощью уравнений состояния сети:

$$\underline{I} = \underline{A}^{-1} \begin{pmatrix} \underline{J} \\ \underline{E}_x \end{pmatrix}; \\ \underline{A} = \begin{pmatrix} \underline{M} \\ \underline{N}\underline{Z}_b \end{pmatrix},$$

где

$$\underline{Z}_b = \begin{pmatrix} Z_1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & Z_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & Z_3 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & Z_m \end{pmatrix}$$

— квадратная матрица сопротивлений ветвей.

В том случае, когда схема не содержит магнитно-связанных ветвей, матрица  $\underline{Z}_b$  имеет только диагональные элементы, равные сопротивлениям  $m$  ветвей. Если же в схеме имеются магнитно-связанные ветви, то соответствующие элементы матрицы, находящиеся на пересечении этих ветвей, должны содержать сопротивления взаимной индукции этих ветвей.

#### Использование узловых уравнений

Узловые уравнения могут быть записаны через матрицу узловых проводимостей  $\underline{Y}_y$  и матрицу узловых сопротивлений  $\underline{Z}$ :

$$\underline{Y}_y \underline{U}_\Delta = \underline{J} - \underline{M}\underline{Z}_b^{-1} \underline{E}$$

или

$$\underline{U}_\Delta = \underline{Z}\underline{J} - \underline{Z}\underline{M}\underline{Z}_b^{-1} \underline{E},$$

где  $\underline{U}_\Delta = \underline{U}_y - \underline{U}_0$  — матрица-столбец разности напряжений в  $n-1$  узлах  $U_y$  по отношению

\* Здесь и ниже под напряжениями и ЭДС подразумеваются их фазные значения.

к напряжению базисного узла  $\underline{U}_0$ ;  $\underline{E}$  – матрица-столбец ЭДС в ветвях;  $\underline{Y}_y$  – квадратная матрица узловых проводимостей, в общем случае равная

$$\underline{Y}_y = \underline{M}\underline{Z}_b^{-1}\underline{M}'.$$

Здесь  $\underline{M}'$  – транспонированная матрица  $\underline{M}$ , представляющая собой первую матрицу соединений, но записанная для того случая, когда базисный и балансирующий узлы в схеме замещения не совпадают. Матрица  $\underline{M}'$  так же, как и матрица  $\underline{M}$ , для схемы с совпадающими друг с другом балансирующим и базисным узлами является прямоугольной. Отличие состоит в том, что в матрице  $\underline{M}$  отсутствует строка, отвечающая балансирующему (совпадающему с базисным) узлу, а в матрице  $\underline{M}'$  отсутствует строка, отвечающая базисному узлу. Если базисный и балансирующий узлы совпадают, то вместо  $\underline{M}'$  употребляется матрица  $\underline{M}_r$ . Матрица  $\underline{Z}$  называется матрицей узловых сопротивлений и является обратной матрицей по отношению  $\underline{Y}_y$ :

$$\underline{Z} = \underline{Y}_y^{-1}.$$

При несовпадении балансирующего узла с базисным

$$\underline{Y}_y = \left\{ \begin{array}{cccc} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} & \dots \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \dots \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Узлы без ба-} \\ \text{балансирующе-} \\ \text{го узла} \end{array}$$

Узлы без базисного узла

По главной диагонали матрицы  $\underline{Y}_y$  находятся элементы  $\underline{Y}_{11}$ ,  $\underline{Y}_{22}$  и т. д., представляющие собой собственные проводимости узла или сумму проводимостей всех ветвей, связанных с данным узлом. Например,  $\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \dots$ . Остальные элементы этой матрицы представляют собой проводимости ветвей между соответствующими узлами, взятые с обратными знаками.

Напряжения в узлах и токи в ветвях определяются при отсутствии ЭДС в ветвях и несовпадении балансирующего и базисного узлов:

$$\underline{U}_y = \underline{Z}\underline{J} + \underline{U}_0;$$

$$\underline{I} = \underline{Z}_b^{-1}\underline{M}'\underline{U}_\Delta.$$

### Использование контурных уравнений

Контурные уравнения с использованием матрицы контурных сопротивлений имеют вид:

$$\underline{Z}_k \underline{I}_k = \underline{E}_k - \underline{N}\underline{Z}_b \left\| \begin{array}{c} \underline{M}_k^{-1} \\ \underline{0} \end{array} \right\| \underline{J}.$$

Здесь  $\underline{Z}_k$  – квадратная матрица контурных сопротивлений:

$$\underline{Z}_k = \underline{N}\underline{Z}_b \underline{N}_i;$$

$\underline{M}_k$  – подматрица первой матрицы соединений  $\underline{M}$ , характеризующая связь ветвей дерева с ее узлами:

$$\underline{M} = \underline{M}_k \underline{M}_b;$$

$\underline{M}_b$  – также подматрица матрицы  $\underline{M}$ , показывающая связь между хордами схемы и ее узлами. При составлении матрицы  $\underline{M}$  сначала записываются столбцы, отвечающие ветвям, образующим дерево схемы, а затем ветвям, являющимся ее хордами;  $\underline{I}_k$  – матрица контурных токов.

Токи в ветвях

$$\underline{I} = \underline{N}\underline{I}_k + \left\| \begin{array}{c} \underline{M}_k^{-1} \\ \underline{0} \end{array} \right\| \underline{J}.$$

### Итерационные способы решения узлового уравнения

**Простая итерация.** Напряжения в узлах на итерации  $n$

$$\underline{U}_y^{(n)} = \underline{U}_y^{(n-1)} + \Delta \underline{U}_y^{(n)},$$

где при отсутствии ЭДС в ветвях матрица поправок

$$\Delta \underline{U}_y^{(n)} = \left\| \frac{1}{\underline{Y}_y} \right\| (\underline{J} + \underline{Y}_y \underline{U}_0 - \underline{Y}_y \underline{U}_y^{(n)}).$$

Здесь  $\left\| 1/\underline{Y}_y \right\|_\Delta = \underline{Z}_\Delta$  – диагональная матрица, обратная по отношению к матрице узловых проводимостей, у которой отсутствуют все элементы, кроме диагональных. Другими словами, элементами матрицы  $\underline{Z}_\Delta$  являются обратные значения узловых проводимостей, находящихся на главной диагонали матрицы  $\underline{Y}_y$ . Итерационный расчет заканчивается на  $k$ -й итерации, если

$$\Delta \underline{U}_y^{(k)} \leq \epsilon,$$

где  $\epsilon$  – малое наперед заданное значение, определяющее точность расчета.

После окончания расчета находят токи в ветвях.

**Ускоренная итерация или итерация по Зейделю.** Этот метод отличается, как правило, лучшей сходимостью, нежели простая итерация. В нем найденные поправки к узловому

напряжению какого-либо узла сразу используются в остальных узловых уравнениях.

Метод ускоренной итерации можно показать на примере схемы, имеющей четыре узла, из которых последний является балансирующим и базисным и ЭДС в ветвях отсутствуют.

Узловые уравнения для такой схемы

$$\begin{vmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_1 - U_0 \\ U_2 - U_0 \\ U_3 - U_0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} J_1 \\ J_2 \\ J_3 \end{vmatrix}.$$

Нулевые приближения узловых напряжений принимаются равными  $\underline{U}_1^{(0)}$ ,  $\underline{U}_2^{(0)}$ ,  $\underline{U}_3^{(0)}$ . Поправка к напряжению узла 1

$$\Delta \underline{U}_1^{(1)} = \beta'_1 - \alpha_{12} \underline{U}_2^{(0)} - \alpha_{13} \underline{U}_3^{(0)} - \underline{U}_1^{(0)},$$

где

$$\beta'_1 = \frac{1}{Y_{11}} [J_1 + (Y_{11} + Y_{12} + Y_{13}) \underline{U}_0];$$

$$\alpha_{12} = \frac{Y_{12}}{Y_{11}}; \alpha_{13} = \frac{Y_{13}}{Y_{11}}.$$

Скорректированное напряжение узла 1

$$\underline{U}_1^{(1)} = \underline{U}_1^{(0)} + \Delta \underline{U}_1^{(1)}.$$

Поправка к напряжению узла 2

$$\Delta \underline{U}_2^{(1)} = \beta'_2 - \alpha_{21} \underline{U}_1^{(1)} - \alpha_{23} \underline{U}_3^{(0)} - \underline{U}_2^{(0)},$$

где

$$\beta'_2 = \frac{1}{Y_{22}} [J_2 + (Y_{21} + Y_{22} + Y_{23}) \underline{U}_0];$$

$$\alpha_{21} = Y_{21}/Y_{22}; \alpha_{23} = Y_{23}/Y_{22}.$$

Скорректированное напряжение узла 2

$$\underline{U}_2^{(1)} = \underline{U}_2^{(0)} + \Delta \underline{U}_2^{(1)}.$$

Поправка к напряжению узла 3

$$\Delta \underline{U}_3^{(1)} = \beta'_3 - \alpha_{31} \underline{U}_1^{(1)} - \alpha_{32} \underline{U}_2^{(1)} - \underline{U}_3^{(0)},$$

где

$$\beta'_3 = \frac{1}{Y_{33}} [J_3 + (Y_{31} + Y_{32} + Y_{33}) \underline{U}_0];$$

$$\alpha_{31} = Y_{31}/Y_{33}; \alpha_{32} = Y_{32}/Y_{33}.$$

Скорректированное напряжение узла 3

$$\underline{U}_3^{(1)} = \underline{U}_3^{(0)} + \Delta \underline{U}_3^{(1)}.$$

Найденные скорректированные значения напряжений узлов служат исходными данными для следующей итерации и т. д.

**Метод Ньютона — Рафсона.** Метод Ньютона — Рафсона применяется для решения систем нелинейных уравнений. Суть метода заклю-

чается в последовательной замене системы нелинейных уравнений некоторой системой линейных уравнений. В узловые уравнения после разделения действительной и мнимой частей вводят вместо задающих токов узловые (задающие) мощности  $P$  и  $Q$ :

$$J' = \frac{PU'_y + QU''_y}{(U'_y)^2 + (U''_y)^2};$$

$$J'' = \frac{PU''_y - QU'_y}{(U'_y)^2 + (U''_y)^2}.$$

Одним штрихом обозначены действительные составляющие, а двумя — мнимые. После этого узловые уравнения представляют в виде нелинейной системы

$$f(\underline{U}_y) = 0,$$

где

$$\underline{U}_y = \begin{vmatrix} U'_y \\ U''_y \end{vmatrix}.$$

Задавая начальным приближением

$$f(\underline{U}_y^{(0)})$$

и линеаризируя в этой точке систему, получаем линейную систему уравнений относительно поправок:

$$f(\underline{U}_y^{(0)}) + f'(\underline{U}_y^{(0)}) \Delta \underline{U}_y^{(0)} = 0,$$

где  $\Delta \underline{U}_y^{(0)} = \underline{U}_y - \underline{U}_y^{(0)}$  — поправка;  $f'(\underline{U}_y^{(0)})$  — матрица Якоби для точки начального приближения.

Система решается любым из известных методов, например методом Зейделя. После получения поправок находят новые значения узловых напряжений, которые снова принимают за исходные и т. д.

**Метод разрезания контуров.** Определение узловых напряжений можно производить по токам в хордах направленного графа схемы замещения сети. Одним из способов определения токов в хордах является метод разрезания контуров. Расчеты выполняются итеративным путем. Сначала, предполагая, что токи во всех хордах схемы равны нулю:  $\underline{J}^{(0)} = \underline{J}$ , находят узловые напряжения

$$\underline{U}_\Delta^{(0)} = \underline{M}_{\alpha\alpha}^{-1} \underline{Z}_{\alpha\alpha} \underline{M}_{\alpha\alpha}^{-1} \underline{J} - \underline{M}_{\alpha\alpha}^{-1} \underline{E}_\alpha,$$

где  $\underline{Z}_{\alpha\alpha}$  — матрица сопротивлений ветвей дерева;  $\underline{E}_\alpha$  — матрица ЭДС в ветвях дерева.

Находят напряжения на хордах

$$\underline{U}_{\beta\beta} = \underline{M}_{\beta\alpha} \underline{U}_\Delta^{(0)}$$

и токи в хордах

$$\underline{I}_\beta^{(1)} = \underline{Z}_{\beta\beta}^{-1} (\underline{U}_{\beta\beta}^{(0)} - \underline{E}_\beta),$$

где  $\underline{Z}_{\beta\beta}$  — матрица сопротивлений хорд;  $\underline{E}_\beta$  — ЭДС в хордах.

Далее выполняется следующая итерация:

$$\underline{J}'^{(1)} = \underline{J} + \underline{J}_\beta^{(1)} = \underline{J} - M_\beta \underline{J}_\beta^{(1)};$$

$$\underline{U}_\Sigma^{(1)} = M_\Sigma^{-1} \underline{Z}_{\Sigma\Delta} M_\Sigma^{-1} \underline{J}'^{(1)} - M_\Sigma^{-1} \underline{E}_\Sigma;$$

$$\underline{U}_{\beta\beta}^{(1)} = M_\beta \underline{U}_\Sigma^{(1)};$$

$$\underline{J}_\beta^{(2)} = \underline{Z}_{\beta\beta}^{-1} (\underline{U}_{\beta\beta}^{(1)} - \underline{E}_\beta) \text{ и т. д.}$$

### 39.6. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

При поиске оптимальной конфигурации электрической сети используются два типа математических моделей, облегчающих труд проектировщика:

1) оценочные модели, которые служат для определения технико-экономических показателей заданного проектировщиком варианта сети. В таких моделях определяется потоко-распределение, капитальные затраты, потери электроэнергии, значение приведенных затрат;

2) оптимизационные модели, которые для заданных исходных условий позволяют в пределах принятых допущений найти оптимальный вариант конфигурации сети в соответствии с принятым критерием оптимальности. В качестве такого критерия обычно служит минимум приведенных затрат на создание и эксплуатацию электрической сети.

Ниже рассматриваются только оптимизационные модели для выбора конфигурации электрической сети. При создании таких моделей пришлось встретиться с большим количеством трудностей. При выборе схем надо считаться с целочисленностью некоторых параметров (число цепей, число трансформаторов на подстанциях и т. д.), с дискретностью части искомых величин (сечение проводов, мощности трансформаторов, экономические показатели сетевых объектов и т. д.). При проектировании сети надо учитывать динамику роста нагрузки потребителей и увеличения мощности электрических станций. Большие трудности возникают при необходимости учета требований к пропускной способности линий передачи, поскольку она зависит от схемы в целом и от параметров режима. Достаточно сложно учитывать надежность электроснабжения потребителей при поиске конфигурации сети. При выборе вариантов сети должны быть рассмотрены разнообразные нормальные и послеаварийные режимы.

Необходимость учета такого большого количества разнообразных факторов, влияющих на выбор оптимального варианта, а также высокая размерность задачи, рассматриваемой при реальном проектировании сетей ЭС,

приводит к тому, что в настоящее время оказалось невозможным создать оптимизационную модель, в которой достаточно строго были бы отражены перечисленные выше факторы и которая позволила бы найти оптимальную сеть достаточно большой размерности.

В настоящее время разработаны упрощенные оптимизационные модели, осуществляющие оптимизацию конфигурации сети с рядом упрощений. Рассмотрим некоторые из них.

При ряде упрощений для поиска конфигурации сети может быть применен метод решения транспортной задачи линейного программирования [39.7].

Пусть имеется  $m$  источников с мощностями  $P_1, P_2, \dots, P_m$  и  $n$  потребителей, которым требуется нагрузка  $P_{n1}, P_{n2}, \dots, P_{nn}$ . В качестве стоимости передачи единицы потока  $P_{ij}$  можно принять либо расстояние между источником  $i$  и потребителем  $j$ , либо коэффициенты  $c_{ij}$ , найденные при аппроксимации функции затрат на сооружение линии при известном сечении провода прямой, выходящей из начала координат:

$$Z_{ij} = c_{ij} P_{ij}.$$

В таком случае задача формулируется следующим образом. Найти сеть, соответствующую минимуму функции,

$$Z_\Sigma = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n c_{ij} P_{ij}$$

при ограничениях

$$\sum_{i=1}^m P_{ij} = P_{nj}, \quad j = 1, 2, \dots, n;$$

$$\sum_{j=1}^n P_{ij} = P_i, \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$P_{ij} \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, m; \quad j = 1, 2, \dots, n.$$

Эти ограничения представляют собой условия выполнения первого закона Кирхгофа в узлах с источниками и потребителями.

При решении транспортной задачи может быть найдена сеть с транзитом мощности через узлы, могут быть учтены ограничения по пропускной способности отдельных линий. Могут быть учтены условия прохождения трассы линии.

Однако такая модель является достаточно грубой. В ней не учитываются затраты на покрытие потерь активной мощности. Рассматривается сеть на одном номинальном напряжении. Схемы подстанций не учитывают-

ся. При выборе схемы сети не учитывается существующая сеть. Все это приводит к тому, что схема сети, найденная с помощью такой модели, может рассматриваться как предварительная.

В модели [39.8], которая является на сегодняшний день одной из наиболее совершенных, использован метод «ветвей и границ». Модель учитывает необходимые технические ограничения на развитие сети. Учтены различные режимы, которые возникают при работе сети, требования к надежности электроснабжения, требования к пропускной способности отдельных участков. Учтена существующая сеть.

Может быть рассмотрена сеть разных номинальных напряжений. Задача поиска сети рассматривается в динамике. В качестве уравнений ограничений рассматривается первый и упрощенно второй законы Кирхгофа. Целевая функция является нелинейной. Модель позволяет найти совокупность вариантов конфигурации сети, отличающихся по стоимости от оптимального на некоторую заранее заданную величину. Это позволяет проектировщику проанализировать ряд практически мало различающихся по стоимости вариантов и, проведя дополнительное их сопоставление с помощью оценочных моделей, выбрать наилучший вариант.

Недостатком данной модели является то, что она достаточно сложна и позволяет найти сеть сравнительно небольшого размера. Поэтому она может быть использована лишь для поиска схем основных сетей сверхвысокого напряжения.

Для решения той же задачи разработаны математические модели и промышленные программы на базе метода динамического программирования. Известны две разновидности таких программ. Одна из них служит для поиска схем распределительных сетей, вторая — для схем основных сетей энергообъединений. В модели учтены все основные технические ограничения [39.9]. Можно упомянуть модели, созданные на базе метода поординатной оптимизации [39.10].

Поскольку оптимизационные модели в определенной мере являются упрощенными, проектировщики при поиске оптимального варианта сети используют оптимизационные модели и оценочные модели; первые позволяют получить ряд вариантов, мало отличающихся по затратам от оптимального, а вторые позволяют для каждого из намеченных вариантов провести полный технический и экономический анализ. После такого анализа выбор наилучшего из отобранных вариантов не представляет больших трудностей.

### 39.7. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Для того чтобы выдержать необходимые отклонения напряжения у приемников, в ПУЭ предписывается регулировать напряжение на шинах 6–20 кВ электростанций и ПС, к которым присоединены распределительные сети. В период наибольших нагрузок это напряжение должно быть не ниже 105% номинального, а в период наименьших — не выше 100% номинального. Для регулирования напряжения следует широко применять

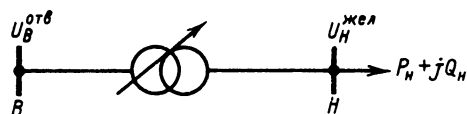


Рис. 39.31. Выбор ответвлений трансформатора

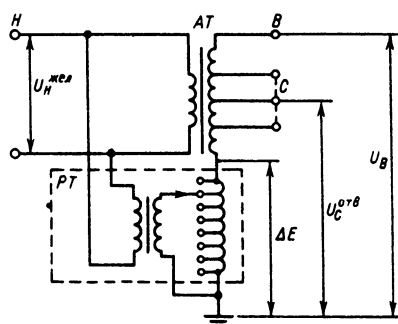


Рис. 39.32. Схема включения последовательного РТ в нейтраль АТ

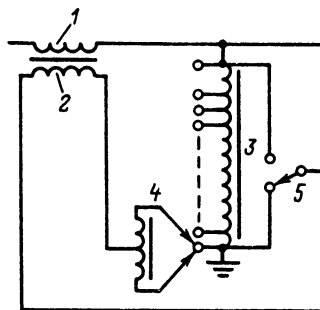


Рис. 39.33. Принципиальная схема линейного регулировочного трансформатора ЛТДН:

1 — последовательная обмотка последовательного трансформатора; 2 — возбуждающая обмотка последовательного трансформатора; 3 — регулировочная обмотка АТ с РПН; 4, 5 — предвыбиратель, положение которого определяет повышение или понижение напряжения

Таблица 39.28. Напряжения ответвлений трансформаторов 110 кВ с РПН  $\pm 9 \cdot 1,78\%$  [ $\pm 16\%$ ]

Степень регулирования	Напряжение отвлечения, кВ	Степень регулирования	Напряжение отвлечения, кВ
0	115	0	115
-1	112,95	+1	117,04
-2	110,91	+2	119,09
-3	108,86	+3	121,14
-4	106,82	+4	123,19
-5	104,77	+5	125,23
-6	102,72	+6	127,28
-7	100,67	+7	129,33
-8	98,63	+8	131,37
-9	96,58	+9	133,42

Таблица 39.30. Напряжения ответвлений трансформаторов 220 кВ с РПН  $\pm 8 \cdot 1,5\%$  [ $\pm 12\%$ ]

Степень регулирования	Напряжение отвлечения, кВ	Степень регулирования	Напряжение отвлечения, кВ
0	230	0	230
-1	226,55	+1	233,45
-2	223,10	+2	236,90
-3	219,65	+3	240,35
-4	216,20	+4	243,80
-5	212,75	+5	247,25
-6	209,30	+6	250,70
-7	205,85	+7	254,15
-8	202,40	+8	257,60

Таблица 39.29. Напряжения ответвлений трансформаторов 150 кВ с РПН  $\pm 8 \cdot 1,5\%$  [ $\pm 12\%$ ]

Степень регулирования	Напряжение отвлечения, кВ	Степень регулирования	Напряжение отвлечения, кВ
0	158	0	158
-1	155,63	+1	160,37
-2	153,26	+2	162,74
-3	150,89	+3	165,11
-4	148,52	+4	167,48
-5	146,15	+5	169,85
-6	143,78	+6	172,22
-7	141,41	+7	174,59
-8	139,04	+8	176,96

Таблица 39.32. Линейные регулировочные трансформаторы 10–35 кВ

Тип	$S_{ном}$ , МВ·А	$U_{ном}$ , кВ	$\Delta P_{к.}$ , кВт		$\Delta P_{х.}$ , кВт		$\phi_{.}$ , %	
			Положение переключателя					
			1	23	1; 23	11-13	1	11-13
ЛТМН-16000/10	16	11	35	20	10	3,5	0,87	0,35
ЛТМН-40000//10	0	11	70	38	20	7	0,62	0,44
ЛТДН-63000/35	63	35	110	60	28	12	0,55	0,37
ЛТДН-100000/35	100	35	140	75	43	16	0,62	0,21

Примечания: 1. Каталогные данные приведены к проходной мощности

2. Положения переключателей 1 и 23 отвечают соответственно максимальному и минимальному напряжениям  $\pm 10 \cdot 1,5\% U_{ном}$

3. Положения переключателей 11–13 – нулевые

Таблица 39.31. Последовательные регулировочные трансформаторы. Каталогные данные в соответствии с ТУ 16-517.474-80, ТУ 16-517.542-71

Тип	$S_{ном}$ , МВ·А	$U_{ном}$ обмоток АТ, кВ			$U_{ном}$ во-вот-буждающей обмотки, кВ	Пределы регулирования, кВ	$\Delta P_{к.}$ , кВт	$\phi_{.}$ , %	$\Delta P_{х.}$ , кВт	$\eta_{к.}$ , %
		ВН	СН	НН						
ВРТДНУ-240000/35/35	242	242	121	13,8	13,8	+24,2; -24,0	40	3,8	178	11,9–0–11,9
		230	121	11	11	+24,2; -24,2	40	3,8	154	10,9–0–10,9
		330	165	11	11	+33,77; -33,77	40	3,8	183	11,8–0–11,8
		330	242	11	11	+31,4; -33,1	30	4,0	85	10,0–0–10,1
	240	330	165	40,4	40,4	+32,2; -33,9	40	3,8	210	13,5–0–13,2
		347	242	11	11	+38,3; -40,4	29	3,8	132	12,8–0–13,0
		230	121	38,5	38,5	+24,8; -26,2	47	3,8	178	11,1–0–11,3
		347	242	38,5	38,5	+38,3; -40,4	29	3,8	132	13,3–0–13,5
ВРТДНУ-480000/35	480	242	121	15,75	15,75	+18,2; -18,2	57	4,5	242	14,5–0–13,8
		330	242	11	11	+40,4; -40,4	40	4	202	13,85–0–13,85
		347	242	38,5	38,5	+38,3; -40,4	55	4,5	198	12,2–0–12,4
		330	165	11	11	+21,6; -21,6	50	3,5	295	17,4–0–16,6



трансформаторы с РПН. Выбор ответвлений трансформатора (рис. 39.31) производится по формуле

$$U_{\text{В}}^{\text{отв}} = U_{\text{Н}}^{\text{ном}} \frac{U'_{\text{Н}}}{U_{\text{Н}}^{\text{жел}}},$$

где  $U_{\text{В}}^{\text{отв}}$  — искомое значение напряжения ответвления;  $U_{\text{Н}}^{\text{жел}}$  — желаемое напряжение на вторичной стороне трансформатора;  $U_{\text{Н}}^{\text{ном}}$  — номинальное напряжение вторичной обмотки;  $U'_{\text{Н}}$  — напряжение на стороне НН трансформатора, приведенное к стороне ВН.

При выборе ответвлений трансформаторов 110, 150, 220 кВ можно использовать данные табл. 39.28–39.30. Автотрансформаторы (АТ) обычно снабжены РПН на стороне СН.

При необходимости регулирования напряжения и на стороне НН в нейтраль АТ включаются последовательные регулировочные трансформаторы (рис. 39.32 и табл. 39.31). Дополнительная ЭДС РТ и напряжение ответвления на стороне СН, имеющей РПН:

$$U_{\text{Н}}^{\text{жел}} = U'_{\text{Н}} \frac{U_{\text{Н}}^{\text{ном}}}{U_{\text{В}}^{\text{ном}} - \Delta E};$$

$$U_{\text{С}}^{\text{жел}} = U'_{\text{С}} \frac{U_{\text{С}}^{\text{отв}} - \Delta E}{U_{\text{В}}^{\text{ном}} - \Delta E},$$

где  $\Delta E$  — дополнительная ЭДС;  $U_{\text{В}}^{\text{ном}}$  — номинальное напряжение обмотки ВН;  $U'_{\text{С}}$  — напряжение на стороне СН, приведенное к стороне ВН;  $U_{\text{С}}^{\text{отв}}$  — искомое напряжение ответвления на стороне СН;  $U_{\text{Н}}^{\text{жел}}$  — желаемое напряжение на стороне СН;  $U'_{\text{Н}}$  — напряжение на стороне НН, приведенное к стороне ВН;  $U_{\text{Н}}^{\text{ном}}$  — номинальное напряжение обмотки НН.

Кроме последовательных РТ, для регулирования используются линейные РТ (рис. 39.33 и табл. 39.32). Эти трансформаторы включаются в рассечку линии и вводят в сеть дополнительную ЭДС. Линейные РТ могут быть использованы для регулирования напряжения на стороне ВН трансформаторов, не имеющих РПН, а также для регулирования напряжения на стороне НН АТ взамен упомянутых выше последовательных РТ. Помимо трансформаторов с РПН, для регулирования напряжения могут применяться синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, регулируемые батареи конденсаторов, другие регулируемые источники реактивной мощности.

## 39.8. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### Общие положения и допущения

Под надежностью понимается свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили так называемые элементные методы оценки надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных (в смысле анализа надежности) элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно. Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов, отказов противоаварийной автоматики. Разделение на «элемент» и «систему» носит условный характер. В зависимости от решаемой задачи одни и те же физические объекты или их совокупности могут рассматриваться и как система, и как элемент.

С одной стороны, при оценке надежности системы электроснабжения промышленного предприятия в целом линии электропередачи, выключатели, трансформаторы считаются как элементы системы. С другой стороны, например, при оценке надежности линии или выключателя их следует рассматривать как системы, состоящие из отдельных элементов (опор, гирлянд, изоляторов, контактов выключателя, привода и т. д.).

Наиболее часто в расчетах надежности классификация элементов производится по конструктивному признаку с учетом их назначения, в качестве таковых обычно принимают: генераторы, выключатели, трансформаторы, линии электропередачи, разъединители, отделители, предохранители, всевозможные преобразователи. Каждый элемент может находиться в трех различных (с точки зрения надежности системы) состояниях: рабочем, когда он включен; отказа, когда он отключен вследствие повреждения или аварии, т. е. воздействия случайных факторов; и преднамеренного отключения, когда он отключен для проведения профилактических, капитальных ремонтов, по заявкам различных организаций, например отключение ЛЭП и др. В общем, все три состояния являются случайными и поэтому в расчетах надежности

используются вероятностно-статистические методы.

Потребителей электрических систем и систем электроснабжения разделяют с точки зрения последствий отказов на две группы. Первая группа — потребители, перерыв в питании которых не может быть оценен в виде экономического эквивалента (ущерба) в денежном выражении. К ним относятся объекты, у которых потеря электроснабжения связана с опасностью для жизни и здоровья людей, нарушением деятельности государственных учреждений особой важности и т. д. Вторая группа — потребители, для которых недоотпуск электроэнергии вследствие перерывов электроснабжения может быть оценен экономически в виде народнохозяйственного ущерба. Как правило, вторая группа по мощности является преобладающей в электрических системах.

В качестве показателей надежности как отдельных элементов, так и систем в практических инженерных расчетах принимаются следующие характеристики: параметр потока отказов (среднее количество отказов)  $\omega$ , 1/год. — для отдельных элементов сетей данные приведены в табл. 39.33; среднее время восстановления (табл. 39.34)  $\bar{t}_B$ , лет/отказ; вероятность отказа в течение года или средний коэффициент вынужденного простоя  $q$ , недоотпуск электроэнергии  $\Delta \bar{E}_n$ . Для характеристики системы, снабжающей потребителей второй группы, дополнительным показателем является народнохозяйственный ущерб. Ущерб за год обычно подсчитывается при выборе схем сетей, питающих потребителей второй группы, он включается в состав приведенных затрат так же, как ежегодные издержки.

При расчете показателей надежности систем электроснабжения элементы системы дополнительно характеризуются параметром потока преднамеренных отключений  $\omega_n$ , 1/год, среднегодовым временем преднамеренных простоев или средней продолжительностью их  $\bar{t}_n$ , лет/отключение.

Последний показатель в относительных единицах приведен в табл. 39.35. В расчетах надежности схем электрических соединений, в которых, кроме автоматических коммутационных аппаратов (выключателей), есть аппараты с ручным переключением (разъединители, рубильники и т. д.), вводится еще среднее время оперативных переключений  $\tau_n$ , лет/переключение.

В методах оценки показателей надежности и недоотпуска электроэнергии используются два подхода: первый, учитывающий взаимосвязь характеристик режимов отдельных элементов, т. е. содержащий количественную

оценку ограничений пропускной способности элементов (по токам нагрева, потерям напряжения, статической устойчивости); второй, количественно не учитывающий характеристики режимов, в частности ограничения пропускной способности элементов. Расчет показателей надежности выполняется обычно последовательно относительно каждого узла нагрузки схемы: определяются характеристики, соответствующие полным отказам системы относительно каждого узла. Первый подход позволяет определить также характеристики частных отказов системы.

#### Метод анализа вероятностей состояния системы (функциональная надежность)

В этом методе используется первый подход. Выделяются в системе расчетные элементы с учетом логики функционирования сети, т. е. объединяется в расчетный элемент группа реальных элементов системы, отказ которых не локализуется в них самих, а приводит к отключению всех смежных. Это, как правило, группа элементов, не разделенных в схеме автоматическими коммутационными аппаратами. В смысле надежности они оказываются соединенными последовательно. При необходимости учета вероятности перехода аварии через автоматические коммутационные аппараты добавляются еще элементы, отделенные от рассматриваемой цепи передачи энергии автоматическими коммутационными аппаратами (более подробно — см. ниже).

Для таких расчетных элементов определяются эквивалентные показатели надежности  $\omega$ ,  $q$ ,  $\bar{t}_{B,3}$ :

$$\omega = \sum_{i=1}^{n+m} \omega_i;$$

$$q_3 = \sum_{i=1}^n \omega_i \bar{t}_{Bi} + \bar{\tau}_n \sum_{i=1}^m \omega_i; \quad \bar{t}_{B,3} = q_3/\omega_3,$$

где  $n$  — число элементов в цепи передачи электроэнергии и примыкающих к ней элементов, не отделенных от нее какими-либо коммутационными аппаратами;  $m$  — число элементов, примыкающих к цепи передачи энергии и отделенных от нее неавтоматическими коммутационными аппаратами, например разъединителями.

В частном случае может быть  $m + n = 1$ . Показатели преднамеренных отключений группы элементов подсчитываются следующим образом. Пусть в группу входят  $k$  элементов

с периодичностями отключений  $1/\omega_{n1}, 1/\omega_{n2}, \dots, 1/\omega_{nk}$  и продолжительностями  $\bar{t}_{n1}, \bar{t}_{n2}, \dots, \bar{t}_{nk}$ . Определяется наименьшее общее кратное чисел  $1/\omega_{n1}, 1/\omega_{n2}, \dots, 1/\omega_{nk}$ , которое обозначим  $t_{n,\varepsilon}$ , являющееся наименьшим интервалом времени, в течение которого производится целое число преднамеренных отключений каждого элемента, т. е. цикл преднамеренных отключений.

Выбирается элемент с наибольшей продолжительностью отключений  $\bar{t}_{ni}$ .

Параметр потока преднамеренных отключений такого эквивалентного элемента

$$\omega_{n,\varepsilon} = \bar{t}_{n,\varepsilon}^{-1} \left[ \sum_{j=1}^k (\bar{t}_{n,\varepsilon} \omega_{nj} - 1) + \omega_{ni} \bar{t}_{n,\varepsilon} \right].$$

Средняя вероятность преднамеренных от-

ключений

$$q_{n,\varepsilon} = \bar{t}_{n,\varepsilon}^{-1} \left[ \sum_{j=1}^k (\bar{t}_{n,\varepsilon} \omega_{nj} - 1) \bar{t}_{nj} + \omega_{ni} \bar{t}_{ni} \bar{t}_{n,\varepsilon} \right].$$

Средняя расчетная продолжительность преднамеренного отключения

$$\bar{t}_n = q_{n,\varepsilon} / \omega_{n,\varepsilon}.$$

В результате выявления таким образом расчетных элементов анализируются различные состояния схемы с одним и двумя аварийно отключенными расчетными элементами, затем состояния с наложением на каждый преднамеренно отключенный элемент аварии другого.

В двух последних случаях необходимо контролировать, чтобы каждый реальный

Т а б л и ц а 39.33. Параметры потока отказов элементов электрических сетей, 1/год (в числителе), и преднамеренных отключений, 1/год (в знаменателе)

Элемент	Напряжение, кВ						
	750—500	330	220	150—110	35	6—10	до 1
Воздушные линии <sup>1</sup> : одноцепные	0,4	0,5	0,6	1,1	1,4	4	20
	10	12	13	15	9	10	12
	—	—	0,5	0,9	1,1	—	—
двухцепные (отказ одной цепи)	—	—	0,1	0,2	0,3	—	—
двухцепные (отказ двух цепей)	—	—	—	—	—	1,5	3
Кабельные линии	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—
Трансформаторы и автотрансформаторы <sup>2</sup>	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01	0,05	—
	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	—
Воздушные выключатели <sup>3</sup> . в цепях ВЛ	0,2	0,2	0,15	0,1	0,08	0,04	—
	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	—
	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01
в других цепях	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	3
Масляные выключатели: в цепях ВЛ	—	—	0,07	0,03	0,02	0,004	—
	—	—	2,2	2,2	2,2	2,2	—
	—	—	0,01	0,01	0,01	0,005	—
в других цепях	—	—	2,2	2,2	2,2	2,2	—
Сборные шины <sup>4</sup>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	—
	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	—
Отделители и короткозамыкатели	—	—	0,04	0,02	0,01	—	—
	—	—	3,0	3	3	—	—
Разъединители	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,015	—
	1	1	1	1	1	1	—
Предохранители	—	—	—	—	—	0,02	—

<sup>1</sup> На 100 км — в числителе.

<sup>2</sup> На единицу, для однофазных на фазу.

<sup>3</sup> На единицу.

<sup>4</sup> На присоединение.

Примечание. Отказы выключателей, приводящие к отключению смежных цепей, составляют 60 % общего числа отказов. Параметр потока неустойчивых отказов ЛЭП в 2,5—3 раза больше, чем устойчивых.

Таблица 39.34. Среднее время восстановления элементов электрических сетей  $\bar{T}_B$ ,  $10^{-3}$  лет/отказ

Элемент	Напряжение, кВ						
	750-500	330	220	150-110	35	6-10	до 1
Воздушные линии:							
одноцепные	1,7	1,3	1,1	1,0	1,0	1,3	0,6
двухцепные (отказ одной цепи)	—	—	0,2	0,4	0,8	—	—
двухцепные (отказ двух цепей)	—	—	4,0	3,0	2,5	—	—
кабельные линии	—	—	—	—	—	1,5	3
Трансформаторы и автотрансформаторы:							
при отсутствии резервного трансформатора в системе	300	250	80	60	45	—	—
при наличии резервного трансформатора в системе	—	—	25	20	10	7	—
Выключатели	10	7	4,8	2,8	1,3	1,0	0,5
Отделители и короткозамыкатели	—	—	0,4	0,4	0,4	—	—
Сборные шины	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25	0,2	—
Разъединители	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	—
Предохранители	—	—	—	—	—	0,2	—

Примечания: 1. Среднее время восстановления поврежденной фазы однофазного трансформатора (при установке на ПС резервного однофазного трансформатора):  $1,1 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ без перекатки и  $9 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ с перекаткой однофазного трансформатора.

2. Время восстановления электроснабжения при повреждении выключателей в схемах с обходной системой шин  $0,06 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ, а в схемах многоугольников, полуторных и мостиковых —  $0,03 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ.

3. При обслуживании ПС выездными бригадами время восстановления питания путем переключения в РУ следует увеличивать на  $0,06 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ.

4. Продолжительность оперативных переключений  $(0,2 - 0,4) \cdot 10^{-3}$  лет/переключение.

Таблица 39.35. Среднегодовое время преднамеренных простоев на одну цепь ВЛ или единицу оборудования  $q_n \cdot 10^{-3}$

Элемент	Напряжение, кВ						
	750-500	330	220	150-110	35	6-10	до 1
Воздушные линии	12	9	7	5	4	3,5	—
Кабельные линии	—	—	—	—	—	—	—
Трансформаторы и автотрансформаторы	10	9,5	8,5	7,5	6,0	2,0	—
Воздушные выключатели	40	30	20	10	5	—	1
Масляные выключатели	—	—	8,5	6,5	2	2,0	—
Сборные шины (на одно присоединение)	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	—
Разъединители	0,7	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	—
Отделители и короткозамыкатели	—	—	1,0	1,0	1,0	—	—

Элемент при подсчете показателей надежности учитывался 1 раз.

Состояния с тремя и более отключенными элементами в практических расчетах не рассматриваются как маловероятные.

Общее число  $K$  рассматриваемых состояний в схеме с  $N$  расчетными элементами выражается через число сочетаний

$$K = C_N^1 + C_N^2 + N(N - 1) = (3N^2 - N)/2.$$

Для каждого такого состояния системы  $i$  определяются частота его возникновения  $\omega_{ci}$ , вероятность  $q_{ci}$  и среднее время восстановления  $\bar{t}_{в,ci}$ .

Например, для состояния с одним отклю-

ченным элементом

$$\omega_{ci} = \omega_{vi} + \omega_{pi} = \omega_{zi}k_{r,эj} + \omega_{n,эi}k_{r,эj};$$

$$q_{ci} = q_{vi} + q_{pi} = q_{zi}k_{r,эj} + q_{n,эi}k_{r,эj};$$

$$\bar{t}_{в,ci} = q_{ci}/\omega_{ci}.$$

Для состояния с двумя отключенными элементами  $i, j$

$$\omega_{cij} = \omega_{vij} + \omega_{nij} = (\omega_{zi}q_{эj} + \omega_{эj}q_{zi})k_{r,эij} + (\omega_{n,эi}q_{эj} + \omega_{n,эj}q_{эi})k_{r,эij};$$

$$q_{cij} = q_{vij} + q_{nij} = q_{zi}q_{эj}k_{r,эij} +$$

$$+ (q_{эi}q_{n,эj} + q_{эj}q_{n,эi})k_{r,эij};$$

$$\bar{T}_{vij} = q_{cij}/\omega_{cij}.$$

Здесь

$$k_{1, \varepsilon j} = \prod_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^N \frac{1 - q_{\varepsilon j} - q_{n, \varepsilon j}}{1 - q_{n, \varepsilon j}};$$

$$k_{r, \varepsilon ij} = \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq i \neq j}}^N \frac{1 - q_{\varepsilon l} - q_{n, \varepsilon l}}{1 - q_{n, \varepsilon l}};$$

$$\gamma_{ni} = \frac{\bar{t}_{n, \varepsilon i}}{\bar{t}_{n, \varepsilon i} + \bar{t}_{\varepsilon i}}; \quad \gamma_{nj} = \frac{\bar{t}_{n, \varepsilon j}}{\bar{t}_{n, \varepsilon j} + \bar{t}_{\varepsilon j}}$$

где  $k_{r, \varepsilon j}$ ,  $k_{r, \varepsilon ij}$  — соответственно коэффициенты готовности оставшейся части схемы после исключения из нее  $i$ -го и  $j$ -го элементов.

Для каждого состояния рассчитываются режимы работы элементов схемы (потоко-распределение, уровни напряжения) и сравниваются с допустимыми. При этом следует учитывать возможные мероприятия (изменение схем коммутаций, форсировка регулирующих и компенсирующих устройств и т. п.), которые позволяют снизить нагрузку перегруженных элементов сети без отключения потребителей в узлах. Затем определяется отключенная мощность в узлах с целью обеспечения существования режима. По отключаемой мощности оценивается значение недоотпущенной энергии для каждого состояния. Суммарная недоотпущенная энергия равна сумме недоотпусков по всем состояниям. Метод отличается значительной трудоемкостью расчетов, в особенности для сложноразветвленных схем коммутаций. Количество расчетов можно сократить, если в результате предварительного анализа исключить из рассмотрения состояния с низкой вероятностью существования и состояния с отключением малозагруженных элементов схемы.

Ранжирование состояний производится по критерию дефицита передаваемой мощности по элементу, т. е. произведению мощности, протекающей по элементу, на вероятность его отключенного состояния.

Существенное сокращение объема расчетов достигается в результате использования обобщенных параметров схем замещения электрической сети: матрицы узловых сопротивлений

$$\underline{Z} = (\underline{M}_\varepsilon \underline{M}_t)^{-1};$$

матрицы коэффициентов распределения

$$\underline{C} = \underline{y}_\varepsilon \underline{M}_t \underline{Z};$$

матрицы собственных и взаимных про-

водимостей

$$\underline{Y} = (\underline{C} \underline{M} + \underline{I}) \underline{y}_\varepsilon,$$

где  $\underline{M}$  — первая матрица инцидентий;  $\underline{y}_\varepsilon^{-1}$  — матрица сопротивлений ветвей, обычно диагональная;  $t$  — знак транспонирования.

Применение ЭВМ для целей определения показателей надежности с учетом ограничений режимов в сложных схемах вызывает ряд требований: а) использование единой информации о режимах в большом количестве состояний; б) необходимость ускоренного пересчета параметров режимов и обобщенных параметров схем с формальным выявлением тех элементов, режимы которых выходят за допустимые пределы; в) ускоренный пересчет любой части матриц обобщенных параметров (отдельных элементов, строк, столбцов и т. д.) без пересчета всей матрицы. Этим требованиям удовлетворяет метод, использующий обобщенные параметры изменения схем  $\underline{g}_\nu, \underline{g}_t$  или так называемых матриц утяжеления (изменения) режимов. Используются характеристики одного (например, нормального) состояния.

Напряжения узлов  $\underline{V}^{(r)}$  и нагрузки ветвей  $\underline{I}^{(r)}$  в состоянии с  $r$  коммутируемыми ветвями

$$\underline{V}^{(r)} = \underline{V} + \underline{g}_\nu \underline{V}_r;$$

$$\underline{I}^{(r)} = \underline{I} + \underline{g}_t \underline{I}_r,$$

где  $\underline{V}$ ,  $\underline{I}$  — соответственно напряжения и нагрузка нормального состояния схемы;  $\underline{V}_r = \underline{V}_n - \underline{V}_k$ ;  $\underline{V}_n$ ,  $\underline{V}_k$  — напряжения начальных ( $n$ ) и конечных ( $k$ ) узлов коммутируемых ветвей;  $\underline{I}_r$  — нагрузки коммутируемых ветвей в нормальном состоянии;

$$\underline{g}_\nu^b = \underline{Z}_{rt} (\underline{Z}_{n,k} + \underline{Z}_{k,n} - \underline{y}_r^{-1} - \underline{Z}_{n,n} - \underline{Z}_{k,k})^{-1};$$

$$\underline{g}_t^b = -\underline{Z}_{rt} (\underline{Z}_{n,n} + \underline{Z}_{k,k} - \underline{Z}_{k,n} - \underline{Z}_{n,k} + \underline{y}_r^{-1})^{-1};$$

$$\underline{g}_t^{(r)} = \underline{y}_\varepsilon^{(r)} \underline{M}_t^{(r)} \underline{g}_\nu \underline{y}_r^{-1}.$$

В этих формулах  $\underline{g}_\nu^b$  и  $\underline{g}_t^b$  — соответственно матрицы изменения напряжений узлов при отключении (о) или включении (в) ветвей;  $\underline{g}_t$  — матрица изменения нагрузок ветвей;  $\underline{Z}_r = \underline{Z}_n - \underline{Z}_k$ ;  $\underline{Z}_n$  и  $\underline{Z}_k$  — соответственно подматрицы матрицы  $\underline{Z}$  размером  $r \times r$ , отражающие взаимное влияние нагрузок «н» и «к» узлов (первый индекс), (второй индекс указывает узел, на который воздействует задающий ток узла);  $\underline{y}_r$  — матрица проводимостей коммутируемых ветвей.

Пересчет матриц  $\underline{Z}$  и  $\underline{C}$  при коммутации  $r$  ветвей осуществляется также с использованием матриц  $\underline{g}_\nu$  и  $\underline{g}_t$ :

$$\underline{Z}^{(r)} = \underline{Z} + \underline{g}_\nu \underline{Z}_r;$$

$$\underline{C}^{(r)} = \underline{y}_\varepsilon^{(r)} \underline{M}_t^{(r)} \underline{Z}^{(r)}.$$

По наиболее значимым элементам матриц  $g_u$  и  $g_l$  выделяется зона влияния отключенного элемента (элементов) на оставшиеся в работе (матрицы  $\underline{C}^{(r)}$  и  $\underline{Z}^{(r)}$ ), а также группа узлов, оказывающих наибольшее влияние на перегрузку ветвей и на напряжение. Тем самым осуществляется декомпозиция схемы с целью ускоренного ее анализа и выработки необходимых мероприятий в каждом послеаварийном состоянии. Размерность задачи обеспечения существования режима и оценки недоотпуска электроэнергии для сложных схем существенно уменьшается.

**Определение показателей надежности схем относительно узлов нагрузки**

Этот метод применяется для оценки показателей надежности без учета характеристик режимов работы отдельных элементов, т. е. оценивается надежность структуры схемы. С этой целью реальная схема относительно узлов нагрузки замещается эквивалентной структурной последовательно-параллельной (пути) и параллельно-последовательной (сечения). Пути – совокупности минимального набора элементов, нормальное функционирование которых обеспечивает нормальное функционирование схемы (передачу энергии) от источника питания (ИП) до узла нагрузки. Сечения – совокупности минимального набора элементов, отказ которых в любой из совокупности приводит к отказу системы относительно рассматриваемого узла. В настоящее время существует достаточно много способов определения минимальных путей и сечений как аналитических, так и логико-цифровых, легко реализуемых на ЭВМ. Но для относительно небольших схем пути и сечения определяются непосредственно по схеме.

Алгоритмы целесообразно строить таким образом, чтобы вначале определять все пути в схеме, представляя их в виде матрицы путей  $P$ , в которой столбцы соответствуют элементам схемы, а строки – путям.

В результате логического сложения столбцов определяются все сечения схемы относи-

тельно рассматриваемого узла. Указанная последовательность расчета позволяет оценить показатели надежности с учетом надежности промежуточных узлов. Алгоритмы определения самих путей и расчет показателей надежности по сечениям отличаются простотой и наглядностью.

Например, для схемы рис. 39.34 матрица путей между вершиной ИП  $I$  и узлом нагрузки  $IV$  записывается в виде

$$P = \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & I & II & III & IV \\ \begin{matrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{matrix} & \left| \begin{array}{cccccccc} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{array} \right| \end{matrix}$$

Для определения сечений по матрице путей анализируются каждый столбец матрицы  $P$  и их сочетания по два, по три и т. д., т. е. в порядке возрастания числа элементов, входящих в сечение (одноэлементные, двухэлементные, трехэлементные и т. д.).

Если для некоторого элемента схемы  $\mu$  составляющие векторы-столбцы матрицы  $P_{\mu i} = 1$  для  $i = 1, 2, \dots, k$ , где  $k$  – число путей (в нашем примере  $k = 4$ ), то элемент  $\mu$  является одноэлементным сечением. Если в векторах-столбцах матрицы  $P$  имеется хотя бы одна составляющая, равная нулю, то в схеме не существует одноэлементных сечений и можно сразу перейти к отысканию двухэлементных. В рассматриваемом примере из анализа матрицы  $P$  видно, что одноэлементных сечений два: узлы  $I$  и  $IV$ .

После решения вопроса об одноэлементных сечениях определяются двухэлементные, т. е. анализируются сочетания по два вектора-столбца, соответствующие двум элементам схемы  $P_{\mu i}$  и  $P_{\nu j}$ . Если логическая сумма  $P_{\mu i} \vee P_{\nu j} = 1$  ( $i = 1, 2, \dots, k$ ), то элементы  $\mu$  и  $\nu$  образуют двухэлементное сечение. Здесь  $\vee$  – знак логической суммы – дизъюнкция.

Аналогично определяются трехэлементные сечения, при этом анализируются сочетания трех столбцов, например  $1, 4, 5$ , логическая сумма, равная 1, образует сечение. Обычно анализ оканчивается на рассмотрении двухэлементных сечений, так как вероятность отказа трех и более элементов в электрических системах можно считать пренебрежимо малой. Для исключения неминимальных сечений не анализируются те сочетания элементов, которые в предыдущих комбинациях уже образовали минимальные сечения.

В сложносвязанных схемах с большим количеством элементов число минимальных путей может быть очень велико, что услож-

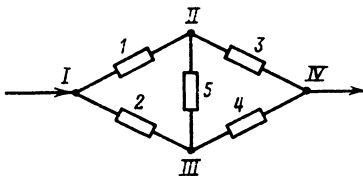


Рис 39.34. Расчетная схема по надежности электрической сети

няют расчеты даже с применением ЭВМ. Поэтому специальными приемами [39.12] можно ограничить количество путей в схеме, выделяя только те, которые образуют, одно- и двухэлементные сечения.

Сложные схемы электрических сетей отличаются тем, что число независимых путей без повторения элементов между ИП и узлом нагрузки не больше максимальной степени захода ребер расчетного графа в каждую из рассматриваемых вершин, т. е. обычно не более нескольких единиц. Поэтому одноэлементные сечения можно определить по пересечению всего двух максимально независимых путей, двухэлементные – по пересечению трех, четырех и т. д. [39.12]. Так как обычно число элементов в путях от ИП до узла нагрузки не превышает нескольких десятков, то, исключая последовательно сочетания зависимых элементов из путей I–IV порядков (рис. 39.35) и проверяя схему на связность (определение

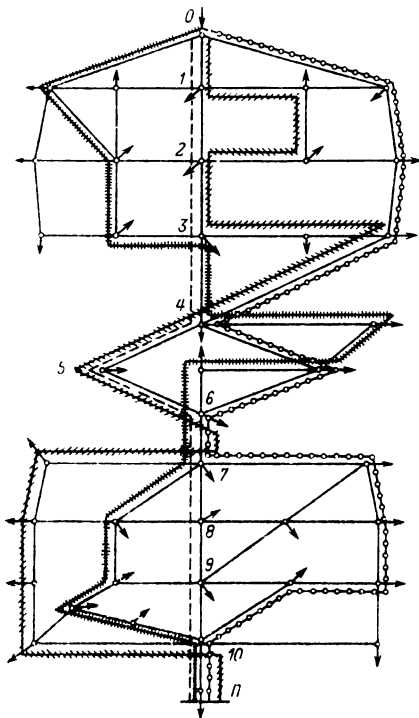


Рис 39.35. Расчетный граф электрической системы для пояснения ускоренного метода определения сечений (П – потребитель; О – источник питания):  
 - - - - путь I порядка (П–10–9–8–7–6–5–4–3–2–1–0),  
 о-о-о-о- путь II порядка, -|-|-|- путь III порядка,  
 -|-|-|- путь IV порядка, одноэлементные сечения П 10 7, 6, 4, П–10 7–6; двухэлементные 5–14 3 13 14 4–5 14 5–6 13, 3–4, 3, 4–13, 3–4, 4–13

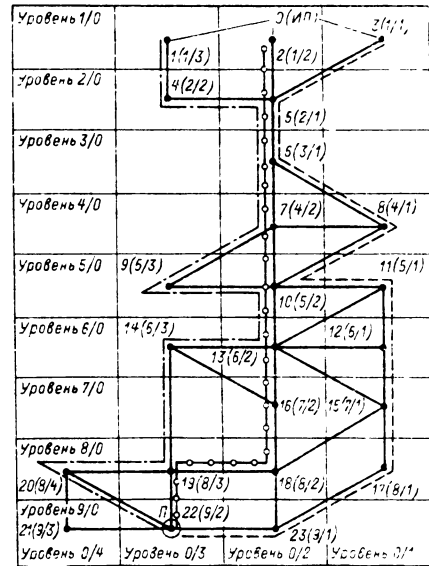


Рис. 39.36. Фрагмент расчетного графа электрической сети для пояснения принципа действия алгоритма определения минимальных сечений с обозначением 1, 2, 3-го путей от рассматриваемого узла до источника питания:

Первая цифра – номер узла до упорядочения нумерации, вторая, в числителе – уровень удаленности узла от ИП, третья, в знаменателе – уровень удаленности узла от внешней грани расчетного графа, - - - - 1-й путь, о-о-о-о- 2-й путь, - - - - 3-й путь

произвольного пути), достаточно просто определяют все одно- и двухэлементные сечения.

Максимально возможная независимость [39.12] достигается либо тем, что первый путь определяется как крайчайший, все последующие – так же как кратчайшие, но с максимально возможным исключением элементов предыдущих путей, т. е. путей I–IV порядков; либо введем специальной нумерации узлов иерархической системы координат. Во втором случае каждой вершине присваивается двойной номер: в числителе – номер уровня удаленности от ИП, в знаменателе – от внешней грани графа (выбирается произвольно), т. е. «широта» и «длинота» вершины (рис. 39.36). Максимально возможная независимость путей до пересечения обеспечивается не произвольным их нахождением от узла нагрузки к ИП, а прохождением вершины графа в порядке уменьшения их номеров в числителе и знаменателе. В качестве первого пути выбирается внешняя грань графа.

Каждый элемент может входить в сечения различными вероятностями, обусловленными состояниями аварийного восстановления

на время  $\bar{t}_в$ , оперативного переключения  $\bar{t}_п$  и преднамеренного отключения  $t_п$ .

Для системы, надежность которой необходимо определить относительно узлов нагрузки, задается схема ее электрических соединений со всеми элементами, влияющими на ее работоспособность. Схема электрических соединений подразделяется на ветви и узлы. Под узлами понимаются физические пункты схемы, которые непосредственно связаны не менее чем с тремя направлениями передачи энергии; обычно это сборные шины или секции сборных шин распределительных устройств, трехобмоточные трансформаторы, пункты ответвления ЛЭП и т. д.

Узел представляется в виде одного расчетного элемента. Совокупности элементов, связывающие узлы, образуют ветви. Отказ узла приводит к потере работоспособности всех примыкающих к нему ветвей, а отказ ветви или ее элемента по-разному влияет на работоспособность граничных с ней узлов. Если отказ ветви не влияет на работоспособность граничных узлов, то расчетная схема по надежности совпадает с электрической, в противном случае — отличается.

Отказ любого элемента электрической системы приведет к отказу узла  $i$  на время восстановления данного элемента, если в схеме нет коммутационного аппарата, с помощью которого можно отсоединить отказавший элемент от узла  $i$ , или отказавший элемент сам является узлом  $i$ . Узел  $i$  потеряет работоспособность на время неавтоматических оперативных переключений  $\bar{t}_п$ , если между ним и отказавшим элементом отсутствует коммутационный аппарат, который может автоматически разорвать связь между узлом  $i$  и отказавшим элементом вследствие действия на него релейной защиты или автоматики, но есть коммутационный аппарат, который персонал может отключить оперативным переключением. Если между узлом  $i$  и отказавшим элементом находится коммутационный аппарат, снабженный релейной защитой и автоматикой, то отказавший элемент будет отсоединен от узла, а узел  $i$  потеряет свою работоспособность лишь в случае отказа коммутационного аппарата с вероятностью  $q_A$ .

Предполагается, что по элементам, входящим в сечение, может передаваться электроэнергия в узел нагрузки системы. Такие сечения называются основными. Взаимосвязь между отказами элементов может порождать ситуации, когда отказы элементов, по которым не передается и не может передаваться электроэнергия в узел нагрузки, также приводят к состоянию полного отказа схемы относительно узла. Минимальные совокупности эле-

ментов, по которым непосредственно электроэнергия в узел нагрузки не передается или передается по части из них, но отказ которых приводит к потере питания узла, называются дополнительными сечениями схемы. Относительно узла формирование условий отказовых состояний в оценках структурной надежности сводится к определению основных и дополнительных сечений схемы.

Общим приемом решения задачи формирования отказовых состояний схемы относительно узлов нагрузки может быть следующая. Для каждого элемента основного сечения определяются все элементы системы, от которых на него может перейти отказ, т. е. вычисляются условные параметры потоков отказов и средние условные вероятности, последние — по продолжительности воздействия независимых отказов. Затем последовательно вместо элемента основного сечения вводятся элементы, от которых может перейти отказ, тем самым получаются дополнительные сечения. Причем эти элементы вводятся своими условными параметрами потока отказов и соответствующей продолжительностью воздействия. Если основное сечение — одноэлементное, то параметры потоков и вероятности отказов основного и всех дополнительных сечений суммируются.

Когда основное сечение двухэлементное, то число дополнительных сечений, образуемых заменой каждого основного элемента на элемент, от которого может перейти отказ, в пределе равно:  $N = n_1 + n_2 + n_1 n_2$ , где  $n_1$  и  $n_2$  — соответственно количество элементов, от которых может перейти отказ к первому и второму элементам сечения, т. е. число дополнительных сечений, как правило, гораздо больше, чем основных, зависимость между отказами элементов как бы осуществляет «размножение» сечений. При этом следует следить за тем, чтобы сочетания элементов, от которых переходят отказы, во-первых, сами не являлись основными сечениями, во-вторых, не повышали порядок сечения (возможны ситуации, когда при формальном применении этого правила из одного и того же элемента образуется двухэлементное сечение, из двух — трехэлементное); повторно получаются одни и те же сечения. В первом случае такие дополнительные сечения следует исключить из рассмотрения, во втором — понижать порядок, в третьем — исключать повторения. При образовании дополнительных из трехэлементных основных сечений процедура такая же, как и для двухэлементных, но количество трехэлементных дополнительных сечений резко возрастает. В практических расчетах обычно ограничиваются определением сечений с числом элементов



не более двух. При определении показателей надежности дополнительных сечений элемент, от которого переходит отказ, следует вводить соответствующим значением условного параметра потока отказов и соответствующей продолжительностью воздействия отказа; элемент основного сечения учитывается своим параметром потока отказов и временем восстановления. В первую очередь следует рассматривать сечения из узлов и ветвей, затем из одних узлов. Например, из основного сечения (если не рассматривать сечения только из узлов), состоящего из элементов  $r, s$ , образуется дополнительное с участком элемента  $l$ , отказ которого может перейти на элемент  $r$ , причем условный параметр потока отказов равен  $\omega_{l,r}$ , продолжительность воздействия  $\bar{t}_n$ . Тогда параметр потока отказов и средняя вероятность отказов дополнительного сечения  $[l, s]$  равны:

$$\omega_c = \omega_{l,r} \bar{t}_n + \omega_{l,s} \bar{t}_{в,c};$$

$$q_c = \omega_{l,r} \bar{t}_n + \omega_{l,s} \bar{t}_{в,c}.$$

Если на элемент  $s$  также может перейти отказ, например, от элемента  $M$  с продолжительностью воздействия  $\bar{t}_n$ , то параметр потока отказов и средняя вероятность отказа, например, дополнительного сечения образующего из элементов  $l$  и  $M$ , равны:

$$\omega_c = \omega_{M,s} \omega_{l,r} \bar{t}_n + \omega_{l,r} \omega_M \bar{t}_n;$$

$$q_c = \omega_{M,s} \bar{t}_n \omega_{l,r} \bar{t}_n.$$

Вероятности отказов дополнительных сечений при прочих равных условиях меньше, чем основных, так как для большей части элементов электрических систем  $\bar{t}_n < \bar{t}_{в,c}$ .

В этих расчетах наиболее трудоемкой операцией является вычисление условных параметров потоков отказов, которые в общем случае следует определять по графу переходов отказов системы [39.12]. Порядок матрицы непосредственных переходов равен числу элементов схемы. Определение всех возможных путей переходов отказов от одного элемента к другому в реальных сложных схемах практически невыполнимо даже с использованием современных ЭВМ.

Основными приемами сокращения количества вычислений являются: а) исключение из рассмотрения путей с числом ребер более двух-трех, если коэффициенты переходов меньше единицы; б) выделение из всех возможных путей перехода только доминирующих (один-два пути) по вероятностям перехода [39.12]. Указанные приемы позволяют достаточно легко управлять необходимой точностью вычислений показателей надежности.

Учитывая особенности построения схем

электрических систем и логики их функционирования, можно пойти на еще большие упрощения расчета, а именно: условный параметр потока отказов между элементами определять не по множеству возможных путей перехода отказов, а всего по одному — самому короткому, исключать пути с переходом отказов через два автоматических коммутационных аппарата, условные параметры потоков отказов определять не между каждой парой элементов, а между элементами схемы и узлами, т. е. по существу определяя условия отказов состояний узлов (здесь узлы схемы — не обязательно узлы нагрузки), обусловленных зависимостью отказов элементов схемы. Приведение условных отказов к узлам схемы сокращает количество расчетов при формировании дополнительных сечений из основных, так как отказ узла обуславливает отключение (потерю работоспособности) всех примыкающих к нему ветвей, в то время как отказ ветви не всегда приводит к отказу узла, с которым она непосредственно связана.

Дополнительные сечения при таком подходе можно формировать только из тех основных сечений, в которые входят как элементы узлы схемы. Для каждого узла схемы составляют списки элементов, от которых к нему возможен переход отказов, дифференцируя такие списки по коэффициентам связи отказов и продолжительности воздействия на узел. Можно ограничиться составлением всего пяти-шести списков. Затем, заменяя в основных сечениях узлы на каждый элемент из этих списков с соответствующими параметрами потоков отказов и продолжительности воздействия, достаточно просто получают все дополнительные сечения. Так же, как в предыдущем случае, следует контролировать, чтобы дополнительное сечение по составу элементов не являлось основным и не превышалось порядок сечений.

Вместо множества путей по графу переходов отказов между элементами схемы и узлом определяется всего один путь по электрической схеме системы (если такой путь существует), а по составу и порядку следования элементов (разъединитель, автоматический выключатель, линия, выключатель с АВР, цепь ЛЭП с зависимостью отказов от другой цепи и т. д.) — пути, т. е. по чисто формальным признакам определяется принадлежность того или иного элемента системы к одному из списков.

Практически формализация составления списков осуществляется следующим образом. Последовательно анализируется каждое ответвление от узла (т. е. каждая ветвь, инцидентная узлу) на предмет состава входящих в него элементов и возможности автомати-

ческого и неавтоматического отключения их от узла при отказе. Предполагается, что через нормально отключенный коммутационный аппарат, автоматический или неавтоматический, отказ перейти не может, вероятностью ложного включения можно пренебречь (в принципе и такие ситуации можно учесть, но трудоемкость расчетов значительно возрастает). На основании заранее известных коэффициентов связи и продолжительности воздействия на узел элемент заносится в тот или иной список. Так, если элемент не отделен от узла никакими коммутационными аппаратами, то его отказ приводит к отказу узла на продолжительность восстановления, а коэффициент перехода отказов равен единице; если отделен, например, неавтоматическим коммутационным аппаратом, то его отказ приводит к отказу узла на продолжительность оперативных переключений  $\bar{t}_n$ , коэффициент перехода отказов также равен единице; если отделен автоматическим коммутационным аппаратом, то коэффициент перехода равен  $q_A$ , продолжительность воздействия  $\bar{t}_{пА}$  и т. д.

Значения  $q_A$ , приведенные ниже, зависят не только от надежности срабатывания собственно коммутационного аппарата, но и вероятности отказа релейной защиты (РЗ):

$q_A, 10^{-2}$  отказ/требование

Дифференциальная высоковольтная защита типа ДФЗ-2 . . . . .	0,24
Фильтровая высокочастотная направленная защита гипов ПЗ-162, ПЗ-164, ПЗ-164А	0,78
Дистанционная защита типов ПЗ-156, ПЗ-157, ПЗ-158 с высокочастотной блокировкой . . . . .	0,59
То же, но без высокочастотной блокировки	0,57
Дистанционная защита типов ПЗ-151, ПЗ-152, ПЗ-153 . . . . .	0,80
Дифференциальная защита шин 110 кВ и выше . . . . .	2,9
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) . . . . .	6,3
Дифференциальная защита трансформаторов . . . . .	2,2
Газовая защита трансформаторов с действием на отключение . . . . .	0,30
Автоматы:	
повторного включения линий 110–330 кВ подстанций . . . . .	0,72
частотной разгрузки . . . . .	12,0
Автоматическое устройство разгрузки при отключении участков ЛЭП	0,03

Как уже указывалось, отдельного списка элементов, отделенных от узла двумя автоматическими коммутационными аппаратами, не составляется, так как вероятность перехода мала. По продолжительности воздействия отказов и коэффициентам связи эти списки обозначим В, П, А, АВР, ВР. Составление таких списков можно рассмотреть на примере

фрагмента электрической системы (рис. 39.37). В этой схеме приняты следующие обозначения: РЗ – выключатель оборудован релейной защитой; АВР – АВР двустороннего действия; АВР – АВР одностороннего действия; ВР – ввод резерва посредством оперативных переключений; АПВ – выключатель оборудован устройством АПВ; ↔ – между элементами (ЛЭП) существует неэлектрическая связь между отками.

Порядок составления списков:

1. Формируется список элементов ответвлений от узла  $i$ , элементы которого не отделены от него никакими коммутационными аппаратами; для них  $\omega_{i,j} = \omega_j$ ,  $\bar{t}_{i,j} = \bar{t}_{n,j}$ . Эти элементы заносятся в список В. Например, для узла 4 такими элементами будут: 45, 53, 28 ... (табл. 39.36).

2. Формируется список элементов ответвлений от узла  $i$ , которые отделены от него неавтоматическими коммутационными аппаратами; для них  $\omega_{i,j} = \omega_j$ ,  $\bar{t}_{i,j} = \bar{t}_n$ . Эти элементы заносятся в список П. Для узла 4 такими элементами будут: 56, 27, 26 ...

3. Формируется список элементов на ответвлениях от узла  $i$ , которые отделены от него не более чем одним автоматическим коммутационным аппаратом, способным автоматически отделить элемент от узла при отказе элемента. Для таких элементов  $\omega_{i,j} = q_A \omega_j$ ,  $\bar{t}_{i,j} = \bar{t}_{пА}$ . Эти элементы заносятся в список А. Для узла 4 такими элементами будут: 60, 64, 68 ...

4. Если электроснабжение узла резервируется посредством АВР, то формируется список элементов, отказ которых вызывает необходимость работы устройства АВР, т. е. обычно это элементы основной цепи (цепей) питания узла и все примыкающие к ней, не отделенные от нее автоматическими коммутационными аппаратами. Для этих элементов  $\omega_{i,j} = (q_A + q_{АВР}) \omega_j$ ,  $\bar{t}_{i,j} = \bar{t}_{пА}$ . Эти элементы заносятся в список АВР. Для узла 4 такими элементами будут: 25, 1, 20 ...

5. Если узел резервируется посредством неавтоматического ввода резерва, то формируется такой же список, как АВР в п. 4, но для его элементов  $\omega_{i,j} \approx \omega_j$ ,  $\bar{t}_{i,j} = \bar{t}_n$ . Эти элементы заносятся в список ВР. Например, для узла 7 такими элементами будут: 45, 4, 53 ...

6. Если выключатели схемы оборудованы устройством АПВ, то формируется список элементов, отделенных от узла таким выключателем, но эти элементы вводятся в расчет параметром потока неустойчивых отказов  $(\omega_j + \omega_j^*)$ , для них  $\omega_{i,j} = q_A (\omega_j + \omega_j^*)$ ,  $\bar{t}_{i,j} = \bar{t}_n$ . Эти элементы дополнительно заносятся в список А<sub>п</sub>, в табл. 39.36 они помечены звездочкой.

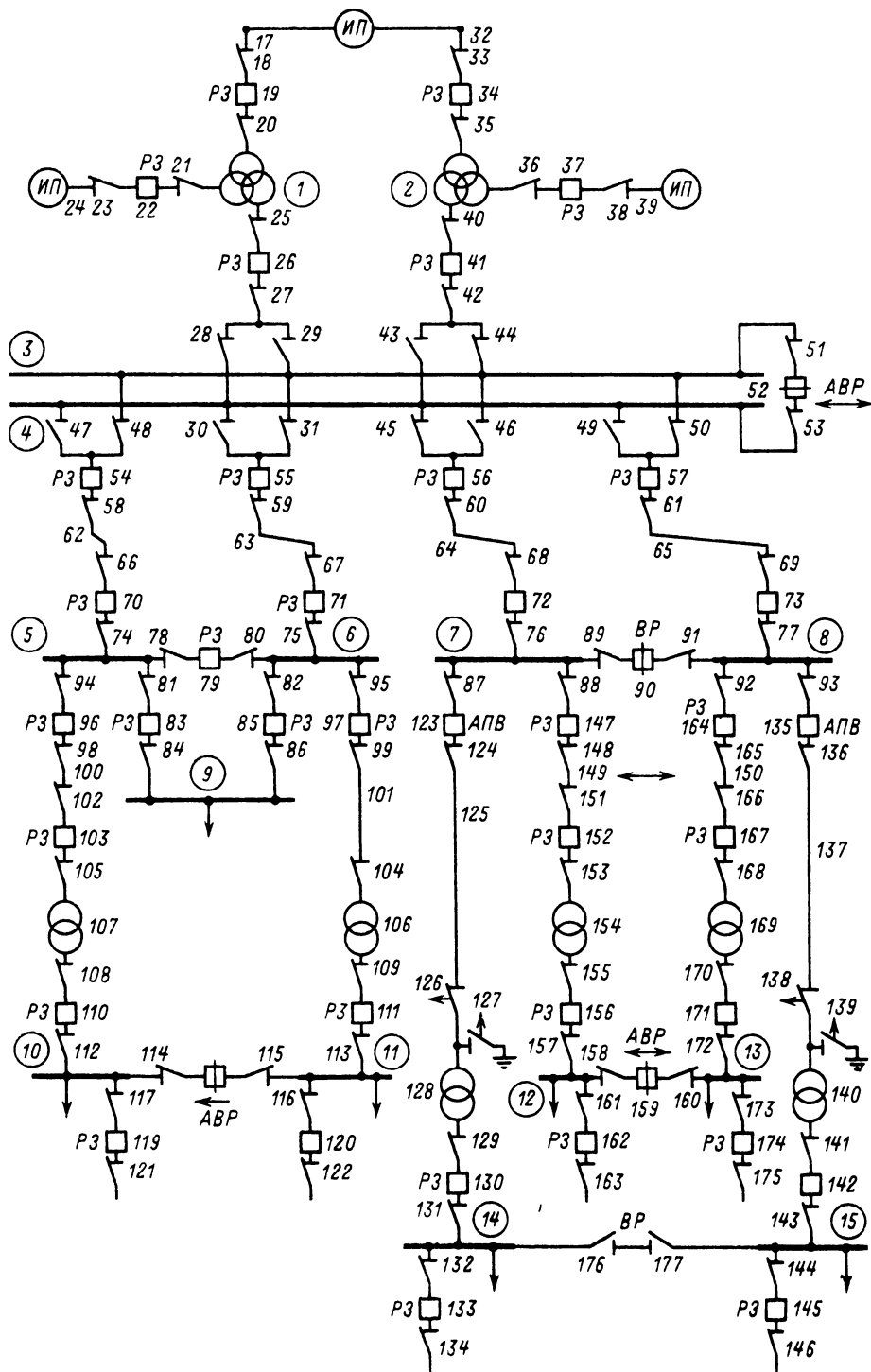


Рис. 39.37. Фрагмент участка электрической системы для пояснения принципов формирования отказовых состояний с отражением логики функционирования сети при определении показателей надежности (цифры в кружочках – номер узла)

Таблица 39.36

№ узла	Содержание списков, отражающих логику работы схемы рис. 39.35				
	<b>В</b> ( $\tau_B: k_{ij} = 1$ )	<b>П</b> ( $\tau_P: k_{ij} = 1$ )	<b>А</b> ( $\tau_{nA}: k_{ij} = q_A$ )	<b>АВР</b> ( $\tau_{nA}: k_{ij} = q_A + q_{ABP}$ )	<b>ВР</b> ( $\tau_n: k_{ij} = 1$ )
1	20, 21, 25	19, 22; 26	17, 18, 23, 24, 27, 28, 4, 45, 53, 52, 56, 47, 29, 30, 46, 49, 43	—	—
2	35, 36, 40	34, 37, 41	32, 33, 38, 39, 42, 44, 51, 52, 50, 3, 57, 31, 55, 48, 54, 43, 29, 47, 30, 46, 49	—	—
3	48, 44, 31, 50, 51, 29, 46	54, 55, 57, 52, 42, 41, 47, 30, 49, 43	40, 2, 36, 37, 35, 34, 61, 65, 69, 73, 77, 8, 90, 91, 92, 164, 93, 135, 59, 63, 67, 58, 62, 66, 70, 71	40, 2, 36, 37, 35, 34	—
4	45, 53, 28, 49, 30, 47, 43	56, 27, 26, 52, 46, 29	60, 64, 68, 72, 76, 89, 88, 90, 7, 147, 87, 123, 25, 1, 20, 19, 21, 22	25, 1, 20, 19, 21, 22	—
5	74, 78, 81, 94	70, 79, 83, 96	66, 62, 58, 54, 80, 82, 85, 75, 71, 95, 97, 6, 84, 98, 100, 102, 103	—	—
6	75, 80, 82, 95	79, 71, 97, 85	67, 63, 59, 55, 99, 101, 104, 106, 109, 111, 86, 78, 81, 83, 74, 70, 94, 96, 5	—	—
7	76, 87, 88, 89	72, 90, 147, 123, 68, 64, 60, 56	124, 125, 126, 127, 129, 130, 148, 149, (150—149), 151, 152, 45, 46, 4, 53, 28, 27, 26, 29, 43, 30, 47, 49, 52, 125*	—	45, 4, 53, 56, 52, 28, 27, 60, 26, 46, 43, 64, 29, 30, 47, 68, 49, 72
8	77, 91, 92, 93	135, 164, 90, 73, 69, 65, 61, 57	136, 137, 138, 139, 141, 142, 165, 150, (149—150), 166, 167, 51, 52, 3, 50, 49, 44, 43, 42, 41, 46, 29, 31, 30, 55, 48, 47, 54, 29, 137*	—	50, 3, 48, 57, 51, 52, 44, 61, 41, 31, 55, 65, 48, 47, 54, 69, 49, 43, 30, 73, 46, 29
9	—	—	83, 84, 85, 86	—	—
10	112, 117, 114	110, 115, 119	121, 108, 107, 105, 103	108, 107, 105, 103, 102, 100, 98, 96, 94, 74, 5, 81, 83, 78, 79, 70	—
11	116, 118, 113	111, 20, 115	122, 109, 106, 104, 101, 99, 97	—	109, 106, 104, 101, 99, 97, 95, 6, 75, 71, 82, 85, 80, 79, 111
12	157, 158, 161	156, 159, 162	163, 155, 154, 153, 152	155, 154, 153, 152, 151, 149, (150—149), 148, 147, 88, 89, 90, 7, 87, 123, 76, 72, 68, 64, 60, 56, 45, 4, 53, 52, 28, 27, 26, 46, 43, 29, 30, 47, 49	—
13	172, 160, 173	159, 171, 174	175, 170, 169, 168, 167	170, 169, 168, 167, 166, 150, (149—150), 165, 164, 92, 90, 93, 135, 77, 73, 69, 65, 61, 57, 50, 3, 48, 51, 52, 44, 41, 31, 55, 48, 47, 54, 49, 43, 30, 46, 29, 91, 8	—

Продолжение табл. 39.36

№ узла	Содержание списка, отражающих логику работы схемы рис. 39.35				
	<b>В</b> ( $t_{В}; k_{ij} = 1$ )	<b>П</b> ( $\bar{\tau}_{П}; k_{ij} = 1$ )	<b>А</b> ( $\bar{\tau}_{ПА}; k_{ij} = q_A$ )	<b>АВР</b> ( $\bar{\tau}_{ПА}; k_{ij} = q_A + q_{АВР}$ )	<b>ВР</b> ( $\bar{\tau}_{П}; k_{ij} = 1$ )
14	131, 132, 176	133, 130	134, 129, 128, 127, 126, 123, 124, 125	—	129, 128, 130, 127, 126, 125, 124, 123, 87, 7, 88, 89, 90, 76, 72, 68, 64, 60, 56, 45, 4, 53, 52, 28, 27, 26, 46, 43, 29, 30, 47, 49, 147
15	143, 144, 177	142, 145, 141, 140, 132, 138, 137, 136, 135	146, 93, 8, 92, 164, 91, 90, 77, 73, 69, 61, 65, 57	—	141, 140, 142, 139, 138, 91, 92, 137, 136, 164, 93, 8, 90, 77, 135, 50, 3, 73, 48, 51, 52, 69, 44, 41, 31, 61, 55, 48, 47, 65, 54, 49, 43, 57, 30, 46, 29

Примечания: 1.3 — абстрактный узел нагрузки.

2. Цепи 150, 149 — две цепи линии электропередачи на одних опорах; связь между их отказами неэлектрическая.

3. Переходы отказов при ложных срабатываниях АВР не учитываются.

4. Звездочкой обозначен элемент, который вводится в расчет параметром потока неустойчивых отказов

Формирование отдельных списков, учитывающих возможность перехода отказов от зависимых элементов (неэлектрическая связь) к узлам или элементам указанных выше списков, нецелесообразно, так как таких взаимозависимых элементов в схемах электрических систем относительно мало. Эти элементы заносятся в соответствующие списки **В**, **П**, **А** и т. д., но указывается еще номер элемента (элементов), от которого может перейти отказ (в списках табл. 39.36 они указаны в скобках). В расчет такой элемент вводится параметром потока отказов  $\omega_j = \omega'_j + k_{p,j} \omega_p$ , где  $\omega'_j$  — параметр потока отказов собственно элемента  $j$ ;  $\omega_p$  — параметр потока отказов элемента  $p$ , с которым элемент  $j$  связан неэлектрической связью;  $k_{p,j}$  — коэффициент перехода отказов от элемента  $p$  к элементу  $j$ .

Например, для узла 7 (рис. 39.37) условный параметр потока отказов элемента 149, в свою очередь зависящий от элемента 150, будет

$$\omega_{150, -7} = q_A (\omega_{149} + k_{149, 150} \omega_{150}).$$

По основным сечениям, содержащим в качестве элементов узлы схемы, и информации, заключенной в списках **В**, **П**, **А**, **АВР**, **ВР**, заменой узла элементом из соответствующего списка формируются дополнительные сечения с соответствующими показателями надежности. Например, из основного сечения 27—3 дополнительно узла 5 и списка **В** формируются дополнительные: 27—48, 27—44, 27—31, 27—50, 27—51, 27—29, 27—46, которые учитываются в расчетах со временем восстановления соот-

ветствующих элементов  $\bar{t}_{в,j}$ . Из основного сечения 27—3 и списка **П** формируются дополнительные, например 27—57, 27—49 и т. д., которые учитываются в расчетах со временем переключения  $\bar{\tau}_{П}$ ; показатели сечения 27—57:

$$\omega_{27, 57} = \omega_{27} \omega_{57} \bar{\tau}_{П} + \omega_{57} \omega_{27} \bar{t}_{в, 27};$$

$$q_{27, 57} = \omega_{27} \bar{t}_{в, 27} \omega_{57} \bar{\tau}_{П};$$

$$\bar{t}_{в, c} = (\bar{t}_{в, 27} \bar{\tau}_{П}) (\bar{t}_{в, 27} + \bar{\tau}_{П})^{-1}.$$

Из основного сечения 27—3 и списка **А**, также формируются дополнительные, например 27—65, которые учитываются в расчетах со временем переключения  $\bar{\tau}_{ПА}$ ; показатели сечения 27—65:

$$\omega_{27, 65} = (\omega_{27} \omega_{65} \bar{\tau}_{ПА} + \omega_{65} \omega_{27} \bar{t}_{в, 27}) q_A;$$

$$q_{27, 65} = q_A (\omega_{27} \bar{t}_{в, 27} \omega_{65} \bar{\tau}_{ПА});$$

$$\bar{t}_{в, c} = (\bar{t}_{в, 27} \bar{\tau}_{ПА}) (\bar{t}_{в, 27} + \bar{\tau}_{ПА})^{-1}.$$

Аналогично формируются сечения с использованием списков **АВР**, **ВР**.

В системах с очень сложными схемами коммутаций и насыщенных автоматическими коммутационными аппаратами иногда возникает необходимость учета вероятности перехода отказа через два автоматических коммутационных аппарата при условии, что защита последующих аппаратов резервирует предыдущие. В этом случае формируется еще один список  $A_i$ , в который записываются элементы схемы, отделенные от узла  $i$  не более чем двумя автоматическими коммутационными аппаратами; для них  $\omega_{i,j} = q_{A1} q_{A2} \omega_j$ ,  $t_{i,j} =$

=  $\bar{\tau}_{nA}$ . На основе этого списка формируются также дополнительные сечения заменой узла на элементы из этого списка с соответствующими показателями. Например, показатели сечения 27–136 относительно узла 5, считая  $q_{A1} = q_{A2} = q_A$  (элемент 136 отделен от узла 3 двумя автоматическими коммутационными аппаратами – 57 и 135):

$$\begin{aligned} \omega_c &= q_A^2 (\omega_{27} \omega_{136} \bar{\tau}_{nA} + \omega_{136} \omega_{27} \bar{\tau}_{n,27}); \\ q_c &= q_A^2 (\omega_{27} \bar{t}_{b,27} \omega_{136} \bar{\tau}_{nA}); \\ \bar{t}_{b,c} &= \bar{t}_{b,27} \bar{\tau}_{nA} (\bar{t}_{b,27} + \bar{\tau}_{nA})^{-1}. \end{aligned}$$

При образовании дополнительных сечений с использованием указанных списков необходимо постоянно осуществлять контроль, не является ли полученное сечение основным, например сечение 27–31 относительно узла 5; не включается ли какой-либо элемент в дополнительное более одного раза. Например, из узлов 3, 4 может быть формально образовано дополнительное сечение 52–52, в этом случае порядок сечения следует уменьшить, т. е. следует сформировать одноэлементное сечение 52.

Изложенный приближенный метод формирования условий отказов состояний в расчетах показателей структурной надежности сложных схем ориентирован на применение ЭВМ и позволяет: а) автоматизировать весь процесс оценки показателей надежности, не прибегая к предварительному составлению расчетных схем по надежности, которые не совпадают с электрическими схемами; при этом достаточно полно отразить логику функционирования схемы; б) разделять состояния отказов схемы относительно узлов на основные и дополнительные сечения, которые в свою очередь дифференцированно отражают вклады различных факторов в показатели надежности (организацию оперативных переключений, надежность работы автоматических коммутационных аппаратов и релейной защиты, местоположение точек деления системы, т. е. нормально отключенные коммутационные аппараты и т. д.), обоснованно по конкретным количественным оценкам (по вкладам) наметить мероприятия изменения уровня структурной надежности.

По показателям надежности, рассчитанным для каждого основного и дополнительного сечений относительно узла, определяются результирующие (без учета преднамеренных отключений) относительно узла нагрузки:

$$\omega_{y,b} = \sum_{i=1}^n \omega_i \sum_{k=1}^{k_{ki}} \prod_{l=1}^{N_{kmi}} \omega_{kil} \bar{t}_{bkil}$$

$$\begin{aligned} &+ \sum_{i=1}^m \omega_i \sum_{k=1}^{k_{mi}} \prod_{l=1}^{N_{kmi}} \omega_{kil} \{\bar{t}_{bkil}; \bar{\tau}_n\} + \\ &+ \sum_{i=1}^M \omega_i \sum_{k=1}^{k_{Mi}} q_A \prod_{l=1}^{N_{kMi}} \omega_{kil} \{\bar{t}_{bkil}; \bar{\tau}_{nA}\}; \\ q_{y,b} &= \sum_{k=1}^{k_n} \prod_{l=1}^{N_k} \omega_{kl} \bar{t}_{bkl} + \sum_{k=1}^{k_m} \prod_{l=1}^{N_{km}} \omega_{kl} \{\bar{t}_{bkl}; \bar{\tau}_n\} + \\ &+ \sum_{k=1}^{k_M} q_A \prod_{l=1}^{N_{kM}} \omega_{kl} \{\bar{t}_{bkl}; \bar{\tau}_{nA}\}; \end{aligned}$$

$$\bar{T}_{b,y} = q_{y,b} / \omega_{y,b},$$

где  $n$  – число расчетных элементов схемы в основных сечениях и дополнительных, образованных из списка **B**;  $k_{ni}$  – число сечений в схеме после исключения из него  $i$ -го элемента (общее число их  $n$ );  $N_{kni}$  – число элементов в каждом из  $k_{ni}$  сечений;  $m$  – число элементов в дополнительных сечениях, образованных с использованием списка **П**;  $k_{mi}$  – число сечений в схеме после исключения из него  $i$ -го элемента с общим числом их  $m$ ;  $N_{kmi}$  – число элементов в каждом из  $k_{mi}$  сечений;  $M$  – число элементов в дополнительных сечениях, образованных с использованием списка **A**;  $k_{Mi}$  – число сечений в схеме после исключения из нее  $i$ -го элемента с общим числом  $M$ ;  $N_{kMi}$  – число элементов в каждом из  $k_{Mi}$  сечений;  $\{\bar{t}_{bkil}; \bar{\tau}_n\}$  – символическое изображение умножения  $\omega_{kil}$  либо на  $\bar{t}_{bkil}$ , либо на  $\bar{\tau}_n$  – в зависимости от номера  $i$ -го элемента и признака его образования из основных сечений с использованием списка **П** или **A**:  $k_n, N_k, k_m, N_{km}, k_M, N_{kM}$  – показатели, аналогичные  $k_{ni}, N_{kni}, k_{mi}, N_{kmi}, k_{Mi}, N_{kMi}$ , но полученные из схемы без исключения  $i$ -го элемента.

В приближенных расчетах показателей структурной надежности можно ограничиться использованием только основных сечений схемы, а показатели надежности узлов задавать следующим образом, например для  $i$ -го узла:

$$\begin{aligned} \omega_i &= \omega'_i + \sum_{j=1}^{n_{Bi}} \omega_j + q_A \sum_{j=1}^{n_{Ai}} \omega_j + \\ &+ (q_A + q_{ABP}) \sum_{j=1}^{n_{ABPi}} \omega_j + \sum_{j=1}^{n_{BPi}} \omega_j; \\ q_i &= \omega'_i \bar{t}_{bi} + \sum_{j=1}^{n_{Bi}} \omega_j \bar{t}_{bj} + \sum_{j=1}^{n_{Pi}} \omega_j \bar{t}_{pi} + \end{aligned}$$

$$+ q_A \bar{t}_{пА} \sum_{j=1}^{n_{Aj}} \omega_j + (q_A + q_{ABP}) \sum_{j=1}^{n_{ABPj}} \omega_j \bar{t}_{пА} + \sum_{j=1}^{n_{BPj}} \omega_j \bar{t}_{пП}.$$

В этих формулах  $n_{Вi}$ ,  $n_{Пi}$ ,  $n_{Аi}$ ,  $n_{ABPj}$ ,  $n_{BPj}$  — число элементов, соответствующих узлу в списках В, П, АВР, ВР;  $\omega_i, \bar{t}_{Вi}$  — параметр потока отказов и время восстановления собственно  $i$ -го узла схемы соответственно.

Формирование условий отказов состояний при расчетах структурной надежности в ситуациях, когда отдельные элементы или часть их преднамеренно отключены, осуществ-

ляется по изложенным методам, но при определении вероятности отказовых состояний сечений вводятся понижающие коэффициенты [39.11, 39.12], которые отражают тот факт, что возможно наложение вынужденного отключения любого элемента на преднамеренное отключение другого, а не наоборот.

Преднамеренные отключения элементов схемы, на которые могут накладываться аварийные отключения других элементов, существенно влияют на показатели надежности. Техничко-экономическая оценка недоотпущенной электроэнергии вследствие таких перерывов электроснабжения отличается от таковой при внезапных перерывах, методика расчета показателей которых приведена выше. Поэтому целесообразно показатели надежности для та-

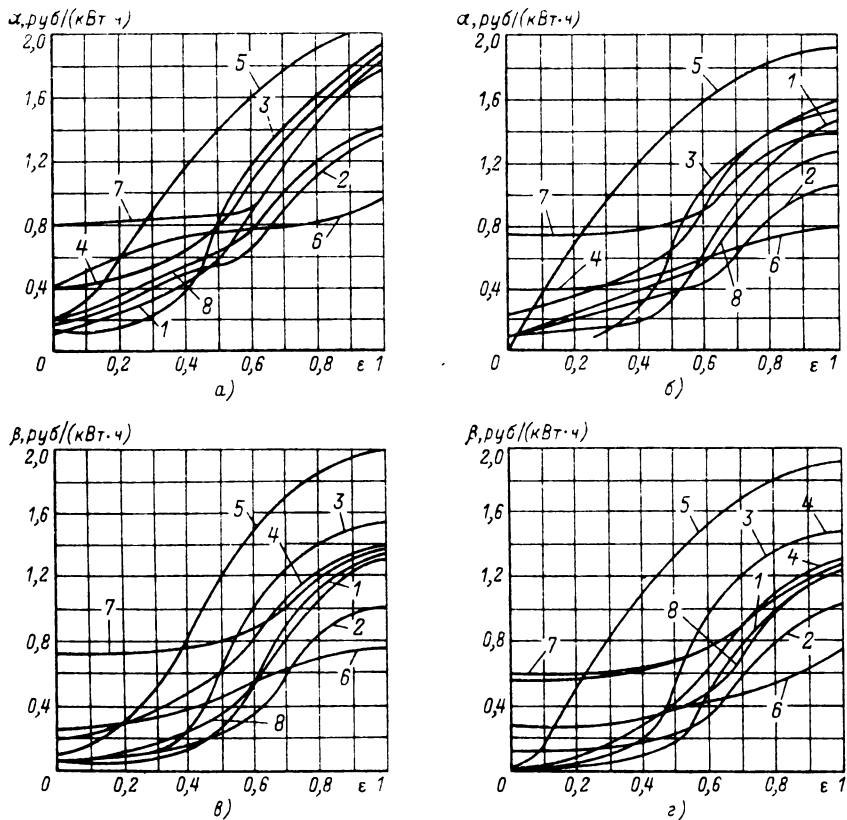


Рис. 39.38. Зависимость удельного ущерба потребителям ПС с различными структурами электропотребления от степени ограничения:

1 — 50% промышленной, 40% коммунально-бытовой, 10% прочей нагрузки; 2 — 70% промышленной, 25% коммунально-бытовой, 5% прочей нагрузки (строительство, транспорт, сельское хозяйство); 3 — 43% промышленной, 50% коммунально-бытовой, 7% прочей нагрузки; 4 — 43% промышленной, 32% коммунально-бытовой, 25% прочей нагрузки; 5 — 15% промышленной, 52% коммунально-бытовой, 33% прочей нагрузки; 6 — 43% промышленной, 10% коммунально-бытовой, 47% прочей нагрузки; 7 — 40% промышленной, 25% коммунально-бытовой, 35% прочей нагрузки; 8 — 40% промышленной, 25% коммунально-бытовой, 35% прочей нагрузки; а — при внезапных нарушениях электроснабжения длительностью до 3 ч; б — то же, но длительностью более 3 ч; в — с предупреждением в течение суток; г — при плановых ограничениях

Таблица 39.37. Удельные ущербы от внезапных и с предупреждением перерывов электроснабжения

Потребитель	Внезапные перерывы длительностью		Перерывы с предупреждением		Длительные перерывы
	до 3 ч	свыше 3 ч	в течение суток	за сутки и более	
Угледобыча					
открытая	0,7	0,42	0,34	0,26	0,42
закрытая	0,26	0,16	0,16	0,30	0,42
Нефтедобыча	3,0	1,4	0,64	0,30	0,77
Нефтепереработка	25	8,0	2,0	0,50	0,81
Горнорудная	0,55	0,32	0,16	0,12	0,20
Металлургия:					
черная	1,0	0,72	0,46	0,26	0,20
цветная	0,36	0,34	0,13	0,11	0,20
производство алюминия	0,50	0,43	0,14	0,06	0,20
Машиностроение и металлообработка:					
тяжелое	7,5	4,0	0,83	0,60	0,70
общее	1,5	0,70	0,40	0,20	0,70
автомобильная промышленность	2,2	0,92	0,48	0,40	0,70
Целлюлозно-бумажная промышленность	1,5	0,70	0,30	0,25	0,16
Деревообработка	0,87	0,57	0,57	0,5	1,0
Химическая промышленность:					
производство удобрений	0,42	0,26	0,02	0,02	0,2
производство пластмасс	2,3	1,6	0,74	0,5	0,2
производство искусственного волокна	11	4,0	2,9	0,64	0,2
Цементная промышленность	0,90	0,50	0,40	0,26	0,37
Стройматериалы	0,8	0,42	0,27	0,26	0,9
Текстильная промышленность	4,5	1,8	0,9	0,7	2,0
Легкая промышленность	0,55	0,5	0,35	0,3	0,7
Пищевая промышленность	2,5	1,3	1,3	0,6	0,85
Прочие отрасли промышленности	0,15	0,1	0,1	0,1	0,1
Строительство	0,95	0,75	0,72	0,70	1,2
Электрифицированные железные дороги	—	—	0,25	0,5	—
Газопроводы	—	—	0,2	0,45	—
Жилищно-коммунальный сектор городского хозяйства	—	—	2,7	4,5	—
Сельское хозяйство	—	—	0,8	2,2	—

ких состояний схемы определять отдельно, но используя результаты структурного анализа для схем со всеми включенными элементами, т. е. информацию о составе основных и дополнительных сечений.

Составляется список групп преднамеренно отключаемых элементов и для каждой *k*-й группы определяются эквивалентные показатели преднамеренных отключений.

Полученные показатели преднамеренных отключений присваиваются всем элементам, входящим в группу  $\omega_{ni} = \omega_{n,i}$ ,  $q_{ni} = q_{n,i}$ ,  $\bar{t}_{ni} = \bar{t}_{n,i}$ . Затем с учетом понижающих коэффициентов  $\gamma_{ni}$  рассчитываются показатели надежности сечений, а по ним узлов нагрузки, в которых отдельные элементы сечений учитываются временем и продолжительностью преднамеренных отключений (в процессе расчета следует исключить неминимальные сечения). Например, показатели надежности основного сечения *j*

$$\omega_{jn} = \sum_{i=1}^{n_j} \omega_{ni} \prod_{\substack{l=1, \\ l \neq i}}^{n_j} \bar{t}_{nl};$$

$$q_{jn} = \sum_{i=1}^{n_j} \gamma_{ni} \omega_{ni} \bar{t}_{ni} \prod_{\substack{l=1, \\ l \neq i}}^{n_j} \omega_l \bar{t}_{nl};$$

где  $\gamma_{ni} = \bar{t}_{ni}/(\bar{t}_{ni} + \bar{t}_{nji})$ ;  $\bar{t}_{nji}$  — эквивалентное время восстановления сечения *j*, в котором исключен *i*-й элемент.

По показателям надежности сечений рассчитываются показатели надежности схемы относительно узлов нагрузки

$$\omega_y = \omega_{y,n} + \omega_{y,p};$$

$$q_y = q_{y,n} + q_{y,p};$$

$$\bar{T}_{y,y} = q_y/\omega_y.$$

На основе информации о показателях надежности совокупности узлов нагрузки можно выделить те сечения, которые оказывают доминирующее влияние на надежность всей расчетной схемы, и существенно сократить число рассчитываемых состояний в методе анализа вероятностей состояний.



### Расчет народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения

При использовании первого метода, когда учитываются ограничения пропускных способностей элементов схемы, а следовательно, и ограничения потребителей  $\varepsilon$  (отношение нагрузки, вынужденно отключаемой в данном режиме, к суммарной нагрузке нормального режима), математическое ожидание ущерба системы с  $k$  расчетными состояниями

$$Y = P_{max} T_M \sum_{i=1}^k (\alpha_i q_{vi} \varepsilon_i + \beta_i q_{pi} \varepsilon_i),$$

где  $P_{max}$  — максимальное значение активной мощности системы;  $T_M$  — число часов использования максимума нагрузки;  $q_{vi}$  и  $q_{pi}$  — значение средних вероятностей системы с аварийным и преднамеренным отключением элементов;  $\alpha_i = f(\varepsilon_i)$  — удельное значение ущерба в зависимости от аварийного ограничения  $\varepsilon_i$  в  $i$ -м состоянии системы (рис. 39.38, а, б);  $\beta_i = f(\varepsilon_i)$  — удельное значение ущерба при преднамеренном отключении элементов в этом состоянии (рис. 39.38, в, г).

При использовании второго метода, когда не учитываются ограничения пропускных способностей, т. е.  $\varepsilon = 1$  (что соответствует полному прекращению питания), значение ущерба для каждого узла рассчитывается с учетом состава потребителей, длительности перерыва электроснабжения из-за аварийного отключения и перерыва вследствие преднамеренных отключений элементов в схеме (предполагается, что потребители предупреждаются о таких перерывах электроснабжения).

Ущерб целесообразно рассчитывать по показателям надежности каждого сечения в зависимости от расчетного времени восстановления сечения и согласно данным (табл. 39.37):

$$Y_j = \sum_{i=1}^n \mu_i P_{imax} T_{im} (y_{0iv} q_{iv} + y_{0in} q_{in}),$$

где  $\mu_i$  — доля  $i$ -го вида потребителя в суммарной нагрузке узла;  $\sum_{i=1}^n \mu_i = 1$ ;  $P_{imax}$  — максимальная активная мощность  $i$ -го вида потребителя, кВт;  $T_{im}$  — время использования максимума нагрузки  $i$ -го потребителя, ч;  $y_{0iv} = f(t_{v/in})$  — удельный ущерб от перерывов, связанных с преднамеренным отключением элементов, в зависимости от длительного перерыва, руб/(кВт·ч);  $q_{iv}$  — средняя вероятность отказа  $j$ -го сечения относительно узла;  $q_{in}$  — средняя

вероятность отказа  $j$ -го сечения, обусловленная преднамеренными отключениями в схеме.

Суммарный ущерб потребителей узла рассчитывается как сумма ущербов для всех сечений  $M$  относительно этого узла:

$$Y_{\Sigma} = \sum_{j=1}^M Y_j.$$

### Список литературы

- 39.1 Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г. Н. Александров, В. В. Ершевич, С. В. Крылов и др. Энергоатомиздат, 1983. 368 с.
- 39.2 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
- 39.3 Ершевич В. В., Лысков Ю. И., Шлимович В. Д. Развитие основных электрических сетей ЕЭС СССР / Электричество, 1984, № 12. С. 1–6.
- 39.4 Ершевич В. В. О новой ступени напряжения электрических сетей переменного тока / Электричество, 1985, № 1. С. 1–6.
- 39.5 Руководящие указания по проектированию энергосистем. М.: Союзтехэнерго, 1984. 11 с.
- 39.6 Электрические системы / Под ред. В. А. Венникова. Т. 2. Электрические сети. М.: Высшая школа, 1971. 437 с.
- 39.7 Рокотян И. С., Федоров Д. А. Применение методов математического программирования для выбора оптимальной конфигурации сети. М.: МЭИ, 1980. 54 с.
- 39.8 Лазебник А. И., Цаллагова О. Н. Выбор оптимального варианта развития электрической сети с учетом ее многорежимности // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1974, № 6. С. 3–9.
- 39.9 Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Динамические методы анализа развития сетей энергосистем. Рига. Зинатне, 1979. 260 с.
- 39.10 Моцкус И. Б. О покомбинатном методе оптимизации развития электрических сетей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 1. С. 46–53.
- 39.11 Фокин Ю. А., Туфанов В. А. Оценка надежности систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981. 224 с.
- 39.12 Фокин Ю. А. Вероятностные методы в расчетах надежности электрических систем. М.: МЭИ, 1983. 216 с.
- 39.13 Китушкин В. Г. Надежность электрических систем. М.: Высшая школа, 1984. 256 с.
- 39.14 Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем, 1984. 200 с.
- 39.15 Непомнящий В. А. Учет надежности при проектировании энергосистем. М.: Энергия, 1978. 200 с.
- 39.16 Гук Ю. Б. Основы надежности электроэнергетических установок. Л.: Изд-во ЛГУ, 1978. 192 с.
- 39.17 Надежность систем энергетики. Терминология АН СССР. М.: Наука, 1980. 44 с.

# ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

40.1. Основные функции ЛЭП сверхвысокого напряжения и перспективы их развития	337	40.8. Мероприятия по увеличению пропускной способности электропередач	350
40.2. Технико-экономическое обоснование основных параметров ЛЭП	338	40.9. Воздействие ЛЭП СВН на человека и окружающую среду	352
40.3. Компенсация и регулирование параметров ЛЭП	342	40.10. Области применения и схемы электропередач постоянного тока	352
40.4. Схемы замещения электропередач переменного тока	344	40.11. Преобразователи передач постоянного тока и основные режимы их работы	354
40.5. Анализ установившихся режимов ЛЭП сверхвысокого напряжения	346	40.12. Вентили для передач постоянного тока, системы управления и регулирования преобразователей	358
40.6. Особенности режимов ЛЭП сверхвысокого напряжения в составе сложноразветвленных сетей	349	40.13. Воздушные и кабельные линии передач постоянного тока, преобразовательные подстанции	359
40.7. Особые режимы электропередач переменного тока	350	Список литературы	361

### 40.1. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ ЛЭП СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ РАЗВИТИЯ

Развитие электроэнергетики идет по пути концентрации производства электроэнергии и централизации электроснабжения. Концентрация производства электроэнергии обеспечивается сооружением крупных тепловых электростанций, имеющих установленную мощность 4–6,4 млн. кВт, гидроэлектростанций и атомных электростанций мощностью 4–6 млн. кВт. Централизация электроснабжения достигается развитием и дальнейшим объединением электроэнергетических систем (ЭЭС), сооружением ЛЭП сверхвысокого напряжения (СВН) [40.1–40.6]. Существенная роль в повышении надежности и экономичности электроснабжения принадлежит Единой энергетической системе (ЕЭС) страны, формированию и становлению которой предшествовало образование мощных объединенных энергосистем (ОЭС).

В настоящее время в нашей стране сооружена первая электропередача напряжением 1150 кВ для выдачи мощности от электростанций Канско-Ачинского и Экибастузского энергокомплексов на Урал и в Центр страны (Сибирь – Казахстан – Урал – Средняя Волга – Центр).

Основными функциями ЛЭП классов напряжения 750 и 1150 кВ являются: передача мощности от крупных электростанций и энергокомплексов с несколькими электростанциями;

создание межсистемных связей для увеличения обмена потоков мощности и электроэнергии;

обеспечение параллельной работы ЭЭС и ОЭС в условиях роста масштабов объединения ЭЭС и усложнения ее режимов работы, т. е. обеспечение надежной связи в ЭЭС при ее дальнейшем развитии.

Долгосрочное прогнозирование, выполненное в [40.6], показывает, что напряжение ЛЭП, их пропускная способность будут возрастать

и в дальнейшем по мере роста выработки электроэнергии. Там же поставлена задача прогнозирования в связи с освоением следующей ступени напряжения (1800–2000 кВ). В связи с этим уже сейчас ведется целенаправленный поиск нетрадиционных эффективных долговечных материалов, конструкций опор и фундаментов, способов закрепления в грунте опор на оттяжках [40.4, 40.7]. Большое внимание уделяется также исследованиям, связанным с глубоким расщеплением проводов и установлением целесообразной конструкции пучка проводов в фазе при оптимальных электрических и механических параметрах [40.4, 40.5].

В плане дальнейших поисков нетрадиционных способов передачи энергии на расстояние исследуются газонезолированные, криогенные и сверхпроводящие линии.

#### 40.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЛЭП

Основными параметрами, подлежащими обоснованию при выборе ЛЭП, являются пропускная способность, номинальное напряжение, число цепей, сечение проводов в фазе и конструктивное исполнение линии. При этом проводят технико-экономические расчеты по соответствующим методикам [40.8, 40.9]. Расчеты ведут в два этапа. Первый этап предусматривает разработку технически возможных вариантов выполнения ЛЭП как элемента энергосистемы. Параметры каждого из вариантов, подлежащих сравнению, должны быть обоснованы, варианты должны иметь одинаковый энергетический эффект, степень надежности электроснабжения, быть взаимозаменяемыми.

На втором этапе ведутся технико-экономические расчеты применительно к вариантам предыдущего этапа. Целью этих расчетов является нахождение экономически оптимального сочетания основных параметров электропередачи.

*Пропускная способность электропередачи* — это та наибольшая мощность, которую с учетом всех ограничивающих факторов целесообразно передавать по ЛЭП и в соответствии с которой выбирают основные параметры электропередачи, а статическая устойчивость электропередачи оценивается по нормативному коэффициенту запаса. Пропускная способность ЛЭП зависит от ее назначения и роли в энергосистеме. Нельзя оценивать расчетную пропускную способность ЛЭП лишь на основе составления баланса мощнос-

тей по отдельным частям энергосистемы. Немалую роль играет повышение экономичности работы энергосистемы в связи с сооружением новой ЛЭП за счет рационального использования оборудования, обеспечения наиболее выгоднейшего распределения активных мощностей между объединенными электростанциями системы, сокращения резерва мощности, выравнивания суммарного графика нагрузки и т. д.

С помощью межсистемных связей создаются энергообъединения и формируется ЕЭС, поэтому требования к их пропускной способности и надежности повышены. Экономический эффект при сооружении межсистемной связи с относительно спокойным графиком передачи энергии реализуется за счет различия в стоимости электроэнергии передающей и приемной систем. Чем больше разница в стоимости электроэнергии, тем большей пропускной способностью должна обладать рассматриваемая питающая межсистемная связь.

Маневренные межсистемные связи имеют реверсивный график работы с относительно небольшим числом часов использования максимума (2,5–3 тыс. ч/год). Экономический эффект при этом выявляется за счет реализации возможностей межсистемных связей, направленных на улучшение режимов работы всех станций, работающих параллельно. Уменьшение суммарного резерва мощности, использование сезонных дешевых ресурсов энергии и т. д.

При оценке расчетной пропускной способности межсистемных связей того или иного типа учитывают также возможные значения нерегулируемых потоков мощности, возникающих из-за быстрых изменений мощностей в узлах нагрузок электрических станций.

По своей сути задача выбора пропускной способности межсистемных связей носит вероятностный характер из-за того, что значение внеплановых, аварийных и других перетоков мощности, а также рост нагрузок в расчетный период, освоение нового оборудования, повышение аварийности в первый период эксплуатации являются случайными событиями. Возможности учета вероятностных характеристик подобных случайных событий пока невелики из-за ограниченности статистических данных.

*Определение номинального напряжения ЛЭП*, соответствующего ГОСТ 721-77, является сложной технической и экономической задачей, на решение которой влияют многочисленные факторы, выявляемые в процессе конкретного проектирования: число цепей, сечение проводов фазы, ее конструкция.

Наиболее характерными величинами, оп-

ределяющими выбор номинального напряжения ЛЭП, являются ее расчетная пропускная способность и длина. С целью определения оптимального напряжения ЛЭП составляется ряд возможных схем, отличающихся номинальными напряжениями и другими параметрами. Для каждой из них определяются приведенные затраты. Оптимальным считается вариант с наименьшими приведенными затратами.

Опыт проектирования и эксплуатации ЛЭП в нашей стране показывает, что важно не только правильно выбрать номинальное напряжение ЛЭП, но и удовлетворить экономически и технически системе напряжений 110–220–500–1150 кВ или 150–330–750 кВ, принятой в объединенной энергосистеме (или данном территориальном районе).

Зависимости на рис. 40.1 иллюстрируют границы использования различных номинальных напряжений. При известной расчетной пропускной способности и длине линии с помощью рис. 40.1 на первом этапе делают упрощенный выбор номинального напряжения линии.

Число цепей ЛЭП обычно стремятся сводить к минимальному (обеспечивается экономия капиталовложений, металла и других материалов, сокращается полоса отчуждения). Сооружение одноцепных ЛЭП допустимо, если передаваемая по ним мощность не превышает 15–20% мощности системы.

Увеличение числа цепей значительно увеличивает капитальные затраты на линии. При этом затраты на подстанции меняются мало и снижаются расходы на средства по увеличению пропускной способности, одновременно увеличиваются затраты на установку реакторов

и ячейки линейных выключателей. При заданной передаваемой мощности увеличение числа цепей ухудшает технико-экономические характеристики электропередачи из-за увеличения потерь активной мощности от емкостных зарядных токов линии и коронирования проводов. Если число цепей в связи с теми или иными требованиями оказывается равным трем и более, то целесообразно рассмотреть варианты выполнения ЛЭП на более высокое номинальное напряжение.

Выбор суммарного сечения проводников в фазе воздушных ЛЭП [40.3, 40.8, 40.10] с номинальным напряжением до 750 кВ включительно производится в соответствии с экономическими токовыми интервалами марок проводов для линий соответствующих напряжений, определенных при унификации конструкций воздушных линий. При этом расчетная токовая нагрузка линии

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где  $I_5$  — ток линии на пятый год эксплуатации в нормальном эксплуатационном режиме;  $\alpha_i$  — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;  $\alpha_T$  — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии ( $T_n$ ) и коэффициент ее попадания в максимум ЭЭС ( $K_M$ ) (подробнее см. разд. 39).

В этих условиях для линии напряжением 500 кВ обычно принимают расщепление фазы на три провода, а для 750 кВ — на пять проводов в фазе с сечением каждого из них 300–400 мм<sup>2</sup>. Выбор сечений проводов и конструкции фазы линии электропередачи 1150 кВ производится на основе технико-экономических расчетов.

Полученное сечение проводов округляется до ближайшего стандартного. Выбранное стандартное сечение проверяется по условиям отсутствия общей короны в хорошую погоду и уровню радиопомех [40.11] в соответствии с неравенствами

$$E_{срmax}/E_0 \leq 0,9; E_{срmax} \leq E_{рп,доп},$$

где  $E_0$  — начальная напряженность, соответствующая возникновению общей короны;  $E_{срmax}$  — максимальная напряженность поля на средней фазе;  $E_{рп,доп}$  — допустимая напряженность поля по условиям радиопомех.

Проверка выбранного сечения проводов по допустимой токовой нагрузке при нагреве делается обычным путем.

Необходимые нормативные величины, стандартные сечения проводов, таблицы минимальных сечений и диаметров проводов и другие данные приведены в [40.8] (см. также разд. 18 справочника).

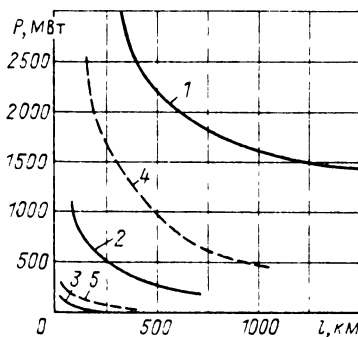


Рис. 40.1. Области применения различных номинальных напряжений и границы равной экономичности областей номинальных напряжений:

1 — 1150 и 500 кВ, 2 — 500 и 220 кВ; 3 — 220–110 кВ; 4 — 750 и 330 кВ, 5 — 330 и 150 кВ

Суммарное сечение проводов фазы ЛЭП напряжением выше 750 кВ выбирают на основании сопоставления приведенных затрат рассматриваемых вариантов, используя выражение

$$Z = (E_n + p_a)K + \frac{(P\alpha)^2 r}{(U_{ном} \cos \varphi)^2} 10^{-3} Z_{y,3} + \Delta P_k Z'_{y,3},$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности;  $K, p_a$  – стоимость и амортизационные отчисления от стоимости 1 км линии соответственно;  $P$  – расчетное значение пропускной способности, кВт;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение ЛЭП, кВ;  $r$  – активное сопротивление 1 км линии, Ом;  $\Delta P_k$  – средние годовые потери мощности на корону для проводов данного сечения, кВт;  $Z_{y,3}$  и  $Z'_{y,3}$  – удельные расчетные затраты на производство энергии, покрывающей потери соответственно на нагрев и корону, коп/(кВт·год);  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий постепенный рост нагрузки до расчетного значения за  $n$  лет, определяемый как

$$\alpha = \sqrt{E_n \left[ \sum_{l=1}^n \frac{i_l^2}{(1 + E_n)^l} \right] + \frac{i_{l+1}^2}{(1 + E_n)^{l+1}}},$$

где  $n$  – порядковый номер года эксплуатации линии с расчетной нагрузкой;  $l, i_l$  – порядковый номер расчетного года эксплуатации и соответственно тока (в долях от расчетного) линии в период роста нагрузки.

При одинаковом числе проводов в фазе с ростом их сечения первое слагаемое в формуле для приведенных затрат растет, тогда как второе и третье уменьшаются. В этих условиях для двух соседних сечений проводов  $F_i$  и  $F_{i+1}$  ( $F_{i+1} > F_i$ ) можно найти мощность  $P_i = P_{i+1}$ , определяющую верхний экономический предел загрузки провода сечением  $F_i$ . При условии, что приведенные затраты  $Z_i = Z_{i+1}$ ,

$$P_{i,i+1} = \frac{U_{ном} \cos \varphi}{\alpha} \sqrt{\frac{(E_n + p_a)(K_{i+1} - K_i) + \rightarrow}{(r_i - r_{i+1})(\tau/\alpha_m) C_{y,3}} \rightarrow} \\ \rightarrow \frac{+(\Delta P_{k(i+1)} - \Delta P_{k(i)}) 8760 C'_{y,3}}{\rightarrow}$$

где  $\tau$  – время наибольших потерь для года;  $\alpha_m = k_m^2$  – коэффициент попадания максимальных потерь ЛЭП в максимум нагрузки;  $\cos \varphi = 0,95 \div 1$  для линий 750 кВ и выше;  $C_{y,3}, C'_{y,3}$  – стоимости удельных потерь энергии соответственно на нагрев и на коронирование проводов (принимаются в зависимости от района сооружения ЛЭП по [40.8] или рис. 40.2).

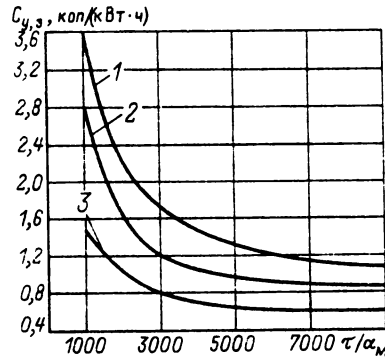


Рис. 40.2. Удельная стоимость потерь энергии в энергосистемах: 1 – Единой энергосистемы европейской части СССР, 2 – ОЭС Востока, 3 – ОЭС Сибири

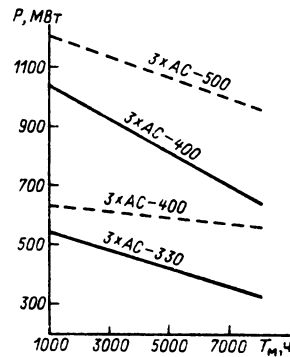


Рис. 40.3. Экономические интервалы линии 500 кВ: — — европейская часть СССР, - - - - Сибирь

Коэффициент попадания максимальных потерь на корону в максимум нагрузки электропередачи равен 0,2, поэтому при определении  $C_{y,3}$  принимают  $\tau/\alpha_m = 8760$  ч.

Нижний предел экономической мощности проводов сечением  $F_i$  можно найти при замене  $i+1$  на  $i$ , а  $i$  соответственно на  $i-1$  по условию  $Z_{i-1} = Z_i$ , т. е. рассматривая смежные сечения проводов  $F_i$  и  $F_{i-1}$  ( $F_i > F_{i-1}$ ). Такой подход позволяет определить интервалы мощностей для любого сечения проводов фазы при вариациях исходных данных. Рассмотренные зависимости имеют вид, аналогичный приведенным на рис. 40.3, где на оси абсцисс отложено время использования наибольшей нагрузки линии.

При решении практических задач, связанных с выбором проводов, сечение  $F_i$  примерно оценивают по расчетной пропускной

способности и экономической плотности тока с учетом допустимых потерь на корону и радиопомех. Затем, рассматривая это сечение совместно со смежными, подтверждают попадание расчетной пропускной способности в экономический интервал мощности для сечения  $F_i$  или одного из смежных с ним сечений.

**Выбор числа проводов в фазе.** Современные мощные ЛЭП СВН имеют большие токовые нагрузки. При этом сечения проводов лежат в пределах расчетных значений (500–2500 мм<sup>2</sup>) и более. По конструктивным соображениям и условиям монтажа применение одиночных проводов сечением более 500–700 мм<sup>2</sup> затруднительно. Кроме того, внешний диаметр проводов должен обеспечивать снижение потерь на корону, уровень радиопомех. В силу этих причин и для снижения индуктивного сопротивления каждая фаза ЛЭП СВН сооружается с расщепленными проводами, с 2–5 и более параллельными проводами, расстояние между которыми фиксируется линейной натяжкой и поддерживающей арматурой, а также дистанционными распорками в пролетах. В общем случае выбор суммарного сечения проводов должен осуществляться одновременно с определением числа проводов в фазе и расстояний между ними. Обычно провода фазы располагают по вершинам правильного многоугольника.

Расщепление проводов увеличивает их эквивалентный радиус, который в основном определяется не сечением одиночного провода, а расстоянием между проводами в фазе. При этом емкостная проводимость линии, которая остается однородной, увеличивается, а индуктивное сопротивление уменьшается. В табл. 40.1 приведены основные параметры линии (удельное реактивное сопротивление  $x_0$  и проводимость  $b_0$ , волновое сопротивление  $z_c$ , натуральная мощность  $P_c$  при  $U_{ном} = 500$  В) в зависимости от числа расщепленных проводов в фазе при одном и том же суммарном сечении проводов и обычных конструкциях опор [40.12].

Таблица 40.1

Параметр	Число проводов в фазе				
	1	2	3	4	5
$x_0$ , Ом/км	0,408	0,33	0,301	0,279	0,262
$10^{-6}b_0$ , См/км	2,79	3,38	3,70	3,98	4,21
$z_c$ , Ом	391	312	285	265	250
$P_c$ , МВт	640	803	880	944	1000

Изменение основных параметров линии в зависимости от расстояния между проводами в фазе показано на рис. 40.4. Пропускная способность ЛЭП растет с увеличением числа проводов в фазе и расстояния между ними. Тем не менее расстояние между проводами в фазе нельзя выбирать большим из-за увеличения потерь мощности на корону и удорожания конструктивной части линии. В современных условиях в нашей стране и за рубежом расстояние между проводами в фазе принимается в пределах 40–60 см. Число проводов в фазе для существующих линий напряжением 500–750 кВ составляет 3–5.

При выборе числа и сечения проводов в фазе путем сопоставления приведенных затрат  $i$  вариантов необходим учет затрат на установку реакторов (мощностью  $Q_p$ ), средства повышения пропускной способности (обычно условно рассматривается конденсаторная установка продольной емкостной компенсации мощностью  $Q_{y,n}$ ) и источников реактивной мощности на подстанции в связи с изменением индуктивного сопротивления и емкостной проводимости линии в рассматриваемых схемах.

В этих условиях приведенные затраты, отнесенные к 1 км линии,

$$Z_i = (E_n + p_a) K_i + \left( \frac{P\alpha}{U_{ном} \cos \varphi} \right)^2 \frac{r_{лг}}{\alpha} 10^{-3} + \Delta P_{ki} \cdot 8760 C'_{y,z} + Q_{pi} (E_n + p_{a,p}) K_p +$$

$+ Q_{c,ki} (E_n + p_{a,c,k}) K_{c,k} + Q_{y,ni} (E_n + p_{a,y,n}) K_{y,n}$ , где  $K_p$ ,  $K_{c,k}$ ,  $K_{y,n}$  – стоимость 1 квар установленной мощности реакторов, 1 кВ·А мощности синхронных компенсаторов (источников реактивной мощности), 1 квар мощности

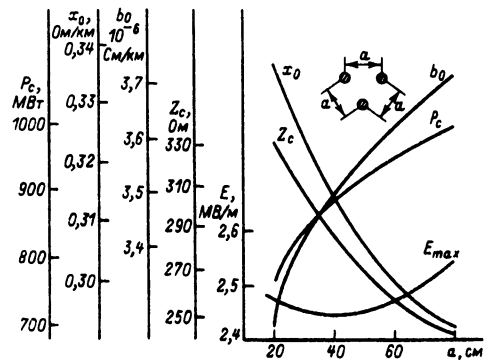


Рис. 40.4. Зависимость основных характеристик ЛЭП 500 кВ от расстояния между проводами фазы ( $E_{max}$  – максимальная напряженность поля на поверхности проводов)

установки продольной компенсации, соответственно:  $P_{a,p}$ ,  $P_{a,c,k}$ ,  $P_{a,y,l}$  — отчисления на амортизацию от стоимости реакторов источников реактивной мощности и установок продольной компенсации соответственно; остальные обозначения общеприняты.

В связи с сооружением в нашей стране первых ЛЭП напряжением 1150 кВ и проработками следующей ступени напряжения делаются оценки и прогнозы по созданию таких ЛЭП с глубоким расщеплением проводов фазы и нетрадиционными конструкциями опор, обеспечивающими дальнейшее улучшение электрических характеристик ЛЭП. Первые результаты этих исследований достаточно полно освещены в [40.4 и 40.5].

### 40.3. КОМПЕНСАЦИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЛЭП

Технические трудности, связанные с передачей электроэнергии на расстояние, возрастают по мере увеличения длины и номинального напряжения линии. Эти трудности связаны в основном с ростом перенапряжений в режимах малых нагрузок, снижением КПД ЛЭП вследствие увеличения потерь мощности и энергии от зарядных токов линии и на корону, снижением естественной пропускной способности линии, ограничиваемой пределом мощности. Экономическая целесообразность передачи энергии по длинным линиям при повышении пропускной способности может быть обоснована тогда, когда увеличение затрат на сооружение ЛЭП может окупиться снижением удельной стоимости передачи энергии. Обеспечить приемлемые технические и экономические параметры ЛЭП можно, предусмотрев компенсацию индуктивного сопротивления и емкостной проводимости линии, что достигается установкой дополнительных устройств, называемых компенсирующими (КУ), а ЛЭП с КУ называется компенсированной. Компенсация параметров может быть полной (компенсация или настройка на нулевую длину), частичная и с целью настройки ЛЭП на полуволновую длину.

КУ могут включаться последовательно и параллельно на подстанциях, переключательных пунктах и непосредственно на линии.

Компенсация параметров ЛЭП может осуществляться статическими неуправляемыми и управляемыми устройствами, а также вращающимися электрическими машинами.

В качестве КУ используют шунтирующие реакторы (ШР), синхронные компенсаторы, статические компенсаторы, в том числе и быстродействующие источники реактивной

мощности (ИРМ). Все средства компенсации имеют особенности и предназначены для различных областей использования, поэтому обоснование применения варианта компенсации параметров ЛЭП ведется на основе сравнения приведенных затрат каждого варианта и выбора наиболее экономичного.

Целью компенсации является регулирование основных показателей режимов с целью их улучшения. В этом смысле все КУ являются и регулируемыми устройствами. Так, компенсация емкостной проводимости линии шунтирующими реакторами снижает зарядную мощность линии, что ведет к изменению напряжений в узлах ЛЭП, потерь мощности и других параметров режима. Однако эффект подобной компенсации параметров линии зависит от режима передачи активной мощности.

*Мощность, места и схемы включения шунтирующих устройств.* ЛЭП 330 кВ и выше имеют большую зарядную мощность (табл. 40.2), поэтому на линиях такого класса необходимо применение шунтирующих реакторов.

ШР как средства поперечной компенсации улучшают распределение напряжения вдоль линии, снижают внутренние перенапряжения, уменьшают перетоки реактивной мощности и, следовательно, потери энергии в линии, обеспечивают работу линии при синхронизации, самовозбуждении генераторов, холостом ходе, включении ЛЭП и других режимах.

Мощность реакторов на линиях (и ее участках) можно приблизительно оценить, исходя из небаланса реактивной мощности, по формуле

$$Q_p = Q_c \left[ 1 - \left( \frac{S}{P_c} \right)^2 \right] \approx U_{ном}^2 b_0 l [1 - P_*^2],$$

где  $Q_c$  — зарядная мощность линии;  $P_*$  — передаваемая активная мощность (отнесенная к натуральной) в том или ином режиме; мощность  $S = P$  при  $\cos \varphi = 0,95 \div 1$ , что характерно для ЛЭП СВН:  $P_c = U_{ном}^2 / z_c$  — натуральная мощность;  $l$  — длина линии.

Отношение мощности шунтирующих реакторов к передаваемой мощности на линии 750 кВ длиной до 1000 км составляет

Таблица 40.2

Номинальное напряжение, кВ	Зарядный ток, А/км	Зарядная мощность, Мвар/км
400	0.72	0.5
500	1.13	0.98
750	1.77	2.3
1150	3.02	6

1–1,25 Мвар/МВт, а для ЛЭП 500 кВ – 0,7–0,9 Мвар/МВт. Часть реакторов устанавливаются непосредственно на линии, а остальные, в зависимости от принятого расчетного уровня внутренних перенапряжений, – на вторичном напряжении промежуточных подстанций. На ЛЭП 1150 кВ предусматривается практически полная компенсация зарядной мощности линии. Шунтирующие реакторы, как и на ЛЭП 750 кВ, устанавливают по концам участков ЛЭП. На каждые 100 км линии требуется мощность ШР, равная 600 Мвар.

Если  $P_*$  – активная мощность, взятая для режима максимальных нагрузок, то по выражению для  $Q_p$  можно рассчитать мощность реакторов, которые могут наглухо присоединять к линии. Суммарная мощность реакторов на ЛЭП 500 кВ выбирается по режиму холостого хода ЛЭП из условия поддержания напряжения на открытом конце линии в допустимых пределах.

Из зависимостей рис. 40.5 нетрудно установить, что на линиях (участках) длиной более 500 км, где  $U_* \geq 1,05U_{ном}$ , необходима установка реакторов на открытом конце линии. С помощью рис. 40.6 можно определить мощность реакторов в зависимости от длины линии, установка которых необходима для поддержания равенства напряжения по концам линии.

Для отключения ШР на ЛЭП 750 и 1150 кВ в соответствии с требованиями режимов и устойчивости, а также обеспечения безынерционного искрового подключения при появлении перенапряжений разработан аппарат

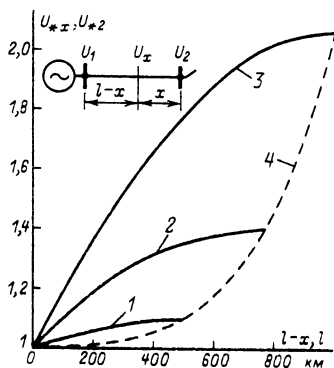


Рис. 40.5. Распределение напряжения ( $U_{*x} = U_x/U_1$ ) вдоль естественной линии, включенной с одного конца (без учета потерь на корону):

1, 2, 3 – длина линии 500, 750, 1000 км соответственно, 4 – напряжение на открытом конце линии ( $U_{*2} = U_2/U_1$ ) в зависимости от ее длины

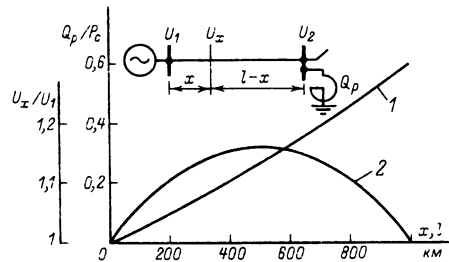


Рис. 40.6. Мощность реакторов, обеспечивающая равенство напряжений по концам линии в зависимости от ее длины (1) и распределение напряжения вдоль линии длиной 1000 км с реактором на открытом конце (2)

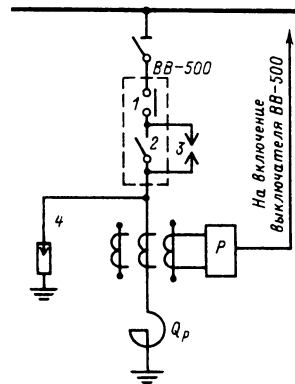


Рис. 40.7. Схема включения реактора через искровой промежуток:

1 – рабочие контакты выключателя ВВ-500; 2 – отъединитель ВВ-500; 3 – искровой промежуток; 4 – комбинированный разрядник

включатель-отключатель (ВО-750 и ВО-1150), который выполняется по схеме, аналогичной рис. 40.7, но все контакты в нем дугогасительные. Нижний предел пробивного напряжения искрового промежутка (ИП) (3 на рис. 40.7) принимается равным  $1,2U_{ном}$  с учетом разброса срабатывания [40.10].

Ведутся исследования управляемых средств поперечной компенсации с высоким быстродействием. Из последних разработок следует отметить реакторы, управляемые путем подмагничивания магнитопровода, и тиристорные схемы применительно к ЛЭП СВН.

Числовые примеры, связанные с выбором реакторов, приведены в [40.13].

Установки продольной емкостной компенсации (УПК) являются одним из целесообразных средств повышения пропускной способности и устойчивости (главным образом, статической) ЛЭП СВН. Емкостное сопротив-



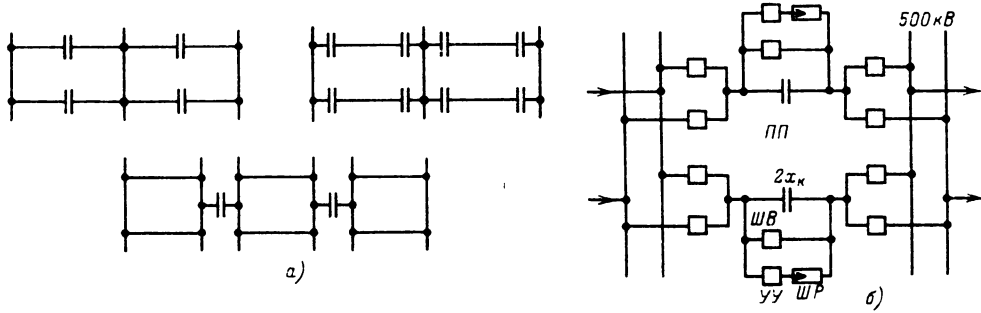


Рис. 40.8. Схемы включения УПК:

*a* — на двухцепной линии; *б* — на электропередаче Братск — Иркутск, где ПП — переключательный пункт, ШВ — шунтирующий выключатель, ШР — шунтирующий разрядник, УУ — успокаивающее устройство

ление конденсаторов УПК, включенных последовательно в линию, уменьшает суммарное индуктивное сопротивление линии. Применение УПК с некоторой условностью эквивалентно уменьшению волновой длины линии. Эффективность компенсации параметров длинной линии с помощью УПК зависит от ее мощности и места включения (начало, середина, конец линии).

Число и мощность УПК выбираются на основе технико-экономического сопоставления возможных вариантов. При необходимости высокой степени компенсации сопротивления линии (более 50%) УПК размещают в двух и более местах. Сосредоточение в одном месте батарей УПК большой мощности приводит к увеличению кратности внутренних перенапряжений, создает трудности в обеспечении правильного действия релейных защит. С целью ограничения перенапряжений в установившихся нормальных режимах на зажимах УПК включают реакторы. УПК должна быть изолирована относительно земли на фазное напряжение ЛЭП, что для отечественных линий обеспечивается подвесным вариантом исполнения. Схемы включения УПК на двухцепных ЛЭП приведены на рис. 40.8. Каждая из этих схем имеет свои особенности [40.10, 40.12].

УПК на ЛЭП 500 кВ Братск — Иркутск располагается на переключательном пункте и при мощности батарей конденсаторов 260 Мвар компенсирует 30% реактивного сопротивления. Передаваемая мощность увеличена на 38% и достигает 1600 МВт на цепь. Нормальная работа конденсаторов и установки в целом обеспечивается различными видами защитных устройств [40.3, 40.12].

На ЛЭП 750 и 1150 кВ УПК не предусматривается из-за снижения ее эффективности в динамических переходах (может быть шунтирована при срабатывании защитного

разрядника при КЗ на ЛЭП, АПВ участка и др.), а также ввиду высоких стоимостных показателей.

#### 40.4. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Протяженная естественная ЛЭП в расчетной схеме электроэнергетической системы (рис. 40.9) может быть представлена П-образной схемой замещения (б), четырехполюсником с пассивными параметрами (в) и схемой с обобщенными параметрами в форме собственных и взаимных проводимостей (г).

Параметры схемы вычисляются по удельным (на 1 км) сопротивлениям и проводимостям.

Сопротивление, Ом/км,

$$\underline{Z}_0 = r_0 + ix_0,$$

где  $r_0$  — активное сопротивление в соответствии с [40.8];  $x_0$  — удельное реактивное сопротивление, вычисляемое по формулам, приведенным в разд. 39, или принимаемое по [40.8].

Полная удельная проводимость линии, См/км,

$$Y_0 = g_0 + jb_0.$$

Активная проводимость линии  $g_0$  определяется в основном потерями на корону, которые являются нелинейной функцией напряжения на линии в рабочих режимах. Если известны удельные потери мощности на корону  $\Delta P_{к0}$  (см. разд. 38), то приближенно

$$g_0 = \Delta P_{к0} / U_{ном}^2.$$

Отметим, что даже при очень больших потерях на корону из-за плохой погоды вдоль трассы линии их влияние на параметры режимов сравнительно мало, поэтому нередко полную удельную проводимость учитывают

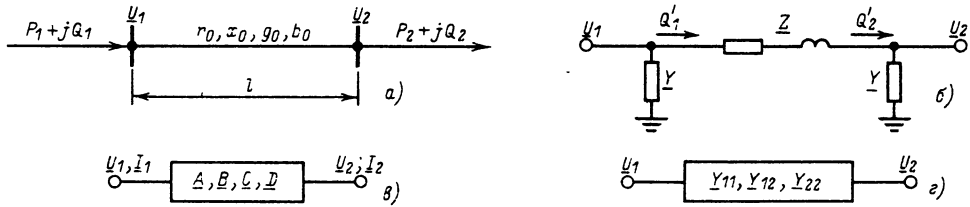


Рис. 40.9. Линия с распределенными параметрами (а) и ее схемы замещения (б–в): б – П-образная, в – четырехполюсник. z – с помощью собственных и взаимных проводимостей

лишь ее реактивной составляющей

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} \lg \frac{D}{r},$$

где  $D$  – среднее геометрическое расстояние между проводами;  $r$ , – эквивалентный радиус расщепленного провода.

Для уточнения параметров ЛЭП вследствие необходимости учета влияния тросов или параллельных цепей могут быть использованы соотношения из [40.3].

Для длинной линии характерными параметрами являются:

волновое сопротивление, Ом,

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}} = Z_c e^{-\gamma l};$$

коэффициент распространения волны,  $\text{км}^{-1}$ ,

$$\gamma_0 = \sqrt{Z_0 Y_0} = \alpha_0 + j\beta_0,$$

для линии длиной  $l$

$$\underline{\gamma} = \underline{\gamma}_0 l = \alpha_0 l + j\beta_0 l = \alpha_0 l + j\lambda,$$

где  $\lambda = 2\pi l / \Lambda$  – волновая длина линии;  $\Lambda$  – длина волны, км;

натуральная мощность

$$P_c = U_{\text{ном}}^2 / z_c.$$

При представлении протяженной линии четырехполюсником его пассивные параметры определяют по формулам

$$\underline{A} = \text{ch } \underline{\gamma}_0 l; \quad \underline{B} = \underline{Z}_c \text{ sh } \underline{\gamma}_0 l;$$

$$\underline{C} = (1/\underline{Z}_c) \text{ sh } \underline{\gamma}_0 l; \quad \underline{D} = \text{ch } \underline{\gamma}_0 l.$$

Приведем формулы, устанавливающие связь между параметрами различных схем длинной линии (рис. 40.9) естественной и компенсированной:

$$\underline{A} = 1 + \underline{Z}\underline{Y}; \quad \underline{B} = \underline{Z}; \quad \underline{C} = (\underline{Z}\underline{Y} + \underline{Y}^2);$$

$$\underline{D} = 1 + \underline{Z}\underline{Y};$$

$$\underline{Y}_{11} = \underline{D}/\underline{B}; \quad \underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21} = 1/\underline{B}; \quad \underline{Y}_{22} = \underline{A}/\underline{B}.$$

Другие соотношения между параметрами схем приведены в [40.12].

В этих выражениях

$$\underline{Z} = \underline{Z}_0 / \underline{K}_z; \quad \underline{Y} = \underline{Y}_0 / \underline{K}_y / 2,$$

$$\text{где } \underline{K}_z = k_z < \varphi_z = \frac{\text{sh } \underline{\gamma}_0 l}{\underline{\gamma}_0 l} = \frac{\text{sh } l \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0}}{l \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0}};$$

$$\underline{K}_y = k_y < \varphi_y = \frac{\text{th } \underline{\gamma}_0 l / 2}{\underline{\gamma}_0 l / 2} = \frac{\text{th } l \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} / 2}{l \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} / 2}$$

– коэффициенты (комплексные величины), учитывающие распределенность параметров ЛЭП.

Изменение параметров эквивалентной П-образной схемы линии длиной до 3000 км, связывающей параметры режимов начала и конца ее, показано на рис. 40.10.

Выражения для  $\underline{Z}$  и  $\underline{Y}$  можно упростить, если длина линии не более 500–600 км. Тогда для схемы рис. 40.9, б

$$r = r_0 k_r; \quad x = x_0 k_x; \quad b = b_0 k_b / 2.$$

Поправочные коэффициенты (действительные числа) параметров  $r$ ,  $x$ ,  $b$  соответственно равны:

$$k_r = 1 - x_0 b_0 l^2 / 3;$$

$$k_x = 1 - x_0 b_0 l^2 / 6 \left[ 1 - \left( \frac{r_0}{b_0} \right)^2 \right];$$

$$k_b = 1 + x_0 b_0 l^2 / 12 = \frac{3 + k_r}{2(1 + k_r)}.$$

Из приведенных выше соотношений можно получить упрощенную математическую модель ЛЭП СВН. Разложим  $k_z$  и  $k_y$  в ряд и, пренебрегая членами второго порядка малости, найдем

$$\underline{A} = \underline{D} = \cos \lambda + ja_1 \lambda \sin \lambda;$$

$$\underline{B} = Z_c (a_1 \lambda \cos \lambda + a_2 \sin \lambda) + jZ_c \sin \lambda;$$

$$\underline{C} = \frac{1}{Z_c} (a_1 \lambda \cos \lambda - a_2 \sin \lambda) + j \frac{1}{Z_c} \sin \lambda,$$

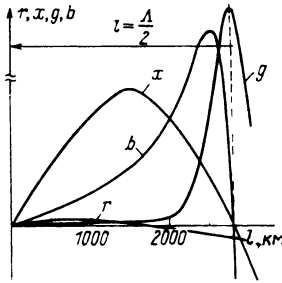


Рис. 40.10. Зависимость параметров П-образной схемы замещения линии от длины при  $g_0 = 0$

где принято

$$a_1 = r_0/2x_0 + g_0/2b_0; \quad a_2 = r_0/2x_0 - g_0/2b_0.$$

Параметры других схем (см. рис. 40.9) находятся в соответствии с приведенными ранее формулами. Упрощенная математическая модель исключительно проста, удобна и дает погрешность вычисления параметров менее 0,5% в большинстве практически возможных случаев.

При учете в модели активной проводимости необходим расчет потерь на корону, который делается в соответствии с [40.11]. Эти данные могут быть выражены и своими средними значениями [40.8].

При условии  $g_0 = 0$  получаем  $a_1 = a_2 = r_0/2x_0$ , поэтому соответственно становятся проще и уравнения модели.

При составлении схемы замещения компенсированной линии каждый ее элемент или участок удобно представить той или иной схемой (см. рис. 40.9). Это дает возможность определить напряжения во всех узловых точках и токи (мощности) в ветвях. Иногда приходится составлять эквивалентную схему замещения компенсированной линии. Параметры эквивалентного четырехполюсника ( $A, B, C, D$ ), представляющего линию с УПК (рис. 40.11), находим, учитывая каскадное соединение трех четырехполюсников:

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1 & -jx_k \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} A_1 + A_1 C_2 x_k & B_1 + A_1 D_2 x_k \\ C_1 + C_1 C_2 x_k & D_1 + C_1 D_2 x_k \end{vmatrix}, \end{aligned}$$

где  $A_i, B_i, C_i, D_i$  — параметры некомпенсированной линии длиной  $l = l_1 + l_2$ .

При наличии на линии длиной  $l$  шунтирующего реактора с проводимостью  $Y_p$  параметры пассивного эквивалентного четырех-

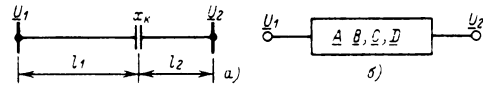


Рис. 40.11. Линия с УПК (а) и ее эквивалентная схема (б)

полюсника

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_p & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} A_1 + A_2 B_1 Y_p & B_1 + B_2 B_1 Y_p \\ C_1 + A_2 D_1 Y_p & D_1 + B_2 D_1 Y_p \end{vmatrix}. \end{aligned}$$

Для линии с УПК и реакторами на ее выводах

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{p1} & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1 & -jx_k \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \times \\ &\times \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{p2} & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix}. \end{aligned}$$

В общем случае для матрицы эквивалентных параметров линии, содержащей  $k$  элементов, представленных четырехполюсниками, соединенными каскадно, справедливо правило

$$F = \prod_{i=1}^k F_i,$$

где  $F_i$  — соответственно матрицы объединяемых четырехполюсников.

Отметим, что в сложных электрических системах ЛЭП СВН является одним из элементов всей схемы, поэтому, вычислив с необходимой точностью его параметры, дальнейшие преобразования схемы делают, соотносясь с целями, для которых она требуется.

### 40.5. АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЛЭП СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Установившиеся режимы линии электропередачи характеризуются параметрами, соотношения между которыми существенно зависят от длины, номинального напряжения линии, передаваемой активной мощности, нагрузок промежуточных подстанций и др.

С ростом длины линии и ее номинального напряжения все больше проявляются емкостная проводимость и зарядная мощность линии. Это усложняет обеспечение условий баланса реактивной мощности. Так, при передаче активной мощности, равной половине

натуральной, избыток реактивной мощности в линии составляет примерно 3/4 зарядной мощности (см. табл. 40.2). Передавать такую значительную реактивную мощность в конце линии недопустимо (большие потери напряжения, мощности и энергии), поэтому на линии устанавливают шунтирующие реакторы. В случае передачи мощности больше натуральной на линии необходимы источники реактивной мощности, так как зарядной мощности линии не хватает на покрытие потерь в индуктивном сопротивлении, а передавать реактивную мощность от источника питания невозможно.

Необходимо учитывать, что длительное допустимое напряжение ЛЭП по условиям нормальной работы изоляции относительно небольшое: в сетях 330 кВ —  $1,1U_{ном}$ , а в сетях 500 кВ и выше —  $1,05U_{ном}$ . Это ограничивает пределы допустимых перепадов напряжения на линии, а следовательно, и перетоки реактивной мощности.

Потери от короны, существенно зависящие от погодных условий вдоль трассы, могут достигать больших значений. Так, для ЛЭП 750 кВ длиной 400 км средние потери на корону составляют 4 МВт, а при плохой погоде они возрастают до 25 МВт. Учет потерь на корону нелинейными характеристиками, зависящими от напряжения, приводит к необходимости использования итеративных методов расчета режимных параметров.

Определенные трудности возникают при работе ЛЭП СВН параллельно с сетями 220 кВ и ниже. Неоднородность их приводит к недоиспользованию ЛЭП СВН и снижению технико-экономических показателей сети в целом. Анализ режимов ЛЭП сводится к технико-экономическому обоснованию наиболее целесообразных соотношений между параметрами режимов и выявлению их оптимальных значений при учете ограничений технического характера, в том числе ограничений, которые могут быть связаны с режимами сетей более низкого напряжения, непосредственно примыкающих к ЛЭП.

При выборе расчетных режимов исходят из необходимости выявления наибольших ограничений по тем или иным параметрам и наиболее высоких требований к оборудованию электропередачи. В связи с этим рассматриваются основные нормальные режимы, а также наиболее тяжелые послеаварийные.

По режиму наибольших нагрузок выбираются основные параметры ЛЭП СВН и определяется пропускная способность, решаются вопросы установки дополнительных источников реактивной мощности и средств повышения устойчивости. Повышение напряжения по концам линии способствует повышению

пропускной способности ЛЭП и устойчивости, а увеличение перепада напряжений, по концам линии (участка) ведет к росту потока реактивной мощности. Все реакторы, выбранные по этому режиму, могут не иметь выключателей (присоединяться наглухо). В целях повышения экономичности ЛЭП СВН (включая 750 кВ) на их приемном конце устанавливают синхронные компенсаторы, которые могут работать в режимах выдачи (перевозбуждения) и потребления (невозбуждения) реактивной мощности.

Основной вопрос, который приходится решать, рассматривая режим наименьших нагрузок, — это способы снижения избыточной реактивной мощности линии и компенсации ее. Активная мощность, выдаваемая в этом режиме, определяется графиком нагрузки. Из-за снижения активной мощности (до значения не более половины натуральной) потери реактивной мощности в линии уменьшаются, а избыточная реактивная мощность линии близка к ее полной зарядной мощности.

Обоснование оптимальных режимных параметров ЛЭП — задача трудоемкая, требующая использования ЭВМ из-за необходимости выполнения серии расчетов режима в условиях вариации одного или нескольких его параметров. Метод расчета режимов должен обеспечивать получение результатов с минимальными затратами машинного времени.

Режим можно рассчитать при различных способах задания исходных данных. В случае если заданы активная мощность на передающем ( $P_1$ ) или приемном ( $P_2$ ) концах ЛЭП и напряжение по концам линии участка ( $U_1, U_2$ ), то реактивная мощность (см. рис. 40.9, б)

$$Q_{*1} = \frac{x}{z} - \sqrt{\left(\frac{x}{z}\right)^2 + 2P_{*1}\left(\frac{r}{z}\right) + 1/k^2 - P_{*1}^2 - 1},$$

где  $P_{*1} = P_1/S_6$ ;  $S_6 = U_1^2/z = U_1^2/\sqrt{r^2 + x^2}$  — базовая мощность,  $k = U_1/U_2$  — перепад напряжений по концам линии или участка;  $r, x$  — активное и реактивное сопротивления в схеме замещения ЛЭП.

Если расчет ведется по мощности  $P_2$ , то

$$Q_{*2} = -\frac{x}{z} + \sqrt{\left(\frac{x}{z}\right)^2 + k^2 - 2P_{*2}\left(\frac{r}{z}\right) - P_{*2}^2 - 1},$$

а базовая мощность

$$S_6 = U_2^2/z = U_2^2/\sqrt{r^2 + x^2}.$$

После определения реактивной мощности в начале или конце линии расчет других параметров режима ведется обычным путем.

Последующая проверка условий баланса реактивной мощности на шинах высшего напряжения передающего и приемного концов линии, а также промежуточных подстанций позволяет решить вопрос о необходимости установки в этих узловых точках компенсирующих устройств.

Другой подход к расчету режимов предполагает задание активной и реактивной мощностей, а также напряжения в начале (конце) линии. По этим данным последовательно проводится расчет режима по участкам линии и контролируются напряжения всех подстанций, включая и приемную. При совпадении направления потоков активной и реактивной мощностей в начале линии (участка) напряжение в конце линии (участка)

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_1 r + Q_1' x}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 x - Q_1' r}{U_1}\right)^2}.$$

Более подробно рекомендации по расчету режимов приведены в [40.10, 40.12], примеры расчетов режимов и выбор оборудования на ЛЭП – в [40.13].

Повышение экономичности рабочих режимов протяженных ЛЭП СВН является частью комплексной задачи оптимизации режимов ЭЭС, пока еще в общем плане не решенной. При рассмотрении ограниченных критериев оптимизации режимов ЛЭП их нередко сводят к выявлению условий минимума потерь активной мощности, которые в абсолютных единицах оказываются достаточно большими.

Применительно к магистральным линиям при учете потерь на корону постоянной активной проводимостью подобная задача решается в линейной интерпретации на основе рассмотренной выше модели ЛЭП СВН.

Передать в приемную систему активную мощность ( $P_{*2} = P_2/P_c$ ) с минимальными потерями можно при условиях, если:

в середине линии включить реакторы мощностью

$$Q_{*p} = \frac{2a_2(1 - \gamma - \cos \lambda)}{a_1 \lambda + a_2 \sin \lambda} = \frac{Q_p}{P_2},$$

в конце линии поддерживать напряжение

$$U_2 = \sqrt{\left[\lambda + \frac{a_2}{a_1}(1 - \gamma) \sin \lambda\right] \frac{z_c}{\sqrt{N}} P_2} = k_U P_2.$$

При этом напряжение в начале линии  $U_1$ , реактивная мощность в конце  $Q_2$  и потери

мощности в линии будут соответственно равны:

$$U_1 \approx U_2 \sqrt{1 + \Delta P_{*min}};$$

$$Q_2 = \frac{a_2 [1 - (1 - \gamma) \cos \lambda]}{a_1 \sqrt{N}} P_2 = k_Q P_2;$$

$$\Delta P_{*min} = \frac{\Delta P_{min}}{P_2} = 2a_1 (\sqrt{N} + a_1 N).$$

В этих выражениях

$$N = \lambda^2 - \left(\frac{a_2 \sin \lambda}{a_1}\right)^2 - \left(\frac{a_2}{a_1}\right)^2 (1 - \gamma - \cos \lambda)^2;$$

$\gamma = \psi/a_2$ , причем  $\psi$  – величина (в долях единицы), характеризующая потери активной мощности в реакторах; остальные обозначения те же, что и ранее.

Анализ уравнений, записанных выше, показывает, что минимум потерь активной мощности в линии можно достигнуть, если регулировать напряжение по концам в соответствии с нагрузкой ( $P_2$ ), погодными условиями вдоль трассы и другими параметрами ЛЭП. Напряжение должно регулироваться специальными устройствами или трансформаторами с широким диапазоном изменения коэффициента трансформации, повышающими напряжение (по отношению к  $U_{ном}$ ) в режимах больших нагрузок и глубоко снижающими его при осуществлении режимов с малыми перетоками мощности. Из-за ограничения верхнего уровня напряжения до значения  $1,05U_{ном}$  подобное регулирование практически осуществимо лишь в случае необходимости снижения напряжения (режимы относительно малых нагрузок до  $0,3P_c$ ). При плохой погоде потери от короны сильно растут, поэтому область режимов, где целесообразно снижение напряжения на линии, расширяется и может быть близка к режимам передачи натуральной мощности. Однако в этих условиях задача оптимизации режимных параметров должна рассматриваться как нелинейная из-за учета зависимости  $g_0 = f(U)$ , отражающей истинные характеристики потерь на корону.

Потери на корону и нагрузка линии ( $P$ ) имеют вероятностный характер, поэтому решение задачи оптимизации параметров режимов должно базироваться на методах, учитывающих это обстоятельство. В [40.14] показано, что учет вероятностного характера потерь на корону существенно снижает целесообразный диапазон регулирования напряжения, ограничивая его главным образом пределами  $(+5 \div -10)\% U_{ном}$ . При этом улучшаются условия баланса реактивной мощности ЛЭП, несколько уменьшается мощность реакторов, соответствующая минимуму потерь активной мощности.

Рассмотренный здесь подход к оптимизации параметров режима принципиально соответствует сведению любого режима ЛЭП к режиму натуральной мощности, поскольку изменение напряжения в зависимости от передаваемой мощности ведет к изменению как зарядной мощности линии и потерь на нагрев, так и расчетной величины натуральной мощности.

Однако осуществление основных режимов ЛЭП на уровне режимов натуральной мощности в условиях стохастических изменений погоды на трассе линии и ее нагрузки требует установки на ЛЭП как управляемых средств поперечной компенсации, так и устройств, имеющих широкий диапазон регулирования напряжения. Подобная задача, во-первых, требует разработки и практического осуществления таких устройств, а во-вторых, нуждается в каждом конкретном случае в технико-экономическом обосновании.

#### 40.6. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ ЛЭП СВЕРХВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ В СОСТАВЕ СЛОЖНОЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

Электрическую сеть СВН, в основном передающую и распределяющую энергию от крупной электростанции, рассматривают как энергоснабжающую или магистральную. Магистральные ЛЭП кроме функций, свойственных энергоснабжающим линиям, должны способствовать также повышению экономичности работы ЭЭС.

Для того чтобы ЛЭП могли выполнять свои основные функции, необходимо обосновать их пропускную способность (см. § 40.2). При решении этих задач возникают трудности в связи с тем, что сети СВН выполняют не одну, а несколько функций, среди которых четко вывить главную практически невозможно. Кроме того, сети могут иметь не одно, а несколько номинальных напряжений, различные схемы электрических соединений и другие особенности. Так, первый участок ЛЭП СВН (рис. 40.12) является энергоснабжающим, ее второй участок при выполнении тех же функций должен удовлетворять целям межсистемной связи, т. е. быть звеном формирования объединенной энергосистемы. Этот участок ЛЭП работает параллельно с линиями сетей более низких напряжений. Подход к оценке пропускной способности и стратегии развития подобной ЛЭП в будущем должен учитывать отмеченные особенности. Нередко эта сложная задача решается итерационно поэтапно.

Вторая особенность сложноразветвленных се-

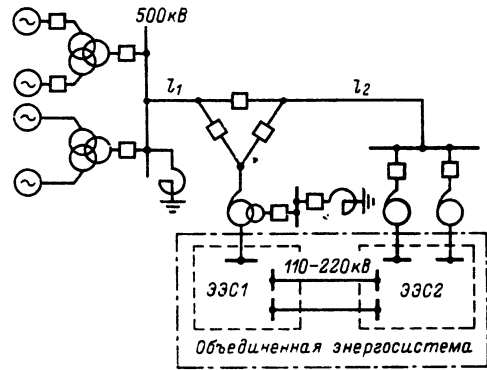


Рис. 40.12. Линия электропередачи, связывающая удаленную электростанцию с объединенной энергосистемой

тей, содержащих линии ВН и СВН, связана с недостатками, возникающими при осуществлении режимов неоднородных сетей, и трудностями их анализа. Неоднородность (различие в отношении реактивного сопротивления к активному в ветвях замкнутого контура  $x/r$ ) для ЛЭП 110–220 кВ равна 1–4, для 500 кВ и выше это отношение составляет 14–19. Предельная мощность, которую можно передавать по сечению, в такой сети часто ограничена условиями нагрева проводов более низкого номинального напряжения. Пропускная способность ЛЭП СВН здесь не может быть реализована без соответствующих дополнительных мероприятий. Неоднородность линий замкнутых контуров ощутимо влияет на экономичность сети из-за повышенных потерь активной мощности и энергии.

Эффекты, связанные с неоднородностью в замкнутых контурах, можно устранить посредством деления сети в одном из узлов низшего номинального напряжения. Последовательное включение в линию высшего напряжения батарей конденсаторов снижает или устраняет неоднородность.

Для снижения неоднородности можно применять трансформаторы, обеспечивающие автоматическое продольно-поперечное регулирование. При этом в сети достигается экономически целесообразное распределение мощностей, а также улучшаются условия регулирования напряжения в сети низшего напряжения.

В отечественных ЭЭС продольно-поперечное регулирование напряжения пока широкого применения не нашло. Однако использование специальных регулировочных трансформаторов в ОЭС Юга [40.10] при изменении фазового угла между напряжениями 750 и

330 кВ до  $12^\circ$  позволило увеличить нагрузку участков линии высшего напряжения на 300–400 МВт и снизить годовые потери энергии на 60 млн. кВт·ч.

#### 40.7. ОСОБЫЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

С определенной условностью к особым режимам ЛЭП СВН относят несимметричные режимы, режимы асинхронного хода и ресинхронизации синхронных машин, режим установившегося холостого хода, самовозбуждения генераторов, синхронных компенсаторов и самораскачивание в режимах малой загрузки линий электропередачи. Основные вопросы расчета особых режимов изложены в разд. 35. Режим одностороннего включения ЛЭП для синхронизации удаленной станции с приемной системой или двух энергосистем часто является определяющим при выборе суммарной мощности реакторов, их числа и места установки. В этом режиме напряжение в узле включения  $U_1$  для ЛЭП 500 кВ не должно превышать  $1,15U_{ном}$ , а вдоль линии и на ее открытом конце  $U_2$  не должно быть выше  $(1,15–1,2)U_{ном}$ .

Проверяется также сток реактивной мощности  $Q_1$  в примыкающую систему (генераторы передающей станции) с целью проверки повышения напряжения на оборудовании близлежащих подстанций и изоляции линий СВН.

Напряжение на открытом конце линии при наличии на нем шунтирующего реактора мощностью  $Q_{\text{р}}$  (в долях от натуральной мощности)

$$U_2 = U_1 / (\cos \lambda + Q_{\text{р}} \sin \lambda),$$

при этом напряжение в узле подключения линии находится из соотношения

$$U_1 = E' \left( 1 - \frac{x_1}{x_1 + x_{\text{вх}}} \right) = E' \frac{x_{\text{вх}}}{x_1 + x_{\text{вх}}},$$

где  $E'$  — неизменная эквивалентная ЭДС системы за сопротивлением  $x_1$  (определяется по режиму, предшествующему включению линии);  $x_1$  — эквивалентное сопротивление системы до узла включения ЛЭП (в практических расчетах принимается равным реактивному сопротивлению системы при КЗ в начале линии);  $x_{\text{вх}}$  — входное сопротивление линии с реактором на открытом конце, равно:

$$x_{\text{вх}} = z_c \frac{1 + Q_{\text{р}} \operatorname{tg} \lambda}{Q_{\text{р}} - \operatorname{tg} \lambda},$$

где  $z_c$ ,  $\lambda$  — волновое сопротивление и волновая длина линии соответственно.

После включения линии поток реактивной мощности в систему равен:

$$Q_1 = U_1^2 / x_{\text{вх}} = E'^2 x_{\text{вх}} / (x_1 + x_{\text{вх}})^2.$$

Если по условиям осуществления этого режима необходима установка реакторов по обоим концам линии электропередачи, то могут быть использованы формулы, приведенные в разд. 35. Примеры расчетов особых режимов имеются в [40.13].

#### 40.8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Ограничения по пропускной способности ЛЭП связаны как со свойствами линий переменного тока, так и с необходимостью обеспечения запасов по устойчивости объединяемых ЭЭС. При постоянстве напряжений по концам ЛЭП передаваемая по естественной линии мощность

$$P = (U_1 U_2 / z_c \sin \lambda) \sin \delta.$$

Максимальное (предельное) значение активной мощности, определяемое как предел статической устойчивости (см. разд. 35), равно:

$$P_{\text{пр}} = U_1 U_2 / (z_c \sin \lambda) \approx U_{ном}^2 / (z_c \sin \lambda).$$

Следовательно, с увеличением длины линии (до 1500 км) значение  $P_{\text{пр}}$  уменьшается. Пропускная способность протяженных ЛЭП СВН в основном ограничивается условием устойчивости ( $P_{\text{пр}}$ ).

В настоящее время известны средства, в той или иной степени снимающие ограничения по пропускной способности вследствие необходимости сохранения устойчивости ЭЭС (см. разд. 35). Обычно за счет дорогостоящих средств увеличения пропускной способности обеспечивают статическую устойчивость ЭЭС, тогда как динамическую устойчивость стремятся поддержать устройствами автоматического регулирования и управления.

*Повышение номинального напряжения ЛЭП* является фактором, увеличивающим ее пропускную способность. В настоящее время высшее номинальное напряжение ЛЭП равно 1150 кВ. Первая такая линия Казахстан — Урал сооружена в СССР. Максимальное рабочее напряжение линии равно 1200 кВ, кратность внутренних перенапряжений —  $1,8U_{ном}$ . При принятой конструкции промежуточной опоры V-образного типа на от-

тяжках расстояние между соседними фазами равно 22–24 м. Средняя фаза приподнята за счет V-образной гирлянды. Расщепленная фаза выполнена из восьми проводов АС-330. Натуральная мощность равна 5400 МВт. Дальнейший рост номинального напряжения ЛЭП может быть ограничен изоляционными возможностями воздуха, проблемами, связанными с глубоким ограничением перенапряжений, сложностями создания силового оборудования и аппаратуры таких линий [40.4, 40.5].

Установки продольной емкостной компенсации (УПК) являются надежными средствами повышения пропускной способности, как показала эксплуатация ЛЭП 500 кВ. Значение реактивного сопротивления  $x_k$  для УПК определяется на основании расчетов устойчивости ОЭС. Принципиально  $x_k$  может приниматься даже равным реактивному сопротивлению линии. Практически могут возникнуть трудности, связанные с появлением чрезмерно высоких напряжений на выводах УПК и на участках линии, примыкающих к УПК, с условиями работы релейной защиты существующих систем. По мере увеличения сопротивления УПК снижается КПД передачи и повышается вероятность возникновения самовозбуждения синхронных машин. Подход к выбору параметров УПК освещен в [40.12].

Средства поперечной компенсации ЛЭП повышают ее пропускную способность. В качестве средств поперечной компенсации могут использоваться промежуточные синхронные компенсаторы (ПСК) или быстродействующие управляемые источники реактивной мощности (ИРМ).

Синхронные компенсаторы при их достаточно большой мощности поддерживают напряжение в местах их присоединения. Тогда пропускная способность всех ЛЭП определяется длиной наиболее протяженного участка, но в этих случаях по условиям устойчивости

суммарная мощность синхронных компенсаторов оказывается очень большой. Допуская кратковременные перегрузки ПСК и применяя автоматический регулятор возбуждения сильного действия (АВР), можно несколько уменьшить их установленную мощность. Установка синхронных компенсаторов на ЛЭП снижает установившиеся и коммутационные перенапряжения. Недостатки СК связаны с их особенностями, присущими вращающимся электрическим машинам. Во всех режимах СК работает с внутренним углом, близким к нулю, поэтому регулирование возбуждения по любому параметру не может способствовать демпфированию качаний машины (отсутствуют соответствующие электромагнитные моменты).

Использование вместо ПСК статических ИРМ обеспечивает высокий уровень статической и динамической устойчивости системы.

Исследования, проведенные в последние годы, показали техническую реализуемость мощных управляемых тиристорами реакторов, которые в сочетании с шунтовыми конденсаторными батареями или УПК (рис. 40.13) можно рассматривать как управляемые статические компенсаторы реактивной мощности (СТК). Исследованиями доказано, что воздействие СТК на режим может опережать развитие электромеханических переходных процессов в энергосистеме, поэтому СТК можно рассматривать как эффективное средство повышения пропускной способности электропередачи по условиям сохранения устойчивости. Для обеспечения возможностей использования СТК в неполнофазных режимах необходимо их фазное регулирование.

*Настроенные электропередачи.* При электрической длине линии, равной полуволне, ее реактивное сопротивление практически равно нулю, а предельная передаваемая мощность больше натуральной.

Путем компенсации параметров линии любой длины ей можно придать свойства, характерные для полуволновой линии. Другими словами, любую линию можно настроить на полуволновую длину. Идея настройки известна давно, однако практического применения она пока не получила. Исследованиями показано, что применение настроенных электропередач целесообразно при длинах линий 1500–3500 км. Настройка на полуволну линии осуществляется настройваемыми устройствами (НУ). Схемы настройки выбирают так, чтобы обеспечить минимальный расход НУ при заданной пропускной способности.

Другие мероприятия, способствующие увеличению пропускной способности ЛЭП, рассмотрены в [40.3–40.5, 40.12].

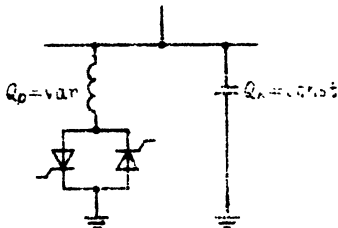


Рис. 40.13. Упрощенная схема статического компенсатора реактивной мощности



#### 40.9. ВОЗДЕЙСТВИЕ ЛЭП СВН НА ЧЕЛОВЕКА И ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

При сооружении ЛЭП напряжением 500 кВ и выше особое внимание уделяется их влиянию на человека и окружающую среду [40.4, 40.10].

Так, в соответствии с [40.11] для устранения мешающего влияния ЛЭП 750 и 1150 кВ на радиоприем в нормированной зоне (100 м от крайних проводов) ограничивается напряженность поля у поверхности проводов. С увеличением радиуса провода допустимая по радиопомехам напряженность снижается, что приводит к необходимости использования проводов с небольшими сечениями (АС-240, АС-300).

Установлено также, что применение проводов с глубоким расщеплением ( $n > 8$ ) ведет к возникновению акустического шума, который воспринимается ухом человека. Звук усиливается при дожде, а при слабых осадках воспринимается человеком как преобладающий внешний источник шума. Определено, что интенсивность звука существенно зависит от числа проводов в фазе и в наибольшей степени проявляется рядом с линиями 1150 кВ ( $n \geq 8$ ). В случае зоны отчуждения шириной 30 м следует идти по пути снижения максимальной напряженности на поверхности проводов. Поскольку принята зона отчуждения шириной 100 м, то акустический шум и его интенсивность не нормируются.

Максимальная напряженность поля под проводами ВЛ 750 и 1150 кВ составляет 20 и 25–30 кВ/м соответственно. У человека возникает состояние дискомфорта, когда он находится непосредственно под проводами в местах их наибольшего провисания. Зона сильного поля линии достаточно широка и для линий 1150 кВ составляет около 200 м. В этой зоне на человека неблагоприятное влияние могут оказывать емкостный ток, напряженность поля и искровые разряды. Опытами показано, что здесь реальную опасность представляют токи, протекающие через человека в момент его прикосновения к крупногабаритным машинам (комбайну, автобусу и т. д.). Значение этих токов таково, что может вызвать неприятные ощущения, хотя в большинстве реальных случаев через человека протекает ток менее 4,5 мА. Принимая во внимание некоторую опасность для человека такого воздействия на пересечениях ЛЭП 750 и 1150 кВ с шоссейными дорогами, рекомендуется снижение максимальной напряженности поля до 10 кВ/м, а также экранизация линии тросовыми экранами; запрещаются остановки машин, водитель

транспорта при въезде в зону сильного поля предупреждается специальными плакатами и дорожными знаками.

Возможные искровые разряды, возникающие в сильном поле, при контакте человека с какими-либо объектами вызывают состояние дискомфорта, которое у большинства людей сводится до минимума, если принять допустимую максимальную напряженность поля 15 кВ/м. При напряженности поля менее 15 кВ/м растения, злаки, деревья развиваются нормально, не испытывая неблагоприятного воздействия поля.

Для исключения воспламенения сухих кустов, деревьев, деревянных столбов вдоль трассы определяется минимальная зона вырубки леса около ЛЭП. Для ЛЭП 750 и 1150 кВ граница массовой жилой застройки в нашей стране определена напряженностью 1 кВ/м.

#### 40.10. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Процесс передачи электрической энергии по линии постоянного тока носит принципиально иной характер, чем по линии переменного тока, так как не сопровождается электромагнитными волновыми процессами (в установленном режиме), поэтому линии постоянного тока обладают качественно иными свойствами. К их числу прежде всего относится отсутствие зависимости пропускной способности линии от ее длины, а также возможность соединения двух систем, работающих несинхронно или с различными частотами.

Именно поэтому электропередачи постоянного тока рассматриваются как одно из средств для передачи больших мощностей на расстояния в тысячи километров. При этом снимаются понятия предела передаваемой мощности и статической устойчивости, характерные для передач переменного тока.

Следует также отметить, что в кабельных линиях постоянного тока отсутствует зарядная мощность, которая для кабелей переменного тока ограничивает их допустимую длину при заданной передаваемой мощности. Благодаря этому обстоятельству кабельные линии постоянного тока таких ограничений не имеют, что позволяет делать их достаточно длинными.

Передачи постоянного тока (ППТ) могут применяться для решения достаточно широкого круга задач электроэнергетики, таких, как:

а) транспорта энергии от удаленных электростанций:

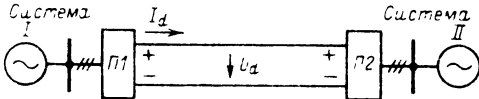


Рис. 40.14. Структурная схема передачи постоянного тока

- б) связи систем, работающих несинхронно или с различной частотой;
- в) пересечения больших водных пространств с помощью кабельных линий;
- г) глубоких кабельных вводов в города и промышленные центры;
- д) межгосударственных связей.

Структурная схема ППТ приведена на рис. 40.14. Постоянный ток здесь используется лишь для транспорта энергии. Выработка электроэнергии и ее распределение производятся на переменном токе.

Для преобразования переменного тока в постоянный на отправном конце передачи установлен выпрямитель П1 и постоянного тока в переменный на приемном конце — инвертор П2. Энергия постоянного тока передается в линию, инвертор ее преобразует в энергию переменного тока, передаваемую в приемную систему.

В качестве преобразователей используют мощные тиристорные преобразователи. Из большого количества известных преобразовательных схем наиболее пригодной для ППТ является трехфазная мостовая схема — преобразовательный мост (см. разд. 27).

Для увеличения передаваемой мощности путем повышения напряжения передачи, а также для обеспечения 12-фазного режима преобразования, что необходимо для улучшения формы первичного тока, обычно прибегают к последовательному соединению отдельных мостов. При значительной мощности передачи, например ППТ Экибастуз — Центр, иногда используют последовательно-параллельное соединение преобразователей.

Для фиксации потенциалов мостов преобразовательной подстанции одна из ее точек заземляется (средняя точка передачи или один из ее полюсов).

В зависимости от места заземления и от способа возврата тока различают униполярные и биполярные схемы ППТ.

В униполярных схемах заземлен один из полюсов (рис. 40.15, а). Передача имеет лишь один провод, изолированный от земли; второй провод либо отсутствует, либо заземлен с двух сторон передачи. Возврат тока по заземленному проводу применяется в случаях, когда необходимо исключить растекание тока по зем-

ле, например при вводах в крупные города.

Униполярные ППТ применяются для передачи относительно малых мощностей (до 100–200 МВт) на небольшие расстояния. Их целесообразно применять при пересечении больших водных пространств. В этом случае передача осуществляется по одножильному кабелю, роль обратного провода играет земля.

Биполярные ППТ применяются для передачи больших мощностей на большие расстояния в нашей стране и за рубежом. В биполярных передачах (рис. 40.15, б) заземлены средние точки обеих преобразовательных подстанций, а полюсы изолированы. Это позволяет разделить передачу на две независимые цепи. При равной нагрузке цепей ток в земле близок к нулю. Это повышает надежность передачи, поскольку при повреждении одного из полюсов передача в целом не выходит из строя и вторая цепь продолжает работать с возвратом тока через землю. При этом передаваемая мощность снижается вдвое.

Преобразовательные подстанции, являющиеся сложными и дорогими устройствами, в значительной степени определяют стоимость всей передачи. При экономическом сопоставлении с передачей переменного тока равной длины и пропускной способности стоимость конечных подстанций ППТ оказывается существенно выше, а стоимость самой линии несколько меньше за счет меньшего коли-

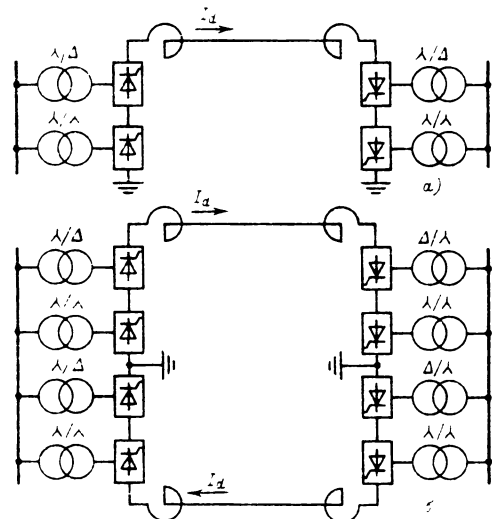


Рис. 40.15. Схема выполнения передачи постоянного тока:

а — униполярная ППТ; б — биполярная ППТ

чества проводов, изоляторов, линейной арматуры и применения более легких опор.

С увеличением длины ППТ по сравнению с линией переменного тока разница в стоимости линий может стать соизмеримой с разницей в стоимости конечных подстанций, и в результате затраты на передачи станут равными.

Для каждого значения передаваемой мощности существует своя экономическая граница применения передач переменного и постоянного тока. Проведенные расчеты показывают, что эта граница определяется передаваемой мощностью, количеством цепей, схемой передачи (блочная, связанная). Для ВЛ экономическая граница между током переменным и постоянным лежит в диапазоне 800–1100 км для передач без промежуточных отборов мощности и 1100–1400 км для передач с промежуточными подстанциями при транспорте мощностей от 600 до 3000 МВт. Для кабельных линий ввиду высокой стоимости кабеля эта граница резко снижается и составляет 70–80 км.

Приведенные данные справедливы для передач, предназначенных лишь для транспорта электроэнергии. При сооружении межсистемных связей необходимо исходить не только из экономических, но и технических предпосылок, учитывать тот эффект, который может дать сооружение той или иной связи.

Таким образом, основная область применения ППТ – передача больших мощностей на дальние расстояния. Однако особые свойства ППТ позволяют с успехом использовать их и в других случаях. Например, ППТ оказываются вне конкуренции при необходимости пересечения больших водных пространств (морских проливов), а также при связи несинхронных систем или систем, работающих с разной частотой.

Для связи систем, непосредственно примыкающих друг к другу, могут быть использованы вставки постоянного тока (ВПТ). У ВПТ линия электропередачи отсутствует, а выпрямитель и инвертор расположены на одной подстанции, что позволяет конструктивно объединить их в один преобразовательный блок.

В отличие от ППТ здесь нет необходимости повышать выпрямленное напряжение, поэтому главные схемы ВПТ отличаются от схем ППТ. Обычно ВПТ выполняются путем параллельного включения нескольких преобразовательных блоков (рис. 40.16), причем количество блоков определяется общей мощностью ВПТ.

В настоящее время введена в работу вставка постоянного тока в г. Выборге, предназначенная для связи энергосистем СССР

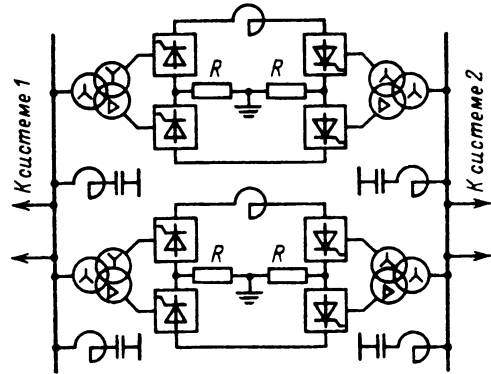


Рис. 40.16. Схема вставки постоянного тока

и Финляндии. Вставка состоит из трех параллельно работающих блоков мощностью по 355 МВт, каждый из которых включает в себя выпрямитель и инвертор, конструктивно объединенные в одно устройство.

В последние годы разрабатываются проекты ввода больших мощностей в крупные города с помощью ППТ. Преимущество такого решения заключается в том, что при этом не увеличиваются мощности коротких замыканий и не требуются весьма дорогие мероприятия по их ограничению и замене аппаратуры распределительных сетей.

#### 40.11. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА И ОСНОВНЫЕ РЕЖИМЫ ИХ РАБОТЫ

Преобразователи – выпрямитель и инвертор – являются основными элементами ППТ и ВПТ, поэтому режимы их работы определяют режим всей передачи. Схемы преобразователя приведены на рис. 40.17.

Преобразователь связан с сетью через трансформатор, который выполняет две функции:

а) создает необходимое напряжение на выходе моста, что обеспечивается выбором соответствующего коэффициента трансформации;

б) электрически разделяет цепь выпрямленного напряжения от сети переменного тока, что важно для многомостовых подстанций, где потенциалы отдельных мостов по отношению к земле существенно различны.

Обмотку трансформатора, присоединенную к сети переменного тока, называют сетевой обмоткой, обмотку, подключенную к преобразователю, – вентильной.

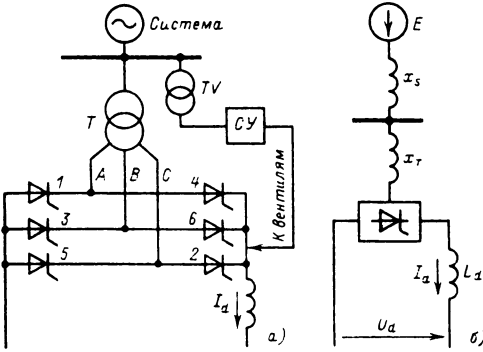


Рис. 40.17. Схема преобразовательного моста

Управление режимом ППТ может быть ручным или автоматическим.

Характеристики мостовой схемы, условия работы вентиля и другого оборудования, а также требования к ним могут быть найдены путем анализа электромагнитных процессов в этой схеме в различных режимах ее работы. Этот анализ позволяет найти параметры режима преобразовательного моста, получить расчетные выражения для выбора параметров оборудования, определить характеристики схемы и ее энергетические показатели.

В зависимости от тока нагрузки  $I_d$  мостовая схема может работать в одном из следующих режимов соответственно числу одновременно работающих вентилях: режим 0–1 – режим прерывистых токов, режим 2–3 – нормальный режим, режимы 3 и 3–4 – перегрузочные режимы. Нормальным рабочим режимом является режим 2–3. В этом режиме попеременно работают два и три вентиля: два – в межкоммутационном интервале и три – при коммутации. Ниже приводятся расчетные выражения для этого режима.

Среднее значение выпрямленного напряжения однофазного выпрямителя определяется уравнением его внешней характеристики

$$U_{dв} = (3\sqrt{3}/\pi) E_{mв} \cos \alpha - (3/\pi) X_{к,в} I_d,$$

где  $E_{mв}$  – амплитудное значение фазной эквивалентной ЭДС передающей системы, приведенное к вентильной обмотке трансформатора;  $\alpha$  – угол включения вентилей выпрямителя;  $X_{к,в}$  – сопротивление контура коммутации на фазу, равное

$$X_{к,в} = X_{тв} + X_{св};$$

$X_{св}$  – сопротивление системы, от которой питается выпрямитель;  $X_{тв}$  – сопротивление КЗ трансформатора.

Когда выпрямитель питается не от системы, а от отдельного генератора,

$$X_{к,в} = X_{т,в} + (X_d'' + X_2)/2,$$

где  $X_d''$  и  $X_2$  – сверхпереходное сопротивление и сопротивление обратной последовательности генератора.

Угол коммутации преобразователя определяется выражением

$$\cos(\alpha + \gamma) = \cos \alpha - (2I_d X_{к,в} / \sqrt{3} E_{mв}).$$

Угол коммутации возрастает при увеличении тока нагрузки, что обуславливает снижение выпрямленного напряжения и в некоторых случаях изменение режима работы выпрямителя.

Для преобразователя, работающего в режиме 2–3, диапазон изменения углов коммутации лежит в пределах  $0 < \gamma < 60^\circ$ , и его внешняя характеристика представляет собой прямую линию.

Мощность выпрямителя, отдаваемая в линию постоянного тока, и мощность инвертора, получаемая из линии,

$$P_{dв} = U_{dв} I_d;$$

$$P_{dн} = U_{dн} I_d.$$

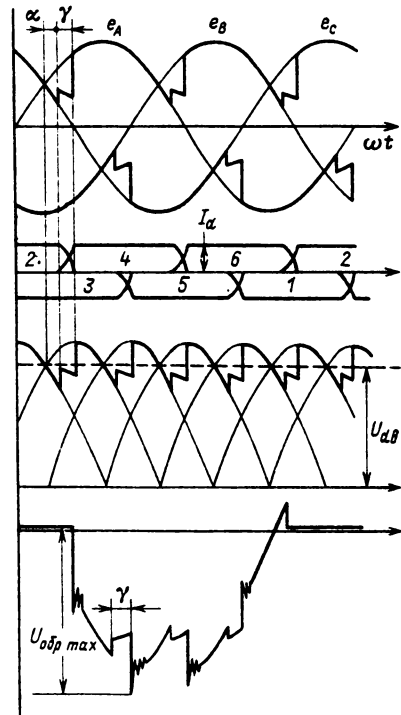


Рис. 40.18. Напряжения и токи выпрямителя

С учетом потерь мощности в линии

$$P_{dв} = P_{dн} + \Delta P_{л}$$

Действующее значение тока фазы моста

$$I_d = \sqrt{2/3} I_d \sqrt{1 - (\gamma/2\pi)}$$

По этому же выражению может быть определено действующее значение тока в вентильной обмотке трансформатора при соединении ее звездой. Ток, потребляемый из сети, определяется с учетом коэффициента трансформации в схемы соединения обмоток трансформатора. На рис. 40.18 приведены токи и напряжения, характеризующие работу преобразователя в выпрямительном режиме.

При увеличении угла управления вентилями напряжение на выходе моста снижается и при  $\alpha = 90^\circ - \gamma/2$  становится равным нулю (в предположении непрерывности выпрямленного тока). Это граница выпрямительного режима. При дальнейшем увеличении угла управления преобразователь переходит в инверторный режим. При этом меняется полярность выходного напряжения преобразователя, иными словами, преобразователь в инверторном режиме создает противо-ЭДС в цепи выпрямленного тока.

Эта противо-ЭДС определяется углом управления вентилями инвертора  $\beta$ :

$$U_{di} = (3\sqrt{3}/\pi) E_{mн} \cos \beta + (3/\pi) I_d X_{к,и}$$

Это выражение является уравнением внешней характеристики инвертора при  $\beta = \text{const}$ . Угол  $\beta$  называют углом опережения, поскольку он отсчитывается в сторону опережения от точки пересечения фазных ЭДС (рис. 40.19). Он связан с углом  $\alpha$  выражением

$$\beta = 180^\circ - \alpha$$

Из рис. 40.19 следует, что для инвертора справедливо соотношение, определяющее связь между углами, характеризующими режим его работы при  $\beta < 60^\circ$ :

$$\beta = \gamma + \delta,$$

где  $\delta$  — угол отключения тиристоров, характеризующий собой время, в течение которого напряжение на закончившем работу вентиле имеет отрицательное значение. В течение этого времени должно закончиться восстановление управляющей способности вентиля. Для нормальной работы инвертора необходимо выполнение условия

$$\delta > \delta_{\text{доп}}$$

где  $\delta_{\text{доп}}$  — минимально допустимое значение угла отключения.

Невыполнение этого условия приводит к

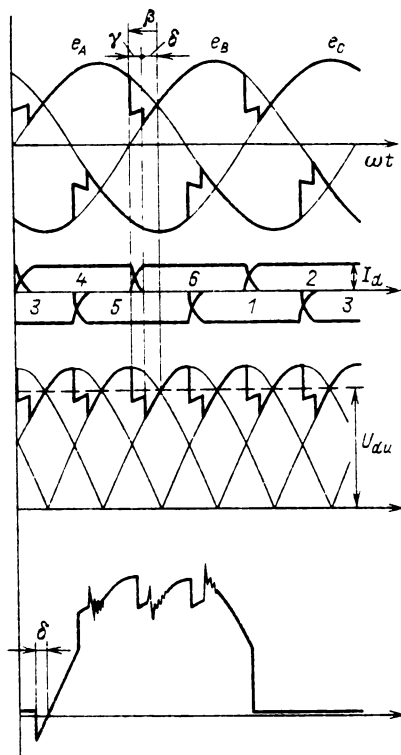


Рис. 40.19. Напряжения и токи инвертора

аварийному процессу, называемому опрокидыванием инвертора.

При совместно работающих выпрямителе и инверторе ток в линии определяется выражением

$$I_d = \frac{(3\sqrt{3}/\pi)(E_{mв} \cos \alpha - E_{mн} \cos \beta)}{R_{л} + (3/\pi)(X_{к,в} + X_{к,и})}$$

где  $R_{л}$  — сопротивление линии.

Воздействуя на системы управления вентилями выпрямителя и инвертора, можно изменять углы  $\alpha$  и  $\beta$  и тем самым регулировать ток и передаваемую мощность.

Анализ электромагнитных процессов позволяет также найти параметры, характеризующие режим работы вентилей, и на этой основе сформулировать требования к ним.

Среднее значение тока вентиля за период частоты сети

$$I_{cp} = I_d/3.$$

При работе преобразователя на вентиль воздействует напряжение сложной формы, содержащее постоянную и переменные составляющие (рис. 40.18 и 40.19).

Максимальное значение напряжения, воздействующего на вентиль при его закрытом состоянии, с учетом колебаний, возникающих при выключении вентиля, принимается равным:

$$U_{\text{вент max}} = k_d \sqrt{3} E_m.$$

Первоначальный скачок восстанавливающегося напряжения на вентиле, закончившем работу,

$$u_{c,к} = k_d \sqrt{3} E_m \sin(\alpha + \gamma),$$

где  $k_d$  — коэффициент демпфирования, определяемый высокочастотными колебаниями, возникающими при выключении вентиля из-за наличия собственных емкостей оборудования (обычно принимают  $k_d = 1,2 \div 1,3$ ).

Единичная мощность моста определяется главным образом параметрами используемых вентилях. Конструкция высоковольтных вентилях, существующих в настоящее время, позволяет получить мощность моста в несколько сот мегаватт.

Энергетические характеристики однофазного преобразователя определяются формой тока, потребляемого им из сети, а также значениями углов управления и коммутации.

Из рис. 40.18 и 40.19 видно, что преобразователи потребляют из сети ток явно несинусоидальной формы, содержащий высшие гармоники. При этом из-за наличия углов управления и коммутации первая гармоника тока отстает от напряжения своей фазы. Это свидетельствует о потреблении преобразователем реактивной мощности из сети.

Амплитуда тока основной гармоники

$$I_{m1} = (2\sqrt{3}/\pi) I_d.$$

Полная мощность преобразователя определяется выражением

$$S = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2 + T^2},$$

где  $P_1$  и  $Q_1$  — соответственно активная и реактивная мощность по основной гармонике;  $T$  — мощность искажения, определяемая наличием высших гармоник в токе преобразователя.

Угол сдвига между первыми гармониками тока и напряжения определяется выражениями

$$\phi_1 \approx \alpha + \gamma/2 \quad \text{для выпрямителя;}$$

$$\phi_1 \approx 180 - (\delta + \gamma/2) \quad \text{для инвертора.}$$

При значениях углов, характеризующих режим работы преобразователя, которые обычно встречаются в практике,  $\alpha = 5 \div 10^\circ$ ,  $\gamma = 20 \div 25^\circ$ ,  $\delta = 15^\circ$ , реактивная мощность, потребляемая преобразователем, достигает зна-

чений

$$Q_1 = (0,4 \div 0,5) P \quad \text{для выпрямителя;}$$

$$Q_1 = (0,5 \div 0,6) P \quad \text{для инвертора.}$$

Столь высокие значения потребляемой реактивной мощности требуют применения специальных средств для ее компенсации. С этой целью на преобразовательных подстанциях предусматривается установка синхронных компенсаторов или батарей конденсаторов. Причем последние могут одновременно выполнять роль фильтров высших гармоник.

Одиночный преобразовательный мост потребляет из сети несинусоидальный ток, содержащий гармоники ряда

$$n = 6k \pm 1,$$

где  $k = 1, 2, 3, 4 \dots$

Токи высших гармоник зависят от углов управления и коммутации, с которыми работает преобразователь. Однако в первом приближении можно принять

$$I_n \approx I_1/n.$$

Попадая в сеть, эти гармоники приводят к увеличению потерь активной мощности, ускоряют старение изоляции электрических машин и аппаратов, вызывают нарушения в работе устройств автоматики и релейной защиты. Серьезную опасность может представлять резонанс на частоте какой-либо гармоники или группы гармоник, который может вызвать перегрев конденсаторных батарей, пробой изоляции и выход оборудования из работы.

Для компенсации гармоник, имеющих наибольшую амплитуду (5-й и 7-й), используется 12-фазный режим работы преобразователей. При этом каждая пара соединенных последовательно мостов включается через трансформаторы с различными схемами и группами соединений обмоток —  $Y/Y-12$  и  $Y/\Delta-11$ .

При работе в 12-фазном режиме преобразователь генерирует в сеть гармоники ряда

$$n = 12k \pm 1.$$

С целью компенсации оставшихся гармоник на шины переменного тока преобразовательной подстанции, как правило, включаются резонансные фильтры на 11-ю и 13-ю гармоники, а также широкополосный фильтр на более высокие частоты. В ряде случаев включаются также фильтры 5-й и 7-й гармоник, которые необходимы для компенсации этих частот при выходе из работы части мостов, когда 12-фазный режим может быть нарушен.

В силу указанных обстоятельств 12-фазный режим является основным режимом преобразовательных подстанций ППТ и ВПТ.

В то же время в связи с тем, что установка фильтров высших гармоник является обязательным условием, взаимным влиянием соседних мостов можно пренебречь и расчет вести по уравнениям 6-фазного режима преобразования.

#### 40.12. ВЕНТИЛИ ДЛЯ ПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА, СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

Одним из основных элементов ППТ являются вентили. Прогресс в области полупроводниковой техники позволил создать конструкции высоковольтных тиристорных вентилях (ВТВ), значительно увеличивших надежность ППТ и готовность ее к работе.

При создании ВТВ используют модульный принцип, в соответствии с которым ВТВ собирается из одинаковых взаимозаменяемых элементов, что упрощает его изготовление и ремонт, а также повышает надежность. Основным конструктивным элементом ВТВ является модуль, представляющий по существу самостоятельный вентиль со своими системами управления и сигнализации, но рассчитанный на меньшее напряжение, чем ВТВ. Модули соединяются последовательно и размещаются в специальной изолирующей конструкции, являющейся одновременно каркасом. Предусматривается быстрая замена элементов, вышедших из строя.

Каждый модуль содержит ряд одинаковых взаимозаменяемых тиристорных ячеек, соединенных последовательно. В тиристорную ячейку входят собственно тиристор, блок управления и все вспомогательные элементы, обеспечивающие равномерное распределение напряжения между тиристорами, ограничивающие скорость изменения тока тиристора и значение напряжения на нем. Для распределения напряжения между ячейками применяются резистивно-емкостные делители, а для защиты от перенапряжений — встречно включенные лавинные диоды.

Общее количество тиристорных ВТВ и их параметры выбираются таким образом, чтобы выход из строя 10—15% тиристорных ВТВ не приводил к потере работоспособности ВТВ. За исправностью тиристорных ВТВ осуществляется непрерывный автоматический контроль. Если количество неисправных тиристорных ВТВ превышает допустимое значение, ВТВ выводятся из работы для замены неисправных элементов.

Охлаждение тиристорных ВТВ в большинстве случаев осуществляется деионизированной водой, которая имеет ряд преимуществ перед другими хладагентами (воздухом, трансформаторным маслом), т. е. высокая теплопередающая способность, пожаробезопасность, отсутствие токсичности. Тиристоры крепятся на поверхности металлической трубы, разделенной изолирующими вставками, по которой циркулирует охлаждающая вода.

Необходимость обеспечения 12-фазного режима преобразования приводит к тому, что два последовательно включенных моста образуют единый неразделимый блок. В этом случае ВТВ конструктивно включает в себя все тиристоры и вспомогательные элементы, присоединенные к одной фазе такого блока (рис. 40.20). Это упрощает конструкцию преобразовательной подстанции и уменьшает ее габаритные размеры.

ВТВ оснащены двумя каналами для передачи информации. По одному из них с потенциала земли на потенциал вентиля передаются управляющие импульсы, определяющие моменты открытия тиристорных ВТВ, по другому — с вентиля на потенциал земли

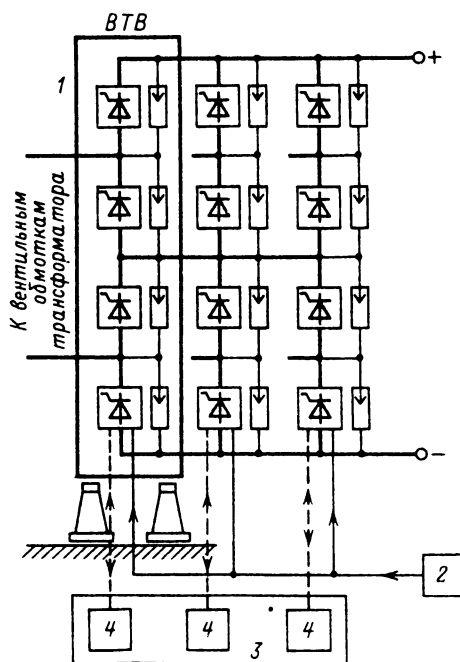


Рис. 40.20. Конструктивная схема высоковольтного тиристорного вентиля:

1 — ВТВ; 2 — система водяного охлаждения тиристорных ВТВ; 3 — система управления и регулирования преобразовательным мостом; 4 — индивидуальная система управления ВТВ

информация об исправности тиристоров. В качестве таких каналов во многих конструкциях ВТВ используют световоды.

Как правило, ВТВ устанавливают в закрытых помещениях, где также размещается аппаратура систем управления, защиты и автоматики. Трансформаторы, сглаживающие реакторы, фильтры высших гармоник устанавливаются в открытых распределительных устройствах.

Управление режимом работы моста осуществляется с помощью системы импульсного управления. Эта система представляет собой комплекс устройств, которые генерируют управляющие импульсы, создают необходимый сдвиг по фазе относительно питающего напряжения в соответствии с сигналами, поступающими от системы автоматического регулирования, обеспечивают передачу импульсов на потенциал моста, распределение их между вентилями и отдельными тиристорами. Воздействуя на систему управления, можно практически безынерционно изменить передаваемую мощность и ее направление.

Система управления вентилями в общем случае состоит из устройства генерации первичных импульсов, устройства, обеспечивающего фазовый сдвиг импульсов, канала передачи импульсов на потенциал ВТВ, устройства формирования импульсов на потенциале ВТВ, устройства распределения импульсов по тиристорам.

В настоящее время предложены различные системы управления вентилями. Выбор той или иной схемы зависит от конкретных условий.

Современные ППТ оснащены системой автоматического регулирования, которая автоматически поддерживает режим передачи при изменении внешних условий.

Основным регулятором выпрямителя является регулятор тока, который, воздействуя на угол  $\alpha$ , поддерживает неизменным ток в линии  $I_d = \text{const}$ , который задается уставкой регулятора и не превышает номинального тока передачи. Поэтому ток КЗ в линии не превышает номинального, а ППТ не подпитывает КЗ в связываемых системах. Работа выпрямителя с регулятором тока характери-

зуется крутопадающей частью внешней характеристики выпрямителя (рис. 40.21).

Помимо регулятора тока на выпрямителе устанавливается также регулятор мощности, который поддерживает неизменной передаваемую мощность, воздействуя на уставку регулятора тока.

Инвертор снабжается автоматическим регулятором угла отключения  $\delta$ . Этот регулятор реагирует или на ток передачи и напряжение приемной сети (компаундирование инвертора), или же непосредственно на угол отключения вентилей и изменяет угол  $\beta$  таким образом, чтобы сохранить неизменным угол  $\delta$ . Закон регулирования определяется уравнением

$$\cos \delta = \cos \beta + (2I_d X_{к.н} / \sqrt{3} E_{тн}).$$

Уравнение внешней характеристики регулируемого инвертора имеет вид

$$U_{дн} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_{тн} \cos \delta - \frac{3}{\pi} I_d X_{к.н}.$$

Инвертор помимо регулятора угла отключения оснащен также регулятором минимального тока РМТ, который не позволяет току передачи снизиться ниже тока его уставки при снижении ЭДС выпрямителя, вызванном аварией в передающей системе.

Благодаря системе регулирования ток в линии при различных повреждениях в ППТ или в связываемых системах не превышает номинального значения и графически определяется точкой пересечения внешних характеристик выпрямителя и инвертора.

### 40.13. ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Габариты и конструкции воздушных линий ППТ определяются уровнем внутренних перенапряжений и длиной гирлянд изоляторов.

Уровень внутренних перенапряжений относительно земли в ППТ благодаря быстродействующим системам управления и автоматики снижен до значения 1,7 напряжения полюса.

Длина гирлянды зависит от распределения напряжения по изоляторам. В отличие от передач переменного тока в ППТ распределение напряжения по изоляторам определяется сопротивлениями утечки, а не собственными емкостями. Благодаря этому распределение напряжения по гирлянде сухих чистых изоляторов более равномерно, чем для линий переменного тока. В то же время загрязнение поверхности изоляторов и их увлажнение приводят к тому, что эта равномерность

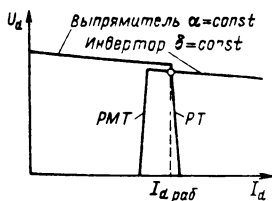


Рис. 40.21. Внешние характеристики преобразователей, оснащенных регуляторами



нарушается, что может привести к частичному перекрытию изоляторов или к перекрытию всей гирлянды. Особенно это проявляется в районах с загрязненной атмосферой и вблизи морских побережий. Это обстоятельство требует существенного увеличения допустимой длины пути утечки. На основании имеющегося опыта проектирования и эксплуатации ППТ длина пути утечки принимается 26 м/МВ для районов с чистой сухой атмосферой и 36 м/МВ для районов с загрязненной атмосферой. Для линий переменного тока — соответственно 18 и 13 м/МВ.

В результате длина гирлянды изоляторов для линии постоянного тока больше, чем для линии переменного тока того же класса напряжения. Однако если учесть, что на линии ППТ всего две гирлянды (вместо трех на линии переменного тока), то суммарный расход изоляторов оказывается меньше.

Провода на линиях постоянного тока применяются, как правило, сталеалюминиевые. Из-за больших токовых нагрузок, а также необходимости снижения потерь на корону применяются расщепленные провода. Количество проводов в полюсе и их сечения определяются в каждом конкретном случае путем технико-экономических сопоставлений.

Для линий постоянного тока, работающих с заземленной средней точкой, применяются или одностоечные свободстоящие металлические опоры или опоры на оттяжках. На опоре подвешиваются провода двух полюсов и грозозащитный трос. Меньшее количество проводов линии и гирлянд изоляторов приводит к снижению массы опор. Масса опоры линии постоянного тока на 40–50 % меньше, чем линии переменного тока того же класса напряжения и равной пропускной способности. Все сказанное приводит к снижению стоимости линии на 20–25 % по сравнению со стоимостью линии переменного тока.

Для кабельных линий постоянного тока могут использоваться одножильные кабели с бумажно-масляной изоляцией и вязкой пропиткой, а также маслонаполненные и газонаполненные кабели с алюминиевой или медной жилой.

Условия работы кабельной изоляции на постоянном токе более благоприятны, чем на переменном, так как в этом случае более нагруженной оказывается бумага, электрическая прочность которой выше. Поэтому электрическая прочность кабеля с бумажно-масляной изоляцией на постоянном токе в 2–3 раза выше, чем на переменном. У кабеля, работающего на постоянном токе, отсутствуют диэлектрические потери, в результате чего старение его изоляции происходит значительно

медленнее. Отсюда существенное увеличение срока его службы. В то же время рабочая температура жилы кабеля должна быть снижена до 50°C против 70°C у кабеля на переменном токе, что требует снижения плотности тока. Это объясняется распределением напряженности поля в изоляции. Напряженность поля в прогретом кабеле возрастает в слоях, прилегающих к его оболочке, которые обычно имеют больше дефектов, в результате чего увеличивается вероятность пробоя.

В ряде зарубежных ППТ при пересечении водных пространств используются масло- и газонаполненные кабели.

Количество мостов на преобразовательных подстанциях определяется мощностью и напряжением ППТ. Как правило, количество мостов принимается четным для обеспечения 12-фазного режима преобразования. Все мосты включены последовательно. Для очень мощных ППТ может применяться последовательно-параллельное включение мостов.

В многомостовых схемах подстанций потенциал мостов возрастает по мере удаления их от заземленной точки. Помимо постоянного напряжения на оборудование моста действует также напряжение со стороны вентиляной обмотки трансформатора. Изоляция моста должна быть рассчитана на воздействие этих напряжений, а также на возможные перенапряжения в различных аномальных режимах работы. Для защиты от возможных перенапряжений в силовых цепях моста устанавливаются разрядники. Следует отметить, что вопросы изоляции, перенапряжений и защиты от них для современных ППТ имеют первостепенное значение.

На выходе преобразовательной подстанции в линию включаются реакторы, индуктивность которых обычно равна 0,5–1 Гн. Эти реакторы предназначены для сглаживания пульсаций выпрямленного тока, ограничения скорости нарастания аварийных токов, защиты подстанции от волн перенапряжений со стороны линии. Благодаря наличию реакторов в цепи выпрямленного тока обеспечивается его непрерывность во всех рабочих режимах преобразователей, в том числе и при глубоком регулировании напряжения передачи. Реактор защищен от перенапряжений линейным разрядником. В некоторых случаях для защиты его продольной изоляции используется шунтирующий разрядник.

Для управления режимом передачи, а также для контроля исправности оборудования, в частности ВТВ, в современных ППТ применяется вычислительная техника. Связь между выпрямительной и инверторной подстанциями, необходимая для целей оператив-

ного управления, а также для систем защиты и регулирования, осуществляется по проводным каналам и по радиорелейным линиям.

#### Список литературы

- 40.1. 60 лет Ленинского плана ГОЭЛРО/Под ред. П. С. Непорожного. М.: Энергия, 1980. 408 с.
- 40.2. Энергетика СССР в 1981—1985 годах/Под ред. А. М. Некрасова, А. А. Троцкого. М.: Энергоиздат, 1981. 352 с.
- 40.3. Мельников Н. А., Рокотян С. С., Шенцис А. Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кВ/Под общ. ред. С. С. Рокотяна. М.: Энергия, 1974. 472 с.
- 40.4. Тиходеев Н. Н. Передача электрической энергии/Под ред. В. И. Попкова. Л.: Энергоатомиздат, 1984. 247 с.
- 40.5. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения/Под ред. Г. Н. Александрова и Л. Л. Петерсона. Л.: Энергоатомиздат, 1983. 368 с.
- 40.6. Попков В. И. Возможные параметры передач электроэнергии в начале будущего века/Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1979, № 3. С. 3—5.
- 40.7. Куриосов А. И., Швецова Н. И. Новые конструкции опор и фундаментов при строительстве ЛЭП — 750. Л.: Изд-во ЛДНТП, 1980. 28 с.
- 40.8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред.

С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 286 с.

40.9. Азарьев Д. И., Анисимова Н. Д. Выбор основных параметров и анализ режимов электропередачи. Методические указания (МЭИ). М.: Минвуз, 1976. 56 с.

40.10. Дальние электропередачи 750 кВ. Ч. 1. Сб. статей/Под общ. ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна. М.: Энергия, 1974. 223 с.

40.11. Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330—750 кВ и постоянного тока 800—1500 кВ. М.: Изд-во СЦНТИ ОРГРЭС Минэнерго СССР, 1975. 84 с.

40.12. Электрические системы, том III. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения/Под ред. В. А. Веникова. М.: Высшая школа, 1970. 333 с.

40.13. Примеры анализа и расчетов режимов электропередач, имеющих автоматическое регулирование и управление/Под ред. В. А. Веникова. М.: Высшая школа, 1967. 295 с.

40.14. Анисимова Н. Д., Тамазов А. И. Оценка пределов регулирования рабочего напряжения протяженных линий электропередачи/Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1978, № 6. С. 67—73.

40.15. Поссе А. В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока. Л.: Энергия, 1973. 303 с.

40.16. Веников В. А., Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока: Учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985. 272 с.

40.17. Передача энергии постоянным током/Под ред. И. М. Бортника, А. В. Поссе. М.: Энергоатомиздат, 1985. 216 с.

## Раздел 41

# КОНСТРУКЦИИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

## СОДЕРЖАНИЕ

41.1. Исходные материалы, нормы и основной состав проектов конструктивной части воздушных линий . . . . .	362	41.6. Удельные механические нагрузки на провода и тросы . . . . .	384
41.2. Нормативные климатические условия проектирования воздушных линий . . . . .	362	41.7. Напряжения в проводах и тросах и тяжения по ним в нормальных режимах работы линий . . . . .	386
41.3. Выбор проводов и грозозащитных тросов и их физико-механические характеристики . . . . .	371	41.8. Стрелы провеса проводов и тросов . . . . .	387
41.4. Сведения об арматуре и изоляции воздушных линий . . . . .	373	41.9. Длины проводов и тросов в пролете . . . . .	388
41.5. Основные сведения об опорах и фундаментах воздушных линий . . . . .	374	41.10. Критические пролеты проводов . . . . .	388
		41.11. Особенности расчетов грозозащитных тросов в нормальных режимах работы линий . . . . .	389

41.12. Тяжения по проводам и грозозащитным тросам при их обрыве . . . . .	390	41.17. Защита проводов и тросов от поврежденной вибрацией . . . . .	399
41.13. Пролеты воздушных линий . . . . .	391	41.18. Основные сведения о выборе унифицированных опор . . . . .	399
41.14. Расстановка опор на трассе линии . . . . .	393	41.19. Кабельные линии электропередачи с изоляцией сжатым газом . . . . .	401
41.15. Пересечения воздушными линиями технических сооружений и естественных преград . . . . .	396	41.20. Криогенные кабельные линии электропередачи . . . . .	406
41.16. Напряжения и стрелы провеса проводов и тросов при их монтаже . . . . .	398	Список литературы . . . . .	410

#### 41.1. ИСХОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ, НОРМЫ И ОСНОВНОЙ СОСТАВ ПРОЕКТОВ КОНСТРУКТИВНОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Проектирование конструктивной части воздушных линий (ВЛ) основывается на проекте электрической части линии (выбор номинального напряжения, марок проводов) (см. разд. 39), специальном изучении метеорологических и геологических условий по трассе линий, технико-экономических расчетах, связанных с выбором трассы, оценке трассы и конструктивных решений с учетом экологических требований, а также технико-эстетических соображений [41.1, 41.5, 41.6, 41.10, 41.12].

Проектирование конструктивной части ВЛ осуществляется в соответствии с действующими нормами [41.1] с применением, как правило, унифицированных опор и фундаментов (см. § 41.5), стандартных проводов, тросов, линейной арматуры и изоляторов (см. § 41.3, 41.4).

В данном разделе приводятся основные сведения, связанные с расчетами проводов и тросов ВЛ и выбором опор, сооружаемых в климатических условиях основной части территории СССР, на высоте до 1000 м над уровнем моря в ненаселенной местности; для иных условий приводятся ссылки на специальную литературу.

#### 41.2. НОРМАТИВНЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Расчеты конструктивной части конкретных ВЛ выполняются в соответствии с районами прохождения их трасс, а также с райониро-

ванием климатических условий территории СССР по скоростным напорам, толщине гололедных образований, грозовой активности и интенсивности пляски проводов (рис. 41.1, 41.2). Скоростной напор  $q_v$ , Па, связан со скоростью ветра  $v$ , м/с, соотношением

$$q_v = v^2/1,6.$$

В табл. 41.1 указаны нормативные скоростные напоры ветра  $q_{гн}$  для районов I—VII по рис. 41.1 [41.1]. Данные значения  $q_{гн}$  относятся к высоте 10 м над уровнем земли; определение расчетных значений скоростных напоров  $q_v$  см. в § 41.6.

Механические нагрузки от гололедных образований на проводах (тросах) определяются на основе карт рис. 41.2 и табл. 41.2, в которой приведены нормативные толщины стенки гололеда  $b_{гн}$  условно цилиндрической формы и при его плотности 900 кг/м<sup>3</sup> [41.1]. Данные значения  $b_{гн}$  приведены к диаметру провода (троса) 10 мм и расположению провода (троса) в 10 м над поверхностью земли; определение расчетных значений толщины стенки гололеда  $b_f$  см. в § 41.6.

Нормативные сочетания климатических условий по [41.1], принимаемые при расчетах всех конструктивных элементов ВЛ, приведены в табл. 41.3.

Допускается уточнение (сравнительно с указанными выше) учитываемых при проектировании ВЛ климатических условий на основе многолетних достоверных метеорологических наблюдений в районе трассы линии и соответствующей обработки этих данных. Дополнительные сведения о нормативных климатических условиях, их специфике (населенная местность, берега водных пространств и т. п.) и применении см. в [41.1, 41.3, 41.8, 41.9, 41.12, 41.13].

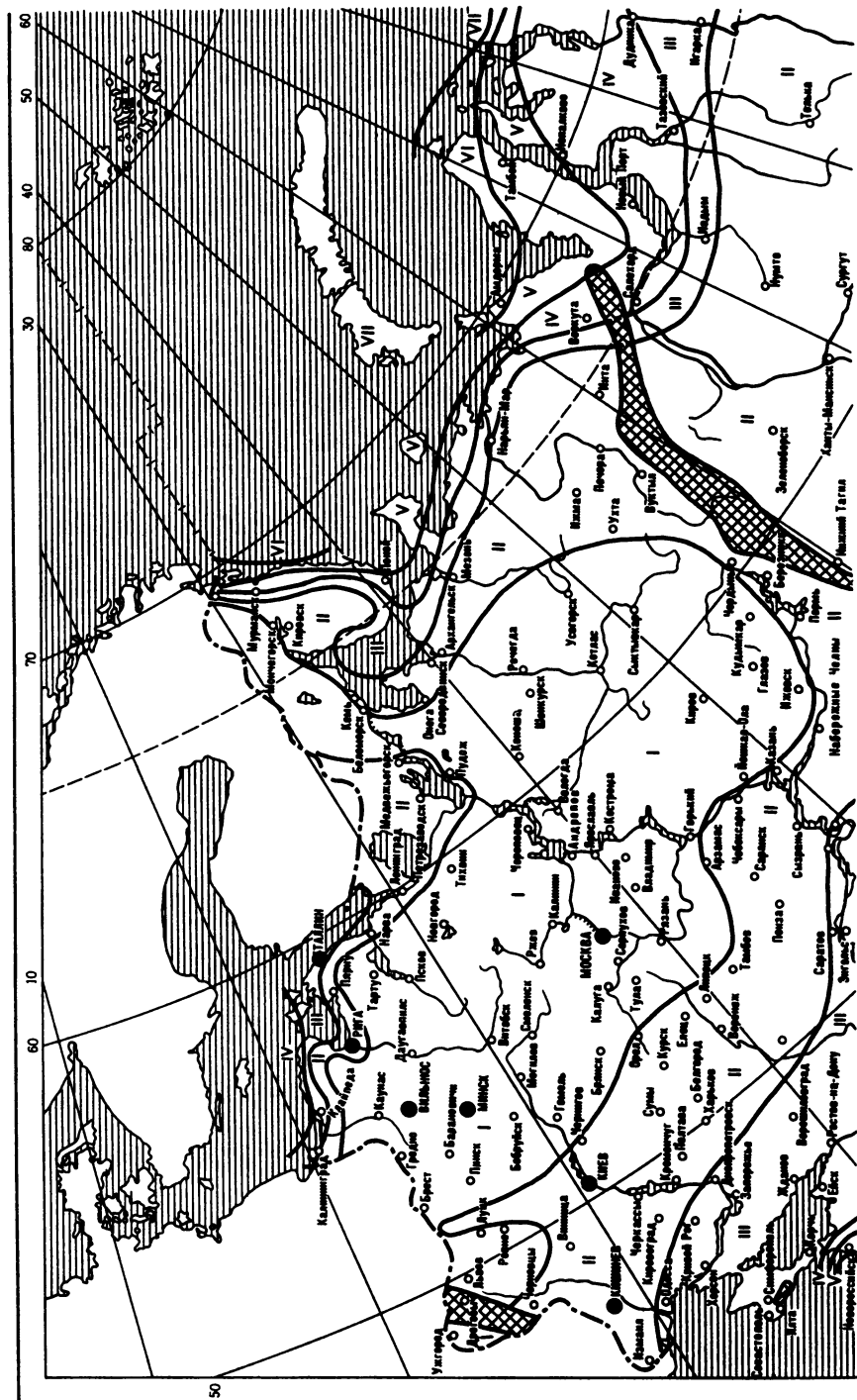


Рис. 41.1. Карта районирования территории СССР по скоростным напорам ветра

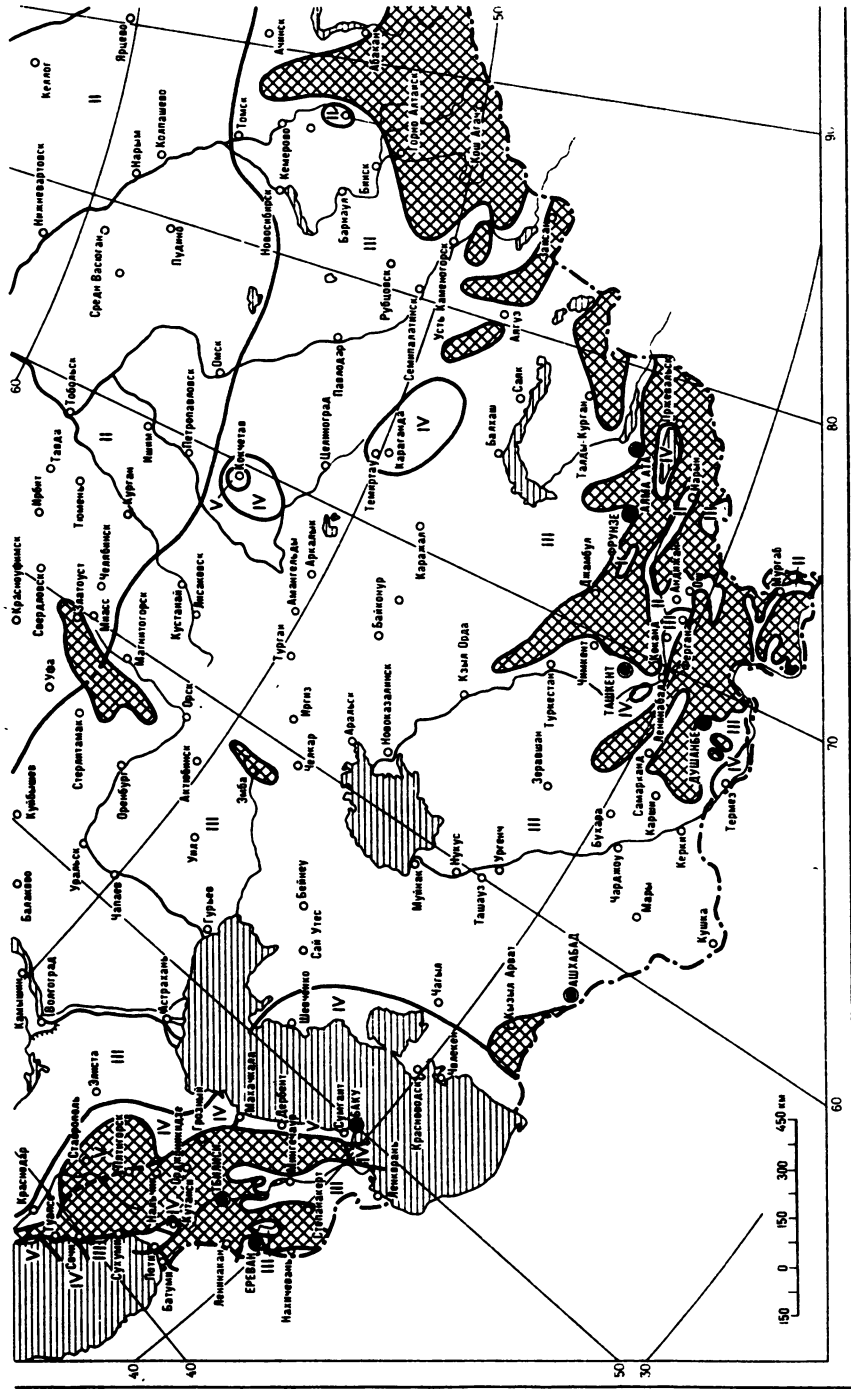


Рис. 41.1. Продолжение

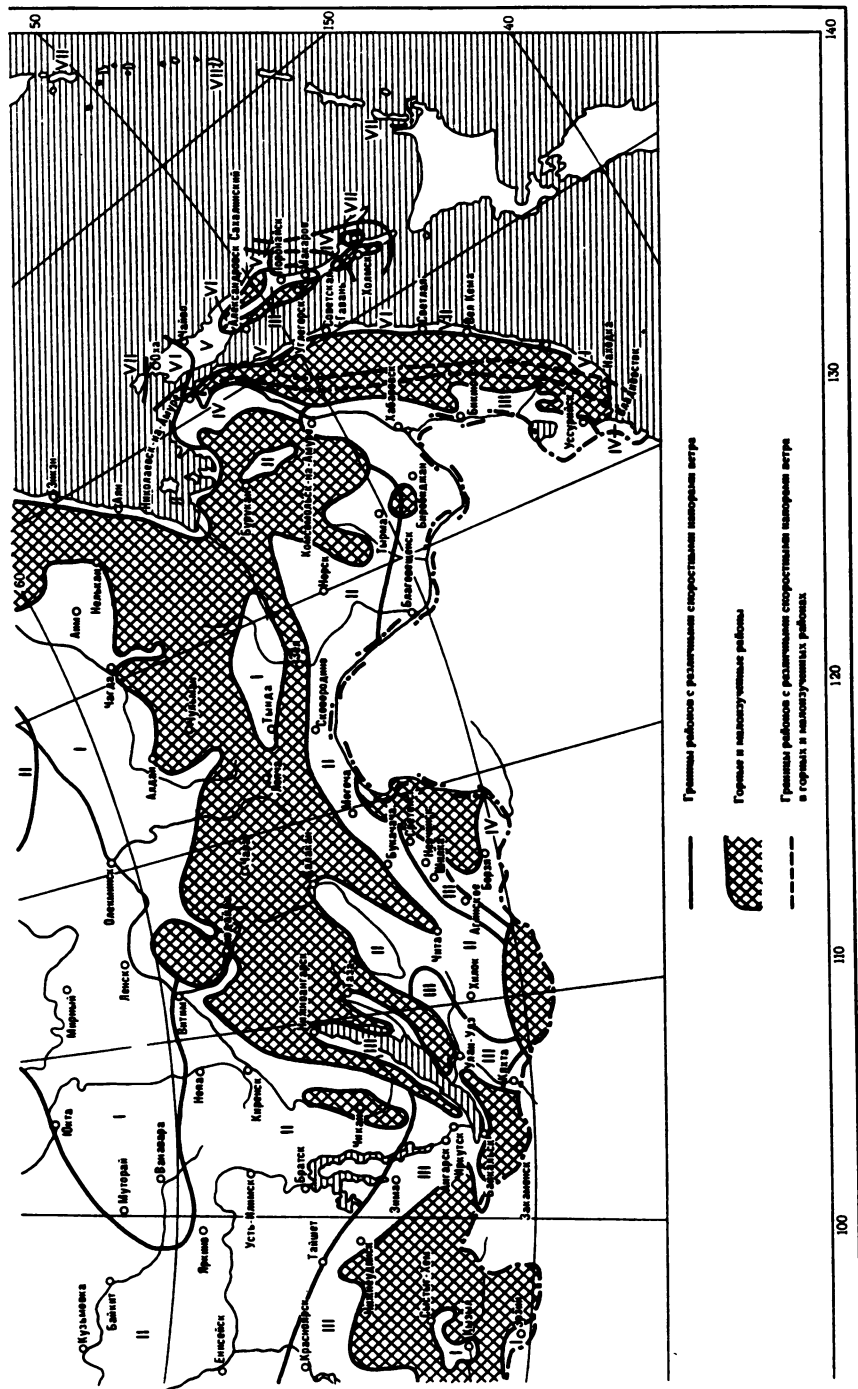


Рис. 41.1. Продолжение

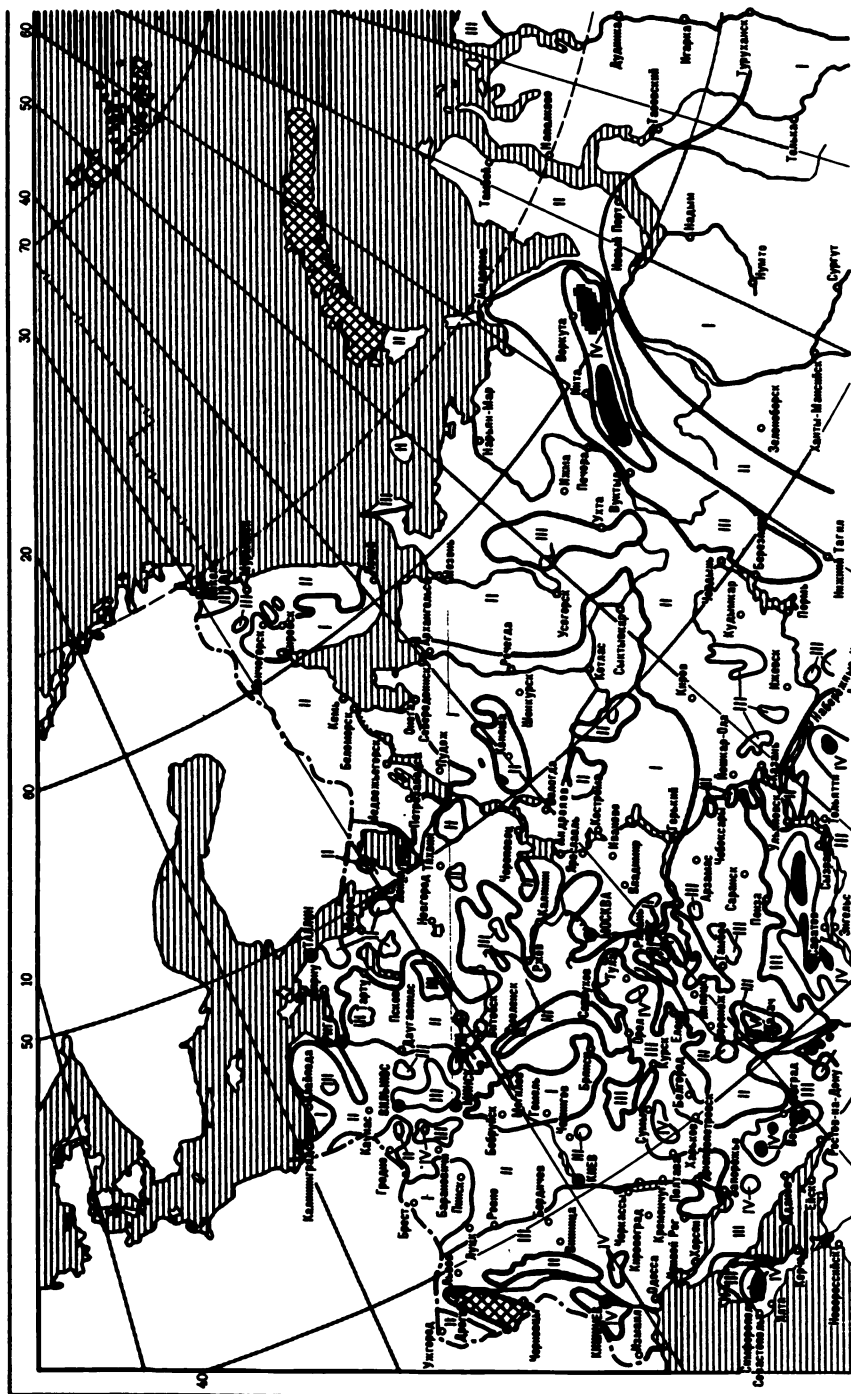


Рис. 41.2. Карта районирования территории СССР по толщине стенки гололеда

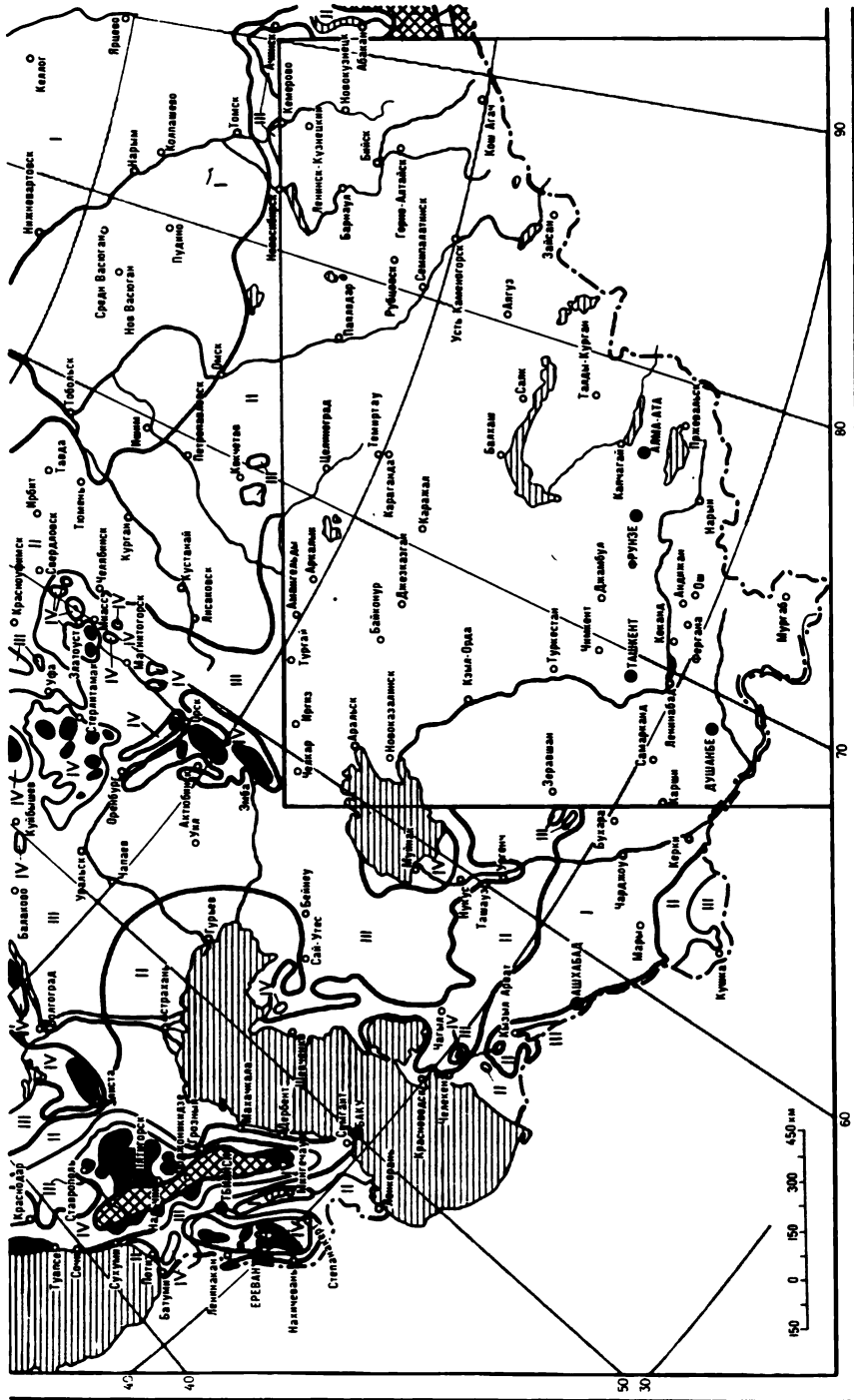


Рис. 41.2. Продолжение



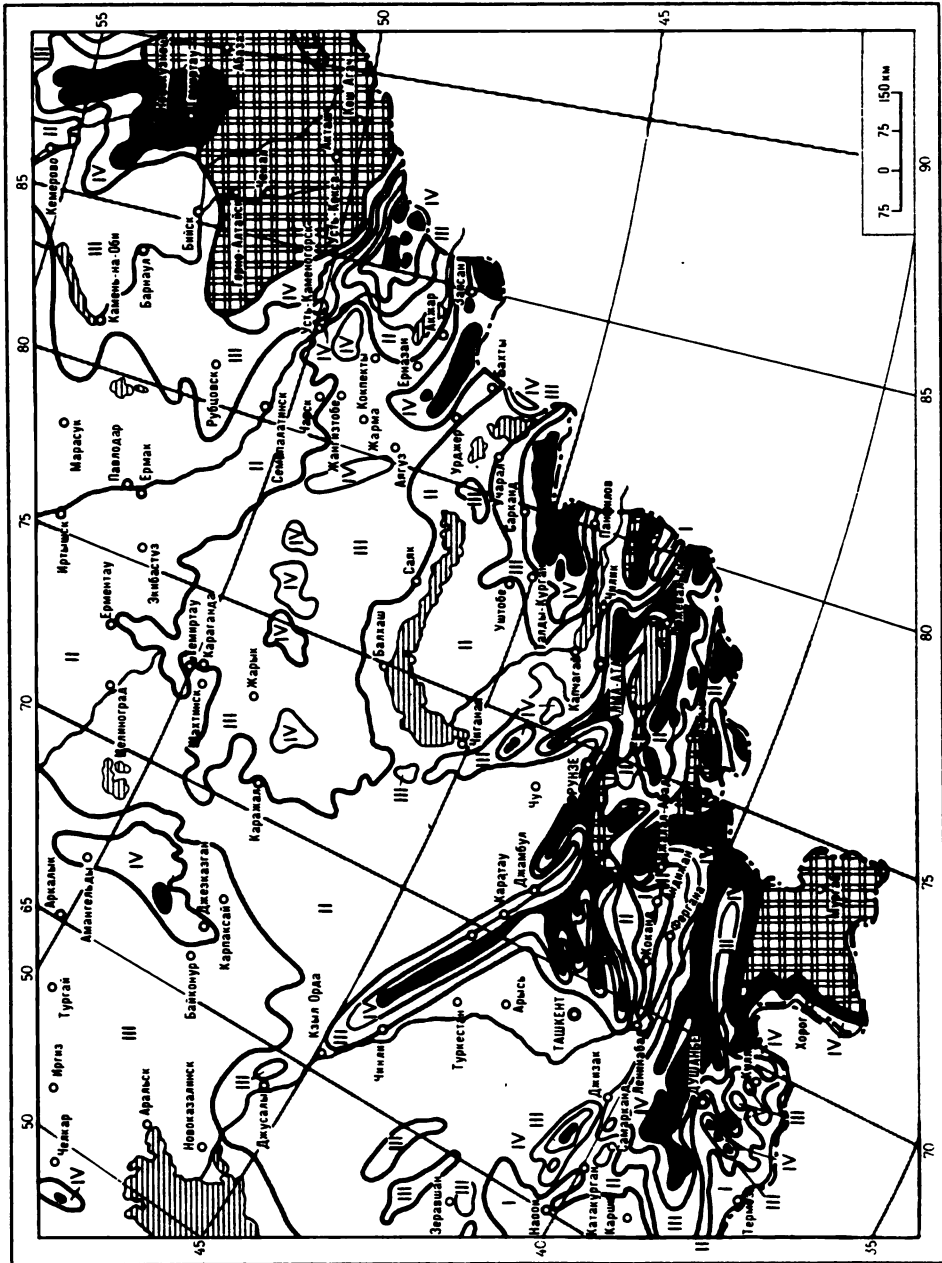


Рис. 41.2. Продолжение

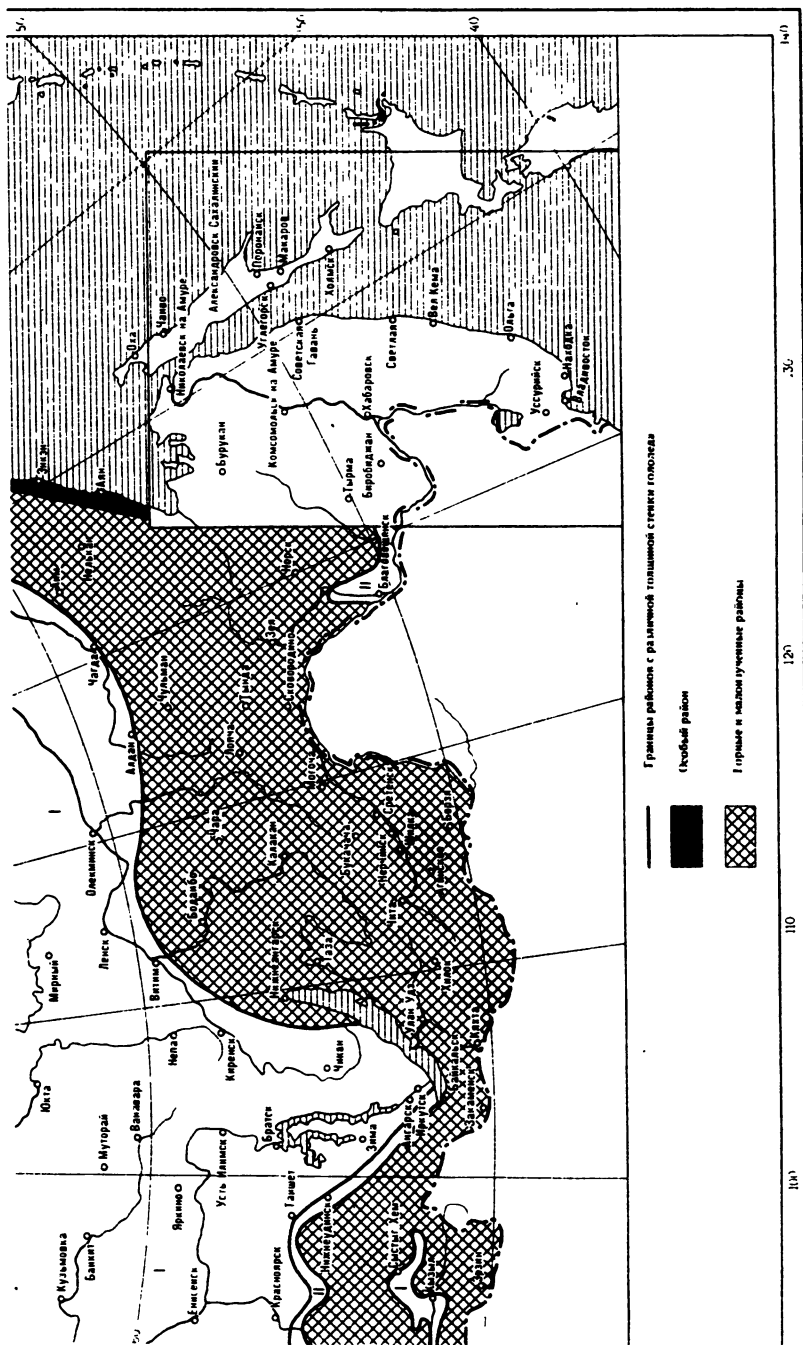


Рис. 41.2. Продолжение

Таблица 41.1. Наибольший нормативный скоростной напор  $q_{гн}$ , Па, и скорость ветра, м/с, на высоте до 15 м от поверхности земли

Район	Номинальное напряжение линии, кВ		
	до 3	6—330	500
I	270 (21)	400 (25)	550 (30)
II	350 (24)	400 (25)	550 (30)
III	450 (27)	500 (29)	550 (30)
IV	550 (30)	650 (32)	800 (36)
V	700 (33)	800 (36)	800 (36)
VI	850 (37)	1000 (40)	1000 (40)
VII	1000 (40)	1250 (45)	1250 (45)

Примечание. Без скобок — скоростные напоры, в скобках — скорости ветра.

Таблица 41.2. Нормативная толщина стенки гололеда  $b_{гн}$ , мм, для высоты 10 м над поверхностью земли

Район СССР по гололеду	Номинальное напряжение линии, кВ		
	до 3	6—330	500
I	5	5	На основе данных наблюдений, но не менее 10 мм
II	5	10	
III	10	15	
IV	15	20	
Особый	20 и более с уточнением по наблюдениям	22 и более с уточнением по наблюдениям	

Таблица 41.3. Нормативные сочетания климатических условий для проектирования ВЛ

Режим работы ВЛ	Условия расчета	Температура воздуха, °С	Скоростной напор ветра $q_{гн}$ , Па	Скорость ветра $v$ , м/с	Толщина стенки гололеда $b_{гн}$ , мм
Нормальный	Высшая температура воздуха	$\vartheta_{в}$	0	0	0
	Низшая температура воздуха	$\vartheta_{н}$	0	0	0
	Среднегодовая температура воздуха	$\vartheta_{ср}$	0	0	0
	Наибольший скоростной напор ветра (см. табл. 41.1)	-5	$q_{гнб}$	$v_{гнб}$	0
	То же при $\vartheta_{ср} < -5$ °С	-10	$q_{гнб}$	$v_{гнб}$	0
	Провода и тросы покрыты гололедом	-5	$0,25 q_{гнб}$ , но $< 300$	$0,5 v_{гнб}$ , но $< 22$	$b_{гн}$ — по наблюдениям, но не ниже 5 мм для ВЛ 330 кВ и 10 мм для ВЛ 500 кВ
	То же при $\vartheta_{ср} < -5$ °С	-10	$0,25 q_{гнб}$	$0,5 v_{гнб}$	То же
То же при $b_{гн} > 15$ мм	-5	$0,25 q_{гнб}$ , но $\geq 140$ и $< 300$	$0,5 v_{гнб}$ , но $\geq 1,5$ и $< 22$	$> 15$	
То же при $\vartheta < -5$ °С и $b_{гн} > 15$ мм	-10	То же	То же	$> 15$	
Приближения проводов к опорам и сооружениям:	при рабочем напряжении	-5	$q_{гнб}$	$v_{гнб}$	0
	при атмосферных и внутренних перенапряжениях	+15	$0,1 q_{гнб}$ , но $\geq 62,5$	$0,3 v_{гнб}$ , но $\geq 10$	0
	для безопасного подъема на опору под напряжением	-15	0	0	0
Обрыв проводов или тросов	При среднегодовой температуре	$\vartheta_{ср}$	0	0	0
	При проводах и тросах, покрытых гололедом	-5	0	0	$b_{гн}$ — до обрыва, 0 — после обрыва
	При низшей температуре	$\vartheta_{н}$	0	0	0
Монтаж проводов и тросов	Условия монтажа	-15	62,5	10	0

### 41.3. ВЫБОР ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ И ИХ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Выбор экономически целесообразных и отвечающих электротехническим условиям сечений проводов ВЛ производится при проектировании электрической части сети или линии электропередачи (см. разд. 39).

**Материал проводов.** Как правило, должны применяться провода алюминиевые, сталеалюминиевые или из сплавов алюминия (см. разд. 18); применение медных и стальных проводов без специальных обоснований не допускается.

Если ВЛ проходят в районах с повышенным содержанием сернистого газа, хлористых солей, по берегам морей, соленых озер, засоленных песков и в подобных условиях, то применяют провода марок АКП, АСКС, АСКП и АСК (см. разд. 18) [41.1, 41.12].

**Поперечные сечения проводов.** По условиям механической прочности не допускается применение проводов с поперечными сечениями токоведущей части меньше приведенных в табл. 41.4, подвеска проводов определенных марок в пролетах больше указанных в табл. 41.5.

С учетом этих ограничений рекомендуется применение сталеалюминиевых проводов марок: АС25/4,2, 35/6,2, 50/8, 70/11, 95/16 —

Таблица 41.5. Наибольшие допускаемые промежуточные пролеты, м

Марка провода	Толщина стенки гололеда, мм		
	до 10	15	20
А50	160	90	60
А70	190	115	75
А95	215	135	90
А150	335	165	130
АС25/4,2	230	—	—
АС50/8	360	240	160
АС70/11	430	290	200
АС95/16	525	410	300
АС120/19	660	475	350
РС25	520	220	150

во всех районах по толщине стенки гололеда, АС120/19, 150/24, 185/29, 240/32, 300/39, 330/43, 400/51, 450/56 и 500/64 — при толщине стенки гололеда до 20 мм, 120/27, 150/34, 185/43, 240/56, 300/66, 400/93, 450/56, 500/64 — при толщине стенки гололеда более 20 мм, АС185/128, 300/204, 500—336 — в пролетах более 800 м.

По условию отсутствия коронирования проводов допускаются минимальные диаметры проводов: 11,4 мм при 110 кВ, 21,6 мм при 220 кВ, 33,2 мм при 330 кВ, а также число и диаметр проводов расщепленных фаз: 2 × 21,6 мм или 3 × 17,1 мм при 330 кВ и 3 × 24,5 мм или 2 × 36,2 мм при 500 кВ.

**Грозозащитные тросы** применяются на ВЛ с металлическими и железобетонными опорами

Таблица 41.4. Наименьшие допустимые сечения проводов (токоведущей части), мм<sup>2</sup>

Номинальное напряжение линии, кВ	Участок линии	Алюминиевые и из сплава АН	Сталеалюминиевые и из сплава АЖ	Стальные
До 1	Все участки, кроме ответвлений к вводам Ответвления к вводам	16 16	10 —	25 или $\varnothing 4$ мм $\varnothing 3-4$ мм
Более 1	Участки без пересечений ВЛ с техническими объектами при $b_{г,н}$ , мм: < 10 > 15	35	25	25
		50	35	25
	Пролеты пересечений с судоходными реками при $b_{г,н}$ , мм: < 10 > 15	70	25	25
		70	35	25
	То же с железными дорогами, мм: < 10 > 15	Не допускается	35	Не допускается
		То же	50	То же
	Пролеты пересечений с линиями связи То же с подземными трубопроводами и канатными дорогами	70	35	25
		70	35	Не допускается

**Примечание.** В строке для линий до 1 кВ  $\varnothing 4$  и  $\varnothing 3-4$  мм — диаметры однопроволочных проводов. На этих линиях не допускается применение однопроволочных проводов с диаметром более 5 мм.

Таблица 41.6. Физико-механические характеристики проводов и тросов

Марки и сечения, мм <sup>2</sup>	Удельная нагрузка от собственного веса $\gamma_1$ , $10^{-3}$ Н/(м·мм <sup>2</sup> )	Модуль упругости провода $E$ , $10^3$ Н/мм <sup>2</sup>	Температурный коэффициент линейного расширения $\alpha$ , $10^{-6}$ °C <sup>-1</sup>	Предел прочности провода при растяжении $\sigma_{пр}$ , Н/мм <sup>2</sup>
А, АКП с сечениями:				
120–185, 300–400	27,5	63	23	160
95, 240	27,5	63	23	150
АН всех сечений	27,5	65	23	208
АЖ всех сечений	27,5	65	23	285
АС, АСКС, АСКП, АСК с сечениями:				
10/1,8–50/8, 95/16, 120/19, 150/24, 185/29, 240/39, 300/48, 400/64	34,6	82,5	19,2	290
150/19, 185/24, 300/39, 330/43, 400/51, 450/56, 500/64	33,4	77	19,8	270
120/27, 150/34, 185/43, 240/56, 300/66, 400/93	37,1	89	18,3	330
185/128, 300/204, 500/336	48,4	114	15,5	550
ПС всех сечений	80	200	12	620
ТК всех сечений	80	200	12	1200

Примечания: 1. Пределы прочности для алюминиевых (А, АКП) и сталеалюминиевых проводов указаны для алюминиевой проволоки марки АТ.

2. ТК – стальные тросы.

Таблица 41.7. Нормативные допускаемые напряжения проводов и тросов

Марки и сечения проводов, мм <sup>2</sup>	Напряжения			
	Н/мм <sup>2</sup>		в долях предела прочности ( $\sigma_{пр}$ )	
	при наибольшей нагрузке [ $\sigma_{унб}$ ] и низшей температуре [ $\sigma_{н}$ ]	при средне- годовой температуре [ $\sigma_{сг}$ ]	при наибольшей нагрузке и низшей температуре	при средне- годовой температуре
А, АКП с сечениями:				
16–35	56	48	0,35	0,30
50 и 70	64	48	0,40	0,30
95	60	45	0,40	0,30
120 и более	72	48	0,45	0,30
Из сплава АН с сечениями:				
16–95	83	62	0,40	0,30
120 и более	94	62	0,45	0,30
Из сплава АЖ с сечениями:				
16–95	114	85	0,40	0,30
120 и более	128	85	0,45	0,30
АС, АСКС, АСКП и АСК с сечениями:				
16/2,7 и 25/4,2	102	87	0,35	0,30
35/6,2–95/16	116	87	0,40	0,30
120/19, 150/24, 185/29, 240/39, 300/48, 400/64	130	87	0,45	0,30
150/19, 185/24, 240/32, 300/39, 330/43, 400/51, 450/56, 500/64	122	81	0,45	0,30
120/27, 150/34, 185/43, 240/56, 300/66, 400/93	149	99	0,45	0,30
185/128, 300/204, 500/336	250	165	0,45	0,30
ПС всех сечений	310	216	0,50	0,35
ТК всех сечений	600	420	0,50	0,35

Примечания: 1. Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов напряжения указаны для алюминиевой проволоки марки АТ.

2. Для стальных тросов ТК напряжения приведены при пределе прочности 1200 МПа.

при напряжении 35 кВ только на подходах к подстанциям, при 110–500 кВ — по всей длине линии. Линии на деревянных опорах и на напряжении до 20 кВ, как правило, не защищаются грозозащитными тросами.

В качестве грозозащитных тросов обычно применяются стальные тросы ТК-9,1 на ВЛ для 110–150 кВ и ТК-11,0 на ВЛ для 220–500 кВ.

Дополнительные сведения о проводах и тросах, в том числе и из специальных сплавов алюминия, приведены в разд. 18 и [41.1, 41.3, 41.5, 41.10, 41.12], их характеристики — в табл. 41.6, 41.7.

При уточненных расчетах стрел провеса проводов и тросов с учетом их вытяжки, при монтаже и в процессе эксплуатации помимо модуля упругости ( $E$ ) применяются модуль неупругости ( $F$ ), соответствующий первичной вытяжке провода при его монтаже и в начальный период эксплуатации, и модуль релаксации ( $D$ ) [41.7]. Ориентировочные значения  $F$  и  $D$  алюминия и стали сталелюминиевых проводов:

$$F_a = 54 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2; F_c = 189 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2;$$

$$D_a = 36 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2; D_c = 189 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2.$$

Напряжения в проводах и тросах и тяжения см. также § 41.7.

#### 41.4. СВЕДЕНИЯ ОБ АРМАТУРЕ И ИЗОЛЯЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

На ВЛ используется разнообразная линейная арматура. Выбор арматуры производится в связи с ее назначением и номинальным напряжением ВЛ, в зависимости от марок проводов и числа проводов в фазе, в зависимости от марок грозозащитных тросов и т. д. Основные сведения о линейной арматуре приведены в [41.6, 41.8, 41.10, 41.12, 41.13]. На рис. 41.3 и 41.4 представлены основные виды линейной арматуры, применяемой на ВЛ.

Расчет линейной арматуры производится по воздействию на них силам, определенным на основе нормативных механических нагрузок (скоростной напор ветра и гололед), и статическим схемам распределения нагрузок [41.4, 41.8–41.12], по разрушающим нагрузкам арматуры и изоляторов, указанным в соответствующих каталогах [41.6, 41.12], по коэффициентам запаса прочности 2–2,5 в нормальных и 1,3–1,7 в аварийных режимах ВЛ [41.1].

Сведения об изоляторах ВЛ приведены в разд. 19.

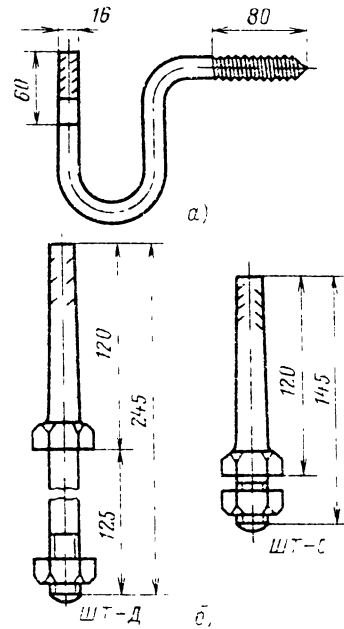


Рис. 41.3. Арматура воздушных линий до 10 кВ: а — крюк; б — штыри для деревянных (ШТ-Д) и стальных (ШТ-С) траверс

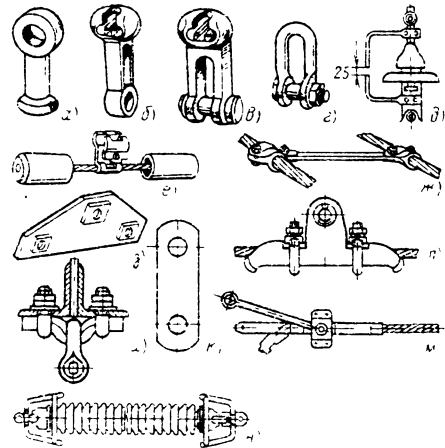


Рис. 41.4. Эскизы и схемы линейной арматуры и изоляторов воздушных линий 35 кВ и выше: а — серьга; б — ушко однолапчатое; в — ушко двулапчатое; г — скоба; д — рога разрядные; е — гаситель вибрации; ж — дистанционная распорка расщепленной фазы; з — коромысло; и — узел крепления подвесной гирлянды изоляторов к траверсе металлической опоры; к — звено промежуточное; л — поддерживающий глухой зажим; м — натяжной пресуемый зажим; н — стержневой изолятор с дугогасящими кольцами

### 41.5. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПОРАХ И ФУНДАМЕНТАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

**Стальные опоры.** Основные конструктивные элементы таких опор изготавливаются из стали Ст3. Наиболее напряженные части опор могут изготавливаться из низколегированных сталей. Отливки для некоторых узлов опор выполняются из ковкого чугуна. Для оттяжек опор применяются стальные спиральные канаты и тросы. Части опор подвергаются заводской горячей оцинковке. Сборка производится с помощью болтовых соединений. Более подробные сведения приведены в [41.11, 41.12].

**Железобетонные опоры.** Конические секции стоек и цилиндрические траверсы опор изготавливаются из бетона марок 400–500. Для стержневой продольной арматуры применяется горячекатаная сталь. Продольная арматура выполняется из плоских пучков, каждый из которых состоит из нескольких прядей проволоки. Для поперечной арматуры стоек применяется низкоуглеродистая холоднотянутая проволока. Более подробные сведения приведены в [41.11, 41.12].

**Деревянные опоры** изготавливаются из пропитанных антисептиками бревен сосны II и III сортов. Рекомендуется также применение лиственницы зимней рубки (в основном для опор линий 220 кВ в районах массовой рубки леса). Допускается применение ели и пихты для неотчетственных деталей ВЛ 35 кВ и меньшего напряжения. Более подробные сведения приведены в [41.4, 41.12, 41.13].

На сооружаемых ВЛ должны применяться унифицированные или типовые опоры, разработанные институтами «Энергосетьпроект», «Сельэнергопроект», «Тяжпромэлектропроект».

На рис. 41.5–41.49 приведены схемы основных унифицированных, типовых или характерных опор для 0,38–1150 кВ. В табл. 41.8 указаны основные характеристики их конструкций и условий применения.

Конструкции унифицированных и типовых опор удовлетворяют требованиям [41.1] и,

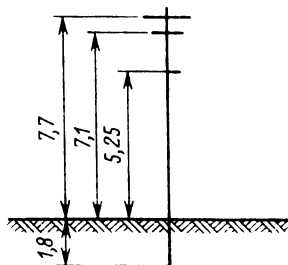


Рис. 41.5. Железобетонная промежуточная одноцепная опора ВЛ 380 В

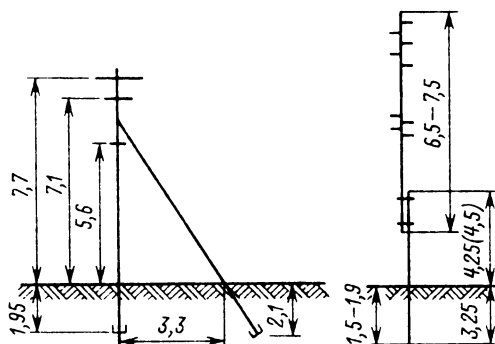


Рис. 41.6. Железобетонная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 380 В

Рис. 41.7. Деревянная промежуточная опора с железобетонным пасынком ВЛ 380 В

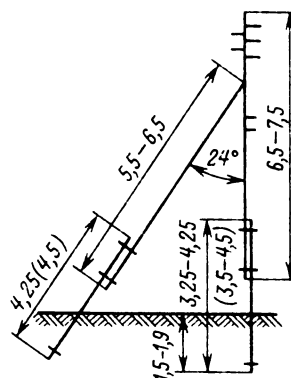


Рис. 41.8. Деревянная анкерная угловая опора с железобетонными пасынками ВЛ 380 В

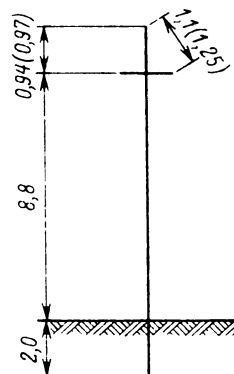


Рис. 41.9. Железобетонная промежуточная одноцепная опора ВЛ 6–20 кВ (размеры для ВЛ 20 кВ – в скобках)

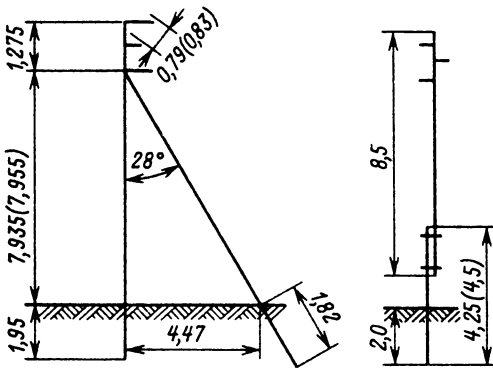


Рис. 41.10. Железобетонная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 6–20 кВ (размеры для ВЛ 20 кВ – в скобках)

Рис. 41.11. Деревянная промежуточная одноцепная опора ВЛ 6–20 кВ (размеры для ВЛ 20 кВ – в скобках)

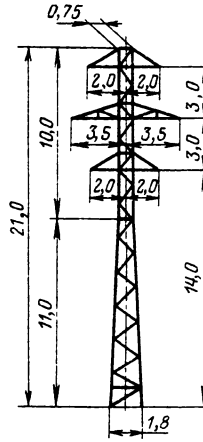


Рис. 41.14. Стальная промежуточная двухцепная опора ВЛ 35 кВ

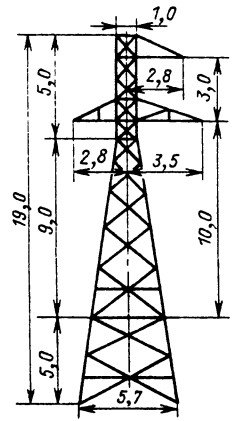


Рис. 41.15. Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 35 кВ

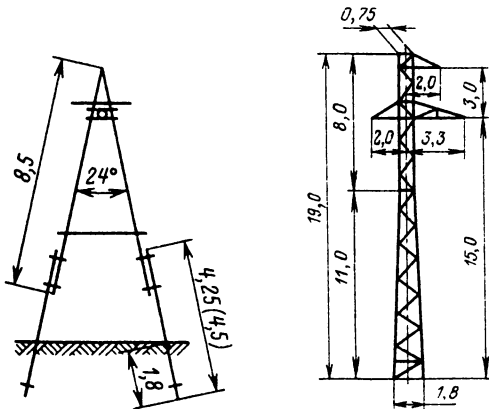


Рис. 41.12. Деревянная одноцепная анкерная опора ВЛ 6–20 кВ (размеры для ВЛ 20 кВ – в скобках)

Рис. 41.13. Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ

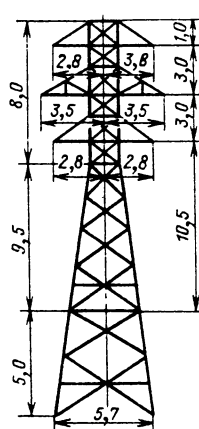


Рис. 41.16. Стальная анкерная угловая двухцепная опора ВЛ 35 кВ

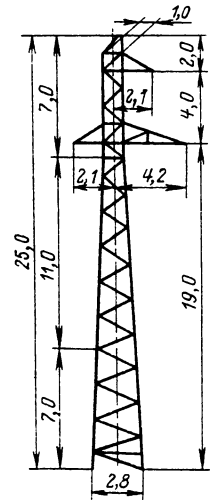


Рис. 41.17. Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 110 кВ



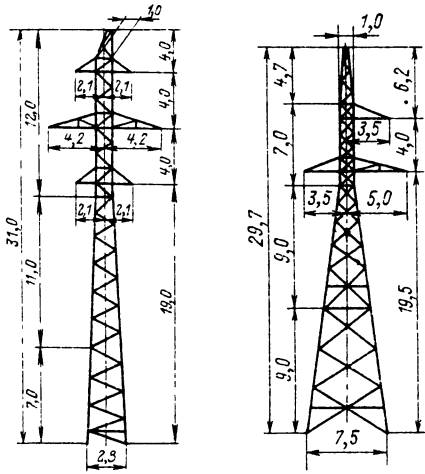


Рис. 41.18. Стальная промежуточная двухцепная опора ВЛ 110 кВ

Рис. 41.19. Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 110 кВ

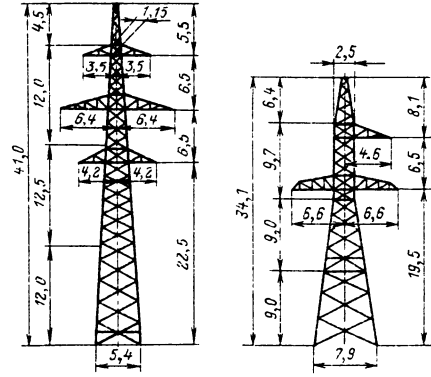


Рис. 41.22. Стальная промежуточная двухцепная опора ВЛ 220 кВ

Рис. 41.23. Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 220 кВ

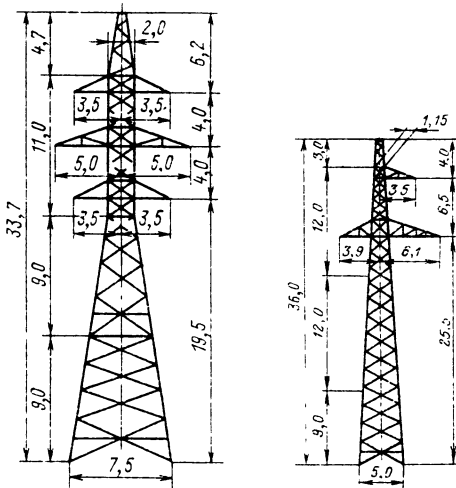


Рис. 41.20. Стальная анкерная угловая двухцепная опора ВЛ 110 кВ

Рис. 41.21. Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 220 кВ

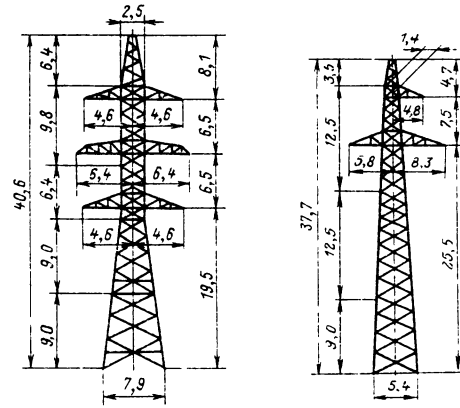


Рис. 41.24. Стальная анкерная угловая двухцепная опора ВЛ 220 кВ

Рис. 41.25. Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 330 кВ

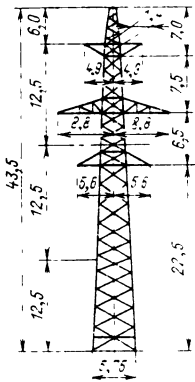


Рис. 41.26. Стальная промежуточная двухцепная опора ВЛ 330 кВ

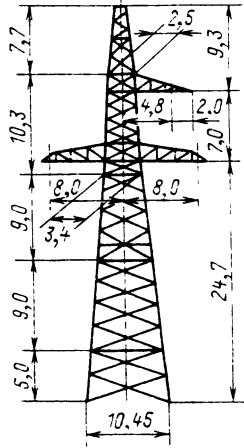


Рис. 41.27. Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 330 кВ

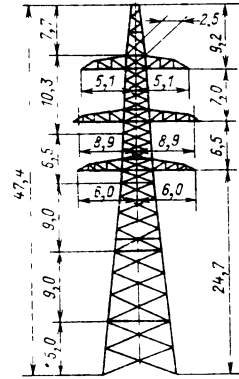


Рис. 41.28. Стальная анкерная угловая двухцепная опора ВЛ 330 кВ

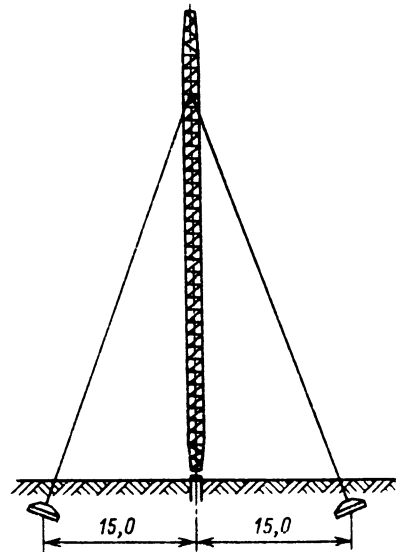
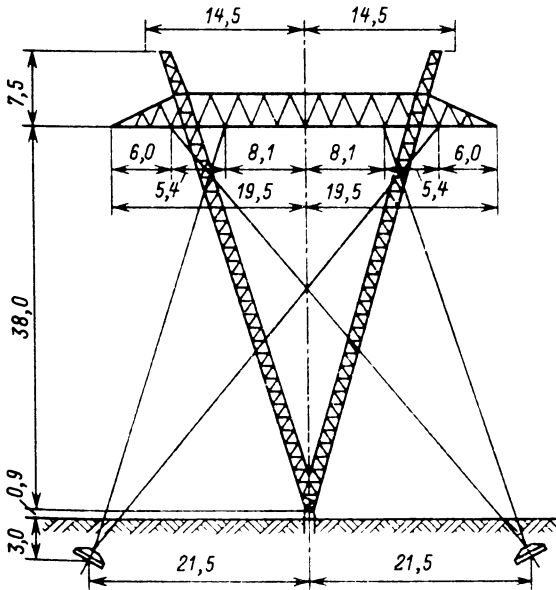


Рис. 41.29. Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 750 кВ

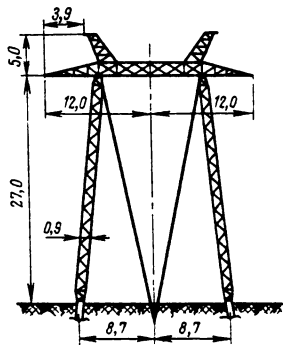


Рис. 41.30. Стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 500 кВ

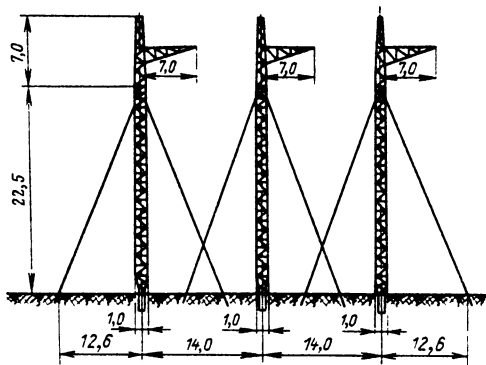


Рис. 41.31. Стальные анкерные угловые опоры на оттяжках (одной цепи ВЛ) 500 кВ

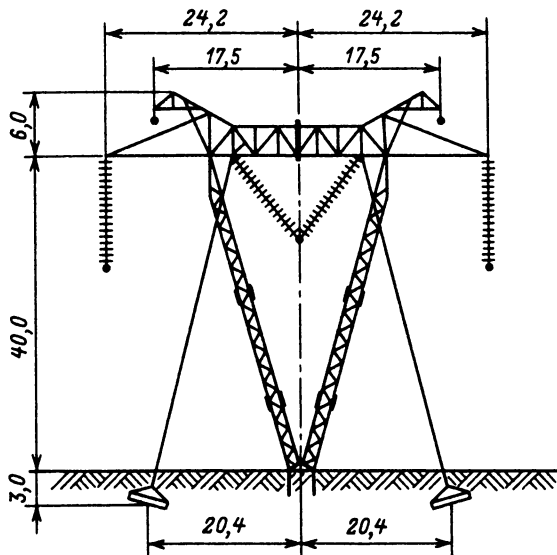


Рис. 41.32. Стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 1150 кВ

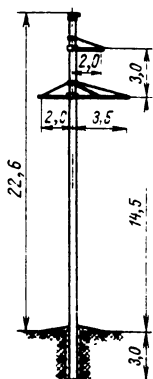
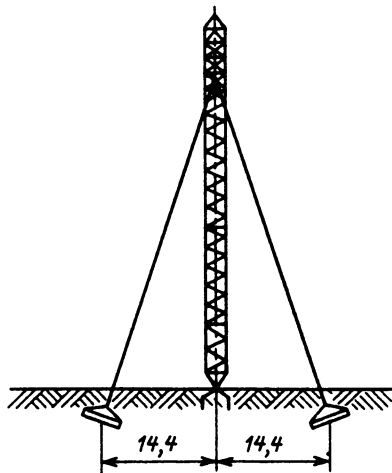


Рис. 41.33. Железобетонная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ

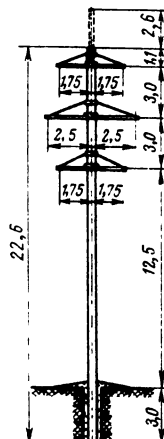


Рис. 41.34. Железобетонная промежуточная двухцепная опора ВЛ 35 кВ

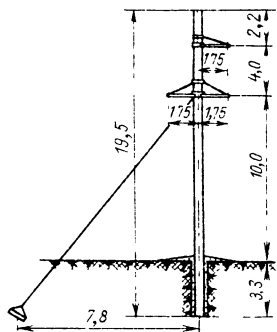


Рис. 41.35. Железобетонная анкерная угловая одноцепная опора на оттяжках ВЛ 35 кВ

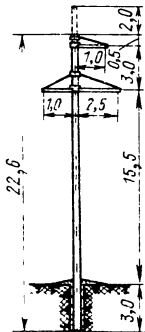


Рис. 41.36. Железобетонная промежуточная одноцепная опора ВЛ 110 кВ

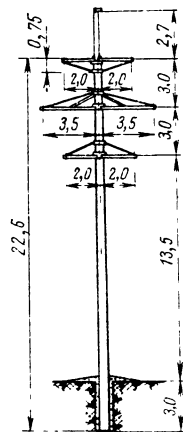


Рис. 41.37. Железобетонная промежуточная двухцепная опора ВЛ 110 кВ

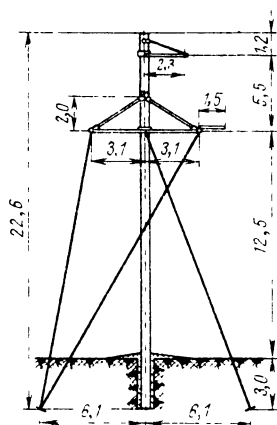


Рис. 41.38. Железобетонная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 110 кВ

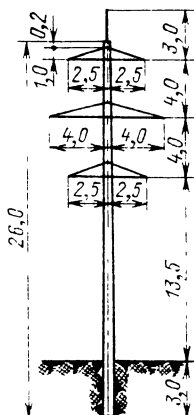


Рис. 41.39. Железобетонная промежуточная двухцепная опора ВЛ 150 кВ

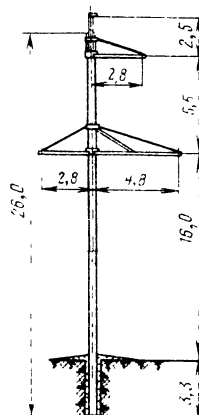


Рис. 41.40. Железобетонная промежуточная двухцепная опора ВЛ 220 кВ

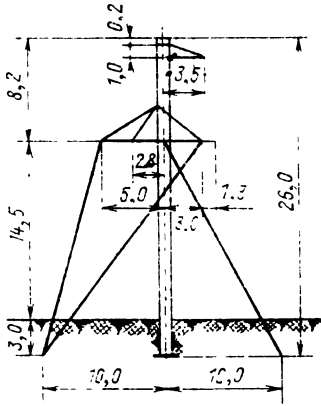


Рис. 41.41. Железобетонная анкерная угловая одноцепная опора на оттяжках ВЛ 220 кВ

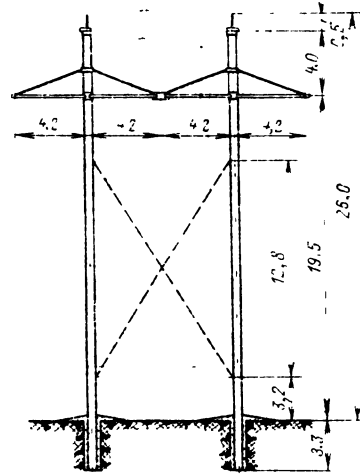


Рис. 41.42. Железобетонная промежуточная одноцепная опора ВЛ 330 кВ

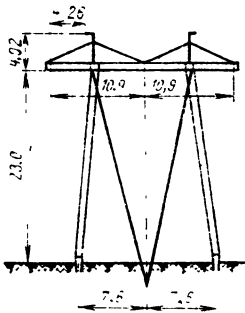


Рис. 41.43. Железобетонная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 500 кВ

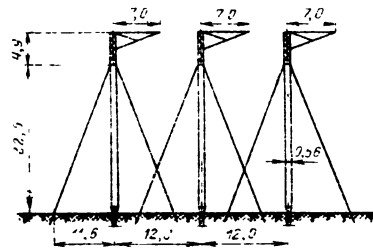


Рис. 41.44. Железобетонные анкерные угловые опоры на оттяжках (одной цепи ВЛ 500 кВ)

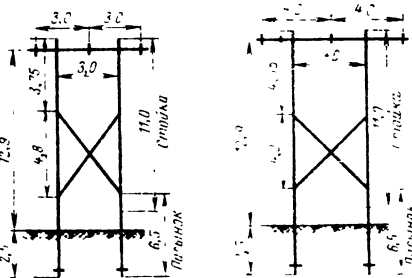


Рис. 41.45. Деревянная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ

Рис. 41.46. Деревянная промежуточная одноцепная опора ВЛ 110 кВ

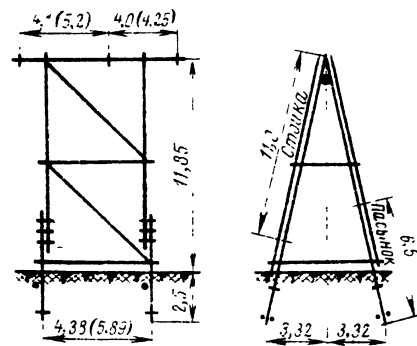


Рис. 41.47. Деревянная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 35—110 кВ

Таблица 41.8. Основные характеристики унифицированных и типовых опор

Номинальное напряжение, кВ	Шифр опоры	Условное обозначение	Марка провода	Нормативная толщина стенок гололеда, мм	Расход материалов			Длины пролетов, м				Рисунок
					стали, кг	железобетона, м <sup>3</sup>	древесины, м <sup>3</sup>	габаритного	весового	ветрового		
6—20	П10-1Б	П-1Ц-ЖБ-С	А 25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	15,9	0,45	—	60—100	75—130	85—140	41,9	
	П20-1Б	П-1Ц-ЖБ-С	А25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	25,9	0,45	—	60—100	75—130	85—140	41,9	
	УА10-1Б	АУ-1Ц-ЖБ-С	А25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	77,4	1,35	—	—	—	—	41,10	
	УА20-1Б	АУ-1Ц-ЖБ-С	А25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	87,6	1,35	—	—	—	—	41,10	
	П10-7ДБ	П-1Ц-Д-С	А25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	2,0	0,13	0,25	66—100	75—130	85—140	41,11	
	П20-7ДБ	П-1Ц-Д-С	А25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	2,2	0,15	0,3	66—100	75—130	85—140	41,11	
	ОА10-3ДБ	А-1Ц-Д-С	А25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	35,1	0,3	0,92	—	—	—	41,12	
	ОА20-3ДБ	А-1Ц-Д-С	А25-120; АС 16/2,7-50/8	5—20	36	0,35	1,0	—	—	—	41,12	
	35	П35-1	П-1Ц-СГ-С	АС 70/11-150/24	5—20	1558	—	—	160—240	200—300	225—335	41,13
		П35-2	П-2Ц-СГ-С	АС 70/11-150/24	15—20	1934	—	—	235—330	235—420	295—335	41,14
У35-3+5		АУ1Ц-СГ-С	АС 70/11-95/16	5—20	2385	—	—	—	—	—	—	
У35-1+5		АУ1Ц-СГ-С	АС 120/19-150/24	5—20	4727	—	—	—	—	—	41,15	
У35-4+5		АУ2Ц-СГ-С	АС 70/11-95/16	5—20	3986	—	—	—	—	—	—	
У35-2+5		АУ2Ц-СГ-С	АС 120/19-150/24	5—20	6850	—	—	—	—	—	41,16	
110	П110-3	П-1Ц-СГ-С	АС 120/19-240/32	5—10	2558	—	—	365—440	155—555	435—445	41,17	
	П110-5	П-1Ц-СГ-С	АС 70/11-240/32	15—20	2686	—	—	200—330	250—415	240—330	—	
	П110-7	П-1Ц-СГ-С	АС 120/19-240/32	5—10	2820	—	—	410—505	515—630	460—505	—	
	П110-4	П-2Ц-СГ-С	АС 120/19-240/32	5—10	3336	—	—	365—445	455—555	435—445	41,18	
	П110-6	П-2Ц-СГ-С	АС 70/11-240/32	15—20	3942	—	—	200—330	250—415	240—330	—	
	У110-1+9	АУ-1Ц-СГ-С	АС 70/11-240/32	5—20	8544	—	—	—	—	—	41,19	
У110-2+9	АУ-2Ц-СГ-С	—	5—20	11834	—	—	—	—	—	41,20		
150	П150-1	П-1Ц-СГ-С	АС 120/19-240/32	5—20	2720	—	—	250—425	315—525	350—425	—	
	П150-2	П-2Ц-СГ-С	—	5—20	4009	—	—	250—425	340—525	380—425	—	
220	П220-3	П-1Ц-СГ-С	АС 300/39-400/51	5—20	4881	—	—	380—520	475—650	520	41,21	
	П220-1	П-1Ц-СГ-С	—	5—20	3812	—	—	380—520	475—650	520	—	
	П220-2	П-2Ц-СГ-С	—	5—20	6450	—	—	395—470	430—550	465—470	41,22	
	У220-1+9	АУ-1Ц-СГ-С	—	5—20	13078	—	—	—	—	—	41,23	
	У220-2+9	АУ-2Ц-СГ-С	—	5—20	20245	—	—	—	—	—	41,24	

Продолжение табл. 41.8

Номинальное напряжение, кВ	Шифр опоры	Условное обозначение	Марка провода	Нормативная толщина стешки гололеда, мм	Расход материалов				Длина пролетов, м			Рисунок								
					стали, кг	железобетона, м <sup>3</sup>	древесины, м <sup>3</sup>	габаритного	весового	ветрового										
330	П330-3 П330-1	П-1Ц-Ст-С П-1Ц-Ст-О	АС 300/39-400/51 2 × АС 300/39- 2 × АС 400/51	5-10 5-20	6392 5017	— —	— —	365-495 365-495	565-620 565-620	495 495	41.25 —									
												П330-2 У330-1 + 14 У330-2 + 14	П-2Ц-Ст-С АУ-1Ц-Ст-С АУ-2Ц-Ст-С	АС 300/39-400/51 2 × АС 300/39- 2 × АС 400/51	5-20 5-20 5-20	10 475 25 276 38 910	— — —	325-445 — —	405-555 — —	425-445 — —
	ПБ2 УБМ-22	П-1Ц-Ст-О АУ-1Ц-Ст-С	3 × АС 400/51- 3 × АС 500/64	5-20 5-20	6914 15 640	— —	350-460 —	437-510 —	350-460 —	41.29 41.30										
											ПН750-1	П-1Ц-Ст-О	5 × АС 240/56	5-20	11 600	—	475-550	525-570	510-570	41.31
ПОГ-1150-1	П-1Ц-Ст-О	8 × АС 300/48- 8 × АС 400/51	5-20	18 000	—	355-455	445-500	355-450	41.32											
										35	ПБ35-1 ПБ35-3 ПБ35-2 ПБ35-4 УБ35-1	П-1Ц-ЖБ-С П-1Ц-ЖБ-С П-2Ц-ЖБ-С П-2Ц-ЖБ-С АУ-1Ц-ЖБ-О	АС 95/16-150/24	5-20 15-20 5-10 15-20 5-20	122 118 299 299 270	1,67 1,67 1,81 1,67 2,1	280-375 185-265 230-290 135-190 —	350-425 225-320 290-330 175-220 —	390-465 250-355 265-340 160-210 —	41.33 — 41.34 — 41.35
ПБ110-1 ПБ110-5	П-1Ц-ЖБ-С П-1Ц-ЖБ-С	АС 70/11-150/24 АС 70/11-240/32	5-10 15-20	216 255	1,67 1,81	255-340 155-265	320-385 195-325	325-375 205-305	41.36 —											

220	ПБ220-1	П-1Ц-ЖБ-С П-1Ц-ЖБ-С АУ-1Ц-ЖБ-О	АС 300/39-400/51	5-20 5-20 5-20	452 421 1807	2,52 3,62 2,56	-	220-310 270-350 -	275-360 320-400 -	275-425 275-424 -	41,40 -	41,41									
	ПБ330-1												2 x AC 300/39- 2 x AC 400/51	5-20	1110	5,03	-	280-360	355-420	295-360	41,42
	ПБ500-1 УБ500-1												3 x AC 400/51 3 x AC 300/39- 3 x AC 500/64	5-20 5-20	2577 8515	6,18 7,8	-	300-380 -	365-556 -	400-558 -	41,43 41,44
35	ПД35-1 ПД35-5	П-1Ц-Д-С П-1Ц-Д-С	АС 50/8-120/49 АС 50/8-150/24	5-20 5-20	39 31	-	2,2 3,1	120-275 120-280	170-600 150-350	150-350 170-340	41,45 -	-									
	ПД110-1 ПД110-5												АС 70/11-120/49 АС 70/11-185/29	5-20 5-20	39 31	-	2,4 3,2	130-260 135-260	227-600 220-600	120-350 190-440	41,46 -
35-110	УД110-1 УД110-5	АУ-1Ц-Д-С АУ-1Ц-Д-О	АС 50/8-185/29	5-20	264 470	-	6,16 5,7	-	-	-	41,47 -	-									
	ПД220-1 ПД220-2 УД220-1												АС 300/39-500/64	5-20 5-20 5-20	94 76 892	-	5,0 5,8 11,0	160-250 160-250 -	180-535 200-600 -	180-400 135-300 -	- 41,48 41,49

Примечания: 1. Все приведенные характеристики относятся к опорам для ненаселенной местности и рассчитаны на скоростной напор 500 Па (скорость ветра 30 м/с).

2. Шифр опор приведен по [41.12, 41.13].

3. Условные обозначения опор расшифровываются следующим образом: П — промжуговая, А — анкерная, АУ — анкерная угловая, ПЦ — одиночная, 2Ц — двухцепная, Ст — стальная, ЖБ — железобетонная, Д — деревянная, С — свободносюющая, О — на оттяжках.

4. Диапазон длины пролетов соответствует разным сечениям проводов и толщинам стенок гололеда.

5. Приведены варианты конструкций и характеристик опор ВЛ 750 и 1150 кВ.



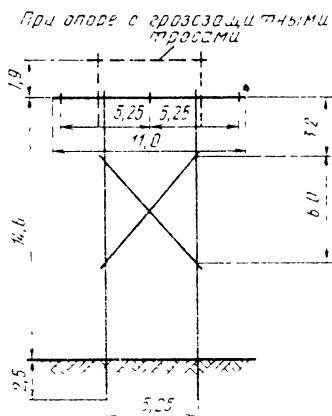


Рис. 41.48. Деревянная промежуточная одноопная опора ВЛ 220 кВ

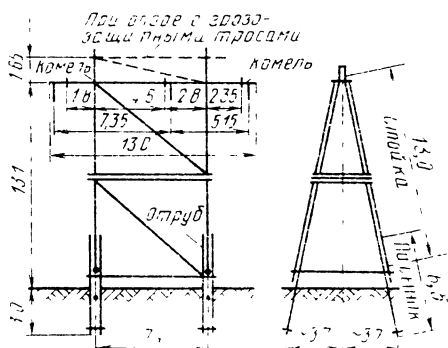


Рис. 41.49. Деревянная анкерная угловая одноопная опора ВЛ 220 кВ

как правило, рассчитаны на ветровые нагрузки со скоростным напором до 500 Па. Анкерные угловые опоры в большинстве случаев рассчитаны на углы поворота до  $60^\circ$ . Стальные анкерные угловые опоры применяются также в качестве концевых; при ВЛ на железобетонных опорах требуются специальные конструкции анкерно-угловых опор или устанавливаются стальные анкерно-угловые опоры.

Металлические опоры укрепляются на типовых сборных железобетонных фундаментах или сваях, основные типы которых приведены на рис. 41.50. Стойки железобетонных опор погружаются на 2,0–3,5 м в грунт; для повышения устойчивости этих опор в грунте применяются железобетонные ригели. Деревянные опоры, как правило, имеют составные ноги, состоящие из стойки и пасынка, который на 2–3 м погружается в грунт. Пасынки могут быть как железобетонными, так и деревянными антисептированными; устойчивость этих опор также может быть повышена с помощью ригелей. При листовничных бревнах зимней рубки длиной 15–18 м стойки деревянных промежуточных опор могут выполняться из одного бревна.

Подробнее о конструкциях опор, их применении, а также об их расчетах см. в [41.2, 41.4, 41.6, 41.8, 41.10–41.13].

#### 41.6. УДЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА И ТРОСЫ

Удельные нагрузки  $\gamma$ , Н/(м·мм<sup>2</sup>), на провода и тросы учитывают механические силы от веса проводов и гололедных образований, а также давление ветра на провода

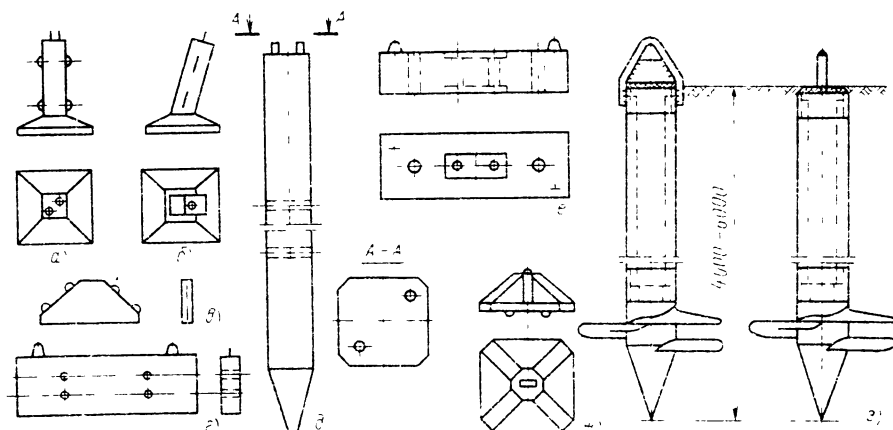


Рис. 41.50. Железобетонные фундаменты металлических опор:

а — подножник прямой, б — подножник наклонный, в — плита пригрузочная, г — ригель, д — свая, е — ростверк, ж — анкерная плита для крепления оттяжек, з — свая винтовая

без гололеда или с гололедом. Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных величин. При определении удельных нагрузок от веса проводов (тросов) и осевшего на них гололеда осуществляется переход от массы провода или троса (см. разд. 18), кг, к механической силе с учетом ускорения свободного падения.

В табл. 41.9 приведены расчетные выражения для определения всех необходимых удельных нагрузок  $\gamma_i$  при  $i = 1, 2, \dots, 7$ , где  $M_0$  – погонная масса провода или троса (см. разд. 18), кг/км;  $F$  – полное поперечное сечение провода или троса (для комбинированных проводов – суммарное сечение токоведущей части и сердечника из механически прочного металла), мм<sup>2</sup>;  $9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения;  $b_T$  – расчетная толщина стенки гололеда, мм (см. далее);  $d$  – внешний диаметр провода или троса, мм;  $g_0 = 900 \text{ кг/м}^3$  – плотность гололеда;  $q_v$  – расчетный скоростной напор ветра, Па (см. далее);  $\alpha$  – коэффициент неравномерности скоростного напора по пролету ВЛ (см. далее);  $k_l$  – коэффициент влияния длины пролета (см. далее);  $C_x$  – коэффициент лобового сопротивления провода (троса) скоростному напору ветра.

Расчетные значения толщины стенки гололеда, мм, определяются на основе § 41.2 и норм [41.1] по следующему выражению:

$$b_{T,n} = b_{T,n} k_q^h k_b^h$$

где  $b_{T,n}$  – нормативная толщина стенки голо-

леда по рис. 41.2 и табл. 41.2, мм;

$$k_b^h = \frac{0,83}{\sqrt[4]{0,1d_{п(т)}}} + 0,17 - \text{коэффициент, учитывающий действительный диаметр провода (троса)}$$

$k_q^h = (\lg \sqrt{7h_{ц,т,п}^{п(т)}})^2$  – поправочный коэффициент на высоту расположения над землей центра тяжести всех проводов (тросов) рассматриваемого участка линии (или линии в целом) [41.7], учитываемый лишь при  $h_{ц,т,п}^{п(т)} > 25 \text{ м}$ ;  $h_{ц,т,п}^{п(т)} = h_{ср}^{п(т)} - 2f_{нб}^{п(т)}/3$  – приведенный центр тяжести проводов (тросов) в габаритном пролете ВЛ, м;  $h_{ср}^{п(т)}$  – средняя высота крепления проводов (тросов) к изоляторам (опоре) над поверхностью земли, м (см. рис. 41.5–41.49, 41.56 и табл. 41.14);  $f_{нб}^{п(т)}$  – наибольшая стрела провеса проводов (тросов), м (см. § 41.8).

Расчетные значения скоростного напора ветра определяются на основе § 41.2 и норм [41.1] по выражению

$$q_v = q_{vн} k_q^h$$

где  $q_{vн}$  – нормативный скоростной напор ветра по рис. 41.1 и табл. 41.1, Па;  $k_q^h$  – поправочный коэффициент к  $q_{vн}$  на высоту расположения центра тяжести проводов (тросов), учитываемый по табл. 41.10 при  $h_{ц,т}^{п(т)} > 15 \text{ м}$ .

Коэффициент неравномерности скоростного напора по пролету ВЛ в табл. 41.9 ( $\alpha$ ) принимается равным [41.1] 1 при  $q_v \leq 270 \text{ Па}$ , 0,85 при 400 Па, 0,75 при 550 Па, 0,7 при 760 Па и более.

Таблица 41.9. Удельные нагрузки на провода и тросы

Удельная нагрузка	$\gamma_i$ Н/(м·мм <sup>2</sup> )	Расчетное выражение
От собственного веса провода (троса)	$\gamma_1$	$9,81 M_0 \cdot 10^{-3}/F$
От веса гололеда	$\gamma_2$	$9,81 g_0 \pi b_T (d + b_T) \cdot 10^{-6}/F$
От собственного веса и веса гололеда	$\gamma_3$	$\gamma_1 + \gamma_2$
От давления ветра на провод (трос) без гололеда	$\gamma_4$	$\alpha k_l C_x q_v d \cdot 10^{-3}/F$
От давления ветра на провод (трос) с гололедом	$\gamma_5$	$\alpha k_l C_x q_v (d + 2b_T) \cdot 10^{-3}/F$
Результирующая от веса провода (троса) и давления ветра без гололеда	$\gamma_6$	$\sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$
Результирующая от веса провода (троса) и гололеда и от давления ветра	$\gamma_7$	$\sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$

Таблица 41.10. Поправочные коэффициенты  $k_q^h$  к наибольшим скоростным напорам ветра

Высота расположения центра тяжести проводов (тросов), м	20	40	60	100	200	350 и более
$k_q^h$	1,25	1,55	1,75	2,1	2,6	3,1

Коэффициент влияния длины пролета  $k_l$  в табл. 41.9 по [41.1] равен 1,2 при пролетах до 50 м, 1,1 при 100 м, 1,05 при 150 м и 1 при 250 м и более.

Промежуточные значения  $k_l^h$  (при  $15 \text{ м} < h_{\text{п.т}}^{\text{н}} < 350 \text{ м}$ ),  $\alpha$  и  $k_l$  определяются по линейной интерполяции.

Коэффициент лобового сопротивления провода (троса) скоростному напору  $C_x$  в табл. 41.9 принимается равным 1,2 при диаметре провода (троса) менее 20 мм и 1,1 при диаметре 20 мм и более при отсутствии гололеда; при проводах (тросах), покрытых гололедом, всегда  $C_x = 1,2$  [41.1]. Более подробные сведения об определении удельных нагрузок приведены в [41.3, 41.5, 41.10–41.13].

### 41.7. НАПРЯЖЕНИЯ В ПРОВОДАХ И ТРОСАХ И ТЯЖЕНИЯ ПО НИМ В НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЛИНИЙ

Расчеты проводов и тросов производятся по методу допускаемых напряжений, нормативные значения которых приведены в табл. 41.7. Расчеты линий с длиной пролетов до 700–800 м осуществляются по напряжению провода (троса) в его нижней точке, которое не должно превосходить допускаемое. Напряжения в точках крепления проводов не должны превосходить 105% допускаемого напряжения для алюминиевых и стальных проводов и 110% для сталеалюминиевых проводов. В точках крепления на опоре напряжение в проводе (тросе) больше, чем в его нижней точке. При равной высоте точек подвеса  $\sigma_A$ , Н/мм<sup>2</sup> (рис. 41.51), равно:

$$\sigma_A = \sigma_B = \sigma_0 + \gamma f,$$

где  $f$  – стрела провеса провода, м, при удельной нагрузке  $\gamma$ , Н/(м·мм<sup>2</sup>), и напряжении в нижней точке  $\sigma_0$ .

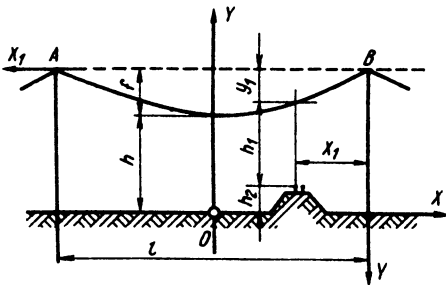


Рис. 41.51. Пролет воздушной линии (с одинаковой высотой крепления проводов на опоре) при пересечении железной дороги

При неодинаковой высоте точек подвеса провода по рис. 41.52

$$\sigma_B = \sigma_0 + \gamma f_B > \sigma_A = \sigma_0 + \gamma f_A.$$

Комбинированные и в том числе сталеалюминиевые провода рассчитываются по полному тяжению, действующему по проводу, по суммарному сечению алюминиевой и стальной частей, по модулю упругости, температурному коэффициенту линейного расширения и допускаемому напряжению провода в целом (см. табл. 41.6, 41.7).

При температурах воздуха  $\vartheta_n$ , отличающихся от данных в табл. 41.3, допускаемое напряжение сталеалюминиевого провода определяется по выражению

$$[\sigma]_n = \{[\sigma]_a - (\alpha_a - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta_n)E_a\}(E_0/E_a),$$

где  $[\sigma]_a$ ,  $\alpha_a$ ,  $E_a$  – допускаемое напряжение, температурный коэффициент линейного расширения и модуль упругости алюминиевых проволок (см. разд. 18);  $\vartheta_0$  – температура изготовления провода, условно принимаемая равной +15°C;  $\alpha_0$ ,  $E_0$  – температурный коэффициент линейного расширения и модуль упругости сталеалюминиевых проводов в целом, приведенные в табл. 41.6.

Напряжение провода (троса)  $\sigma_n$  при климатических условиях, характеризуемых температурой воздуха  $\vartheta_n$ , и удельной нагрузке  $\gamma_n$  определяется по уравнению состояния провода

$$\sigma_n - \frac{E\gamma_n^2 l^2}{24\sigma_n^2} + \alpha E \vartheta_n = K_n,$$

где

$$K_n = [\sigma] - \frac{E\gamma_{[\sigma]}^2 l^2}{24[\sigma]^2} + \alpha E \vartheta_{[\sigma]};$$

$E$  – модуль упругости материала провода;  $\gamma_{[\sigma]}$ ,  $\vartheta_{[\sigma]}$  – удельная нагрузка и температура воздуха при допускаемом напряжении провода.

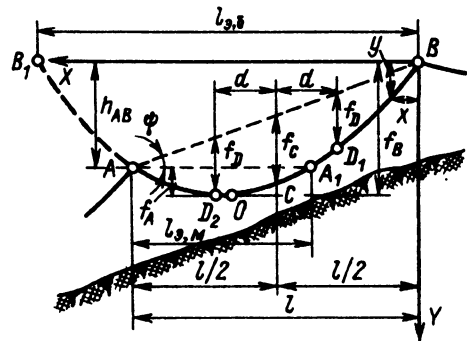


Рис. 41.52. Пролет воздушной линии с неодинаковой высотой крепления проводов на опорах

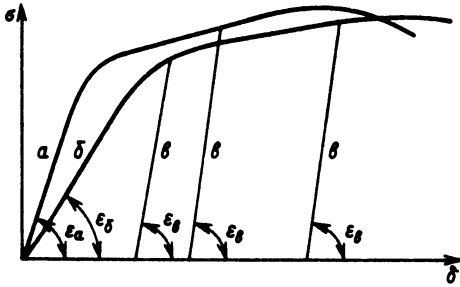


Рис. 41.53. Зависимости напряжений  $\sigma$  проводов от их удлинений  $\delta$  при различных условиях механической нагрузки:

$\alpha$  — при ускоренной нагрузке проводов в процессе монтажа,  $\text{arctg } \epsilon_\alpha = F$  (модуль неупругости);  $\delta$  — при медленно нарастающей нагрузке проводов,  $\text{arctg } \epsilon_\delta = D$  (модуль релаксации),  $\epsilon$  — при повторных нагрузках или разрузках проводов в процессе эксплуатации,  $\text{arctg } \epsilon_\epsilon = E$  (модуль упругости)

Это уравнение может применяться и при неравных высотах точек крепления проводов, если  $\text{tg } \psi = h_{AB}/l < 0,25$  (рис. 41.52). При  $\text{tg } \psi > 0,25$  уравнение состояния имеет вид

$$\sigma_n - \frac{E\gamma_n^2 l^2}{24\sigma_n^2} \cos^3 \psi + \alpha E \vartheta_n \cos \psi = K'_n,$$

где  $K'_n = [\sigma] - \frac{E\gamma_{[\sigma]}^2 l^2}{24[\sigma]^2} \cos^3 \psi + \alpha E \vartheta_{[\sigma]} \cos \psi$ .

Выбор допускаемого напряжения провода по табл. 41.7 и соответствующих ему  $\gamma_{[\sigma]}$  и  $\vartheta_{[\sigma]}$  производится на основе определения критических пролетов (см. § 41.10).

Тяжение по проводу (тросу) при любых условиях работы и в каждой его точке направлено по касательной к кривой провисания провода (троса) и определяется выражением

$$T = \sigma F,$$

где  $F$  — полное поперечное сечение провода (троса).

Наименьшее тяжение по тросу — в его нижней точке ( $T_0$ ), а в точках крепления (см. рис. 41.51)

$$T_{A,B} = T_0 + \gamma f F = T_0 + \sigma_0 F.$$

Приведенная методика расчетов допускаемых напряжений и напряжений при изменении климатических условий по модулю упругости  $E$  применяется при массовых расчетах проводов и тросов и не противоречит [41.1]. Однако при этом не учитывается изменение механических характеристик проводов и тросов за счет их вытяжки при монтаже и эксплуатации (рис. 41.53) [41.7]. Взаимосвязь напряжений и изменений длины проводов (тросов), находящихся в эксплуатации, характеризуется

модулем релаксации ( $D$ ). Поэтому уточненное напряжение для определения допускаемого напряжения в эксплуатации напряжени сталеалюминиевого провода имеет вид [41.7]

$$[\sigma]_n = \{[\sigma]_a - (\alpha_a - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta_n)D_a\} D_0/D_a,$$

где модуль релаксации сталеалюминиевого провода в целом

$$D_0 = D_c \frac{1 + k_D k_F}{1 + k_F};$$

$$k_D = \frac{D_a}{D_c} \approx 0,19;$$

$$k_F = F_a/F_c.$$

$D_a, D_c$  — модули релаксации алюминиевой и стальной частей провода, см. § 41.3;  $F_a, F_c$  — поперечные сечения алюминиевой и стальной частей провода, см. разд. 18.

### 41.8. СТРЕЛЫ ПРОВЕСА ПРОВОДОВ И ТРОСОВ

При одинаковой высоте крепления провода (троса) на смежных опорах (рис. 41.51) его стрела провеса в пролете,  $m$ , может быть определена следующим образом:

1) при пролетах ВЛ до 600–800 м

$$f_i = \frac{\gamma_i l^2}{8\sigma_i},$$

где  $l$  — длина пролета, м, измеряемая по горизонтали (см. рис. 41.51, 41.52);  $\gamma_i$  — удельная нагрузка провода (троса) при конкретных климатических условиях (по табл. 41.9);  $\sigma_i$  — напряжение в нижней точке провода (троса) при удельной нагрузке  $\gamma_i$  и расчетных климатических условиях;

2) при практических расчетах больших пролетов ВЛ (переходов через широкие водные пространства и т. п.) при стрелах провеса  $f > (0,05 \div 0,06)l$  — по выражению

$$f = \frac{\gamma_i l^2}{8\sigma_i} + \frac{\gamma_i^3 l^4}{384\sigma_i^3}.$$

О расчетах стрел провеса в особых условиях см. [41.2, 41.3, 41.5, 41.9, 41.10].

Наибольшие вертикальные стрелы провеса, определяющие габаритный пролет ВЛ (при заданных опорах) или высоту опор, образуются или при высшей температуре воздуха

$$f_{\vartheta_{\text{в}}} = (\gamma_1^2)/8\sigma_{\vartheta_{\text{в}}},$$

или при наибольшей вертикальной механической нагрузке

$$f_3 = (\gamma_3^2)/8\sigma_3,$$

где  $\gamma_1, \gamma_3$  — по табл. 41.9;  $\sigma_{\vartheta_{\text{в}}}, \sigma_3$  — напря-

жения провода (троса) в его нижней точке соответственно при высшей температуре воздуха  $\vartheta_{\text{в}}$ ,  $\gamma_1$  или при гололеде без ветра  $\vartheta_{\text{г}}$ ,  $\gamma_3$  (см. § 41.7).

Климатические условия, при которых имеет место наибольшая стрела провеса провода (троса) в вертикальной плоскости, определяются сравнением высшей температуры воздуха в районе сооружения линии с критической температурой, °С:

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{кр}} &= \vartheta_{\text{г}} + \frac{\sigma_3}{\alpha E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right) \approx \\ &\approx \vartheta_{\text{г}} + \frac{[\sigma]_{\text{гнб}}}{\alpha E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right) + (2 \div 4), \end{aligned}$$

где помимо приведенных выше обозначений  $\vartheta_{\text{г}}$  — температура, при которой наблюдается гололед (см. табл. 41.3);  $\alpha$ ,  $E$  — температурный коэффициент линейного удлинения и модуль упругости провода (троса) по табл. 41.6;  $[\sigma]_{\text{гнб}}$  — допускаемое напряжение провода при наибольшей удельной нагрузке (см. табл. 41.7 и § 41.7).

При высшей температуре воздуха ( $\vartheta_{\text{в}} > \vartheta_{\text{кр}}$ ) стрела  $f_{\vartheta_{\text{в}}} > f_3$ ; при  $\vartheta_{\text{в}} < \vartheta_{\text{кр}}$  стрела  $f_{\vartheta_{\text{в}}} < f_3$ .

Провес провода в поперечном сечении пролета ВЛ, например на рис. 41.51, можно определять по выражению

$$y_1 = \frac{4fx_1}{l} \left(1 - \frac{x_1}{l}\right).$$

Данное выражение применяется при расчете пересечений ВЛ с иными техническими объектами для определения расстояния между этим объектом и проводами ВЛ. Так, на рис. 41.51  $h_1 = (h + f) - (y_1 + h_2)$ , где  $h + f$  — высота подвески проводов,  $h_2$  — высота от плоскости основания опоры до головки рельса.

При неодинаковой (относительно горизонтали) высоте подвеса провода или троса на смежных опорах различают (рис. 41.52):

1) малую стрелу провеса — относительно нижней точки подвеса

$$f_{\text{м}} = f_{\text{А}} = \frac{\gamma l_{3,\text{м}}^2}{8\sigma_0},$$

где  $l_{3,\text{м}}$  — малый эквивалентный пролет:

$$l_{3,\text{м}} = l - \frac{2h_{\text{АВ}}\sigma_0}{\gamma l};$$

2) большую стрелу провеса — относительно высшей точки подвеса

$$f_6 = f_{\text{В}} = \frac{\gamma l_{3,6}^2}{8\sigma_0},$$

где  $l_{3,6}$  — большой эквивалентный пролет:

$$l_{3,6} = l + \frac{2h_{\text{АВ}}\sigma_0}{\gamma l}.$$

Провес провода (троса) относительно верхней точки его крепления в любой точке пролета вычисляется согласно рис. 41.52:

$$y = \frac{4f_6x}{l_{3,6}} \left(1 - \frac{x}{l_{3,6}}\right).$$

#### 41.9. ДЛИНЫ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ В ПРОЛЕТЕ

Длина провода (троса) в пролете при одинаковой высоте его крепления на смежных опорах (см. рис. 41.51) и пролетах до 600–700 м упрощенно вычисляется так:

$$L_1 = l + \frac{\gamma l^3}{24\sigma_0^2},$$

или при более длинных пролетах

$$L_1 = l + \frac{\gamma l^3}{24\sigma_0^2} + \frac{\gamma l^5}{1920\sigma_0^4}.$$

Более подробные сведения см. в [41.3, 41.5, 41.9, 41.10].

При неодинаковых высотах точек крепления провода (см. рис. 41.52) его длина в пролете определяется на основе записанных выше выражений и в виде суммы длин провода в половине пролета  $l_{3,\text{м}}(L_{\text{А0}})$  и половине пролета  $l_{3,6}(L_{\text{В0}})$ :

$$L = 0,5(L_{\text{А0}} + L_{\text{В0}}).$$

При расчете проводов (тросов) на основе уравнения параболы

$$L = l + \frac{\gamma^2}{48\sigma_0} (l_{3,\text{м}}^3 + l_{3,6}^3).$$

#### 41.10. КРИТИЧЕСКИЕ ПРОЛЕТЫ ПРОВОДОВ

В нормальных режимах работы линии напряжения проводов не должны превосходить их допускаемые значения по табл. 41.7 при следующих условиях:

1) низшая температура воздуха  $\vartheta_{\text{н}}$ , удельная нагрузка  $\gamma_1$ , допускаемое напряжение провода  $[\sigma]_{\vartheta_{\text{н}}}$ ;

2) среднегодовая температура  $\vartheta_{\text{сг}}$ , удельная нагрузка  $\gamma_1$ , допускаемое напряжение провода  $[\sigma]_{\text{сг}}$ ;

3) наибольшая внешняя нагрузка на провод  $\gamma_{\text{нб}}$  ( $\gamma_6$  или  $\gamma_7$ ), соответствующая ей температура воздуха  $\vartheta_{\text{нб}}$ , допускаемое напряжение провода  $[\sigma]_{\gamma_{\text{нб}}}$ .

Таблица 41.11. Выбор исходных условий при расчетах напряжений проводов

Соотношение критических пролетов	Соотношение действительного и критического пролетов	Исходные условия расчетов
$l_{кр1} < l_{кр2} < l_{кр3}$	$l < l_{кр1}$ $l_{кр1} < l < l_{кр3}$ $l > l_{кр3}$	Низшая температура Среднегодовые Наибольшая нагрузка
$l_{кр1} > l_{кр2} > l_{кр3}$	$l < l_{кр2}$ $l > l_{кр2}$	Низшая температура Наибольшая нагрузка

Из приведенных трех сочетаний допустимого напряжения, удельной нагрузки провода и температуры воздуха должно быть выбрано то, использование которого в уравнении состояния провода обеспечит соблюдение

$$\sigma_{\vartheta_n} \leq [\sigma]_{\vartheta_n}; \sigma_{сг} \leq [\sigma]_{сг}; \sigma_{\gamma_{нб}} \leq [\sigma]_{\gamma_{нб}},$$

где  $\sigma_{\vartheta_n}$ ,  $\sigma_{сг}$  и  $\sigma_{\gamma_{нб}}$  – реальные для данной ВЛ напряжения проводов при  $\vartheta_n$ , среднегодовой температуре и  $\gamma_{нб}$ .

Необходимое по указанным условиям сочетание исходных условий расчета выбирается сравнением действительного (см. § 41.13, 41.14 и 41.18) и критических пролетов по табл. 41.11. Критические пролеты определяются по выражению

$$l_{кр i} = 4 \frac{[\sigma]_n}{\gamma_m} \times \sqrt{\frac{1,5 \{([\sigma]_n - [\sigma]_m)\beta + \alpha(\vartheta_n - \vartheta_m)\}}{(\gamma_n/\gamma_m)^2 - ([\sigma]_n/[\sigma]_m)^2}},$$

где  $\beta = E^{-1}$  – коэффициент упругого удлинения провода, мм<sup>2</sup>/Н; остальные обозначения см. ранее.

Различаются три критических пролета:

1)  $l_{кр1}$  определяет переход от расчетных условий при низшей температуре к среднегодовым условиям. При этом  $\gamma_n = \gamma_1$ ,  $\vartheta_n = \vartheta_{сг}$ ,  $[\sigma] = [\sigma]_{сг}$ ,  $\gamma_m = \gamma_1$ ,  $\vartheta_m = \vartheta_n$  и  $[\sigma]_m = [\sigma]_{\vartheta_n}$ ;

2)  $l_{кр2}$  определяет переход от расчетных условий низшей температуры к условиям наибольшей нагрузки:  $\gamma_n = \gamma_{нб}$ ,  $\vartheta_n = \vartheta_{нб}$ ,  $[\sigma]_n = [\sigma]_{\gamma_{нб}}$ ,  $\gamma_m = \gamma_1$ ,  $\vartheta_m = \vartheta_n$ ,  $[\sigma]_m = [\sigma]_{\vartheta_n}$ ;

3)  $l_{кр3}$  определяет переход от расчетных среднегодовых условий к условиям наибольшей

нагрузки:  $\gamma_n = \gamma_{нб}$ ,  $\vartheta_n = \vartheta_{нб}$ ,  $[\sigma]_n = [\sigma]_{\gamma_{нб}}$ ,  $\gamma_m = \gamma_1$ ,  $\vartheta_m = \vartheta_{сг}$ ,  $[\sigma]_m = [\sigma]_{сг}$ .

Рекомендуется в первую очередь определить  $l_{кр2}$  и сравнить его с действительным пролетом. Далее при  $l < l_{кр2}$  определяется  $l_{кр1}$ , а при  $l > l_{кр2}$  вычисляется  $l_{кр3}$ . Подробнее см. в [41.3, 41.10, 41.12].

### 41.11. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ В НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЛИНИЙ

Исходным условием расчета грозозащитных тросов в нормальных режимах (в отличие от расчета проводов) является их допустимая стрела провеса при климатических условиях, соответствующих атмосферным перенапряжениям (см. табл. 41.3), которая определяется следующим образом. При данных условиях (выражены в индексе «пн» – перенапряжение) стрела провеса троса  $f_{т,пн}$  должна быть на 0,5–1,5 м меньше стрелы провеса проводов  $f_{п,пн}$ :

$$f_{т,пн} = f_{п,пн} - (0,5 \div 1,5),$$

где меньшие значения разности стрел провеса относятся к меньшим пролетам.

Кроме указанного согласно [41.1] расстояние между верхним из проводов и грозозащитным тросом в середине пролета (без учета отклонения их ветром) в нормальных режимах работы линии должно быть не менее приведенных в табл. 41.12.

По стреле провеса троса определяется его напряжение при климатических условиях, соответствующих атмосферным перенапряжениям:

$$\sigma_{т,пн} = \gamma_{1т} l^2 / 8 f_{т,пн},$$

где  $\gamma_{1т}$  – удельная нагрузка для троса от его собственного веса.

По данному значению  $\sigma_{т,пн}$  и по уравнению состояния провода определяются напряжения троса при любых иных климатических

Таблица 41.12. Наименьшие допустимые расстояния между грозозащитным тросом и проводом в середине пролета

Длина пролета, м	100	150	200	300	400	500	600	700
Расстояние между тросом и проводом, м	2,0	3,2	4,0	5,5	7,0	8,5	10,0	11,5

условиях. При этом в уравнение состояния, приведенное в § 41.7, вместо  $K_n$  или  $K'_n$  подставляется

$$K_T = \sigma_{T, \text{пн}} - \frac{E_T \gamma_{1T} l^2}{24 \sigma_{T, \text{пн}}} + \alpha E_T \vartheta_{\text{пн}}$$

или

$$K'_T = \sigma_{T, \text{пн}} - \frac{E_T \gamma_{1T} l^2}{24 \sigma_{T, \text{пн}}} \cos^3 \psi + \alpha E_T \vartheta_{\text{пн}} \cos \psi;$$

здесь  $E_T$  — модуль упругости троса (см. табл. 41.6);  $\vartheta_{\text{пн}}$  — температура воздуха при атмосферных перенапряжениях, принимаемая по табл. 41.3 равной  $15^\circ\text{C}$ . Обязательно проверочное определение  $\sigma_T$  при наибольшей нагрузке, при среднеэксплуатационной и низшей температурах воздуха. Каждое из этих напряжений должно быть меньше соответствующего допускаемого напряжения.

Приведенные в § 41.10 формулы критических пролетов не применяются при изложенной здесь методике расчета троса.

Подробные указания о защите ВЛ грозозащитными тросами и подвеске последних см. в разд. 38 и [41.1], а сведения о расчетах — в [41.3, 41.5, 41.10, 41.12].

#### 41.12. ТЯЖЕНИЯ ПО ПРОВОДАМ И ГРОЗОЗАЩИТНЫМ ТРОСАМ ПРИ ИХ ОБРЫВЕ

При обрыве провода (проводов одной фазы) линии в одном из промежуточных пролетов (рис. 41.54, а, б) снижаются тяжения и

напряжения в проводе (проводах) данной фазы в неповрежденных промежуточных пролетах (в рассматриваемом анкерном пролете). Снижение тяжений по проводу (проводам) обусловливается отклонениями гирлянд, изоляторов, а также гибкостью промежуточных свободностоящих деревянных и железобетонных опор.

Обрыв проводов рассматривается при среднегодовых условиях ( $\gamma_1, \vartheta_{\text{ср}}$ ). Наибольшие тяжения создаются при обрыве провода (проводов) в промежуточном пролете, примыкающем к анкерной опоре. Это тяжение воспринимается промежуточной опорой, ограничивающей аварийный пролет ( $T_{\text{п.ав}}$  на рис. 41.54, б). Примыкающая к данному пролету анкерная опора воспринимает тяжение  $T_{\text{А.ав}} = \sigma_{\text{ср}} F$ , где  $F$  — сечение провода (проводов) оборванной фазы.

Опоры ВЛ до 1000 В не рассчитываются по нагрузкам аварийного режима [41.1, 41.13].

Для опор ВЛ напряжением выше 1000 В нормативные тяжения по проводам, воспринимаемые промежуточной опорой ( $T_{\text{п.ав}}$ ), принимаются равными: а) по табл. 41.13 — при креплении проводов в глухих зажимах к подвесным гирляндам изоляторов; б) по паспортным данным зажимов — при креплении проводов в зажимах с ограниченной прочностью заделки (но не более, чем по табл. 41.13); в) 1500 Н — при креплении проводов к штыревым изоляторам; г) при необходимости уточненного расчета или расчетов, не охватываемых описанными выше условиями, определяются на основе специальных методик по [41.5, 41.7, 41.10, 41.12].

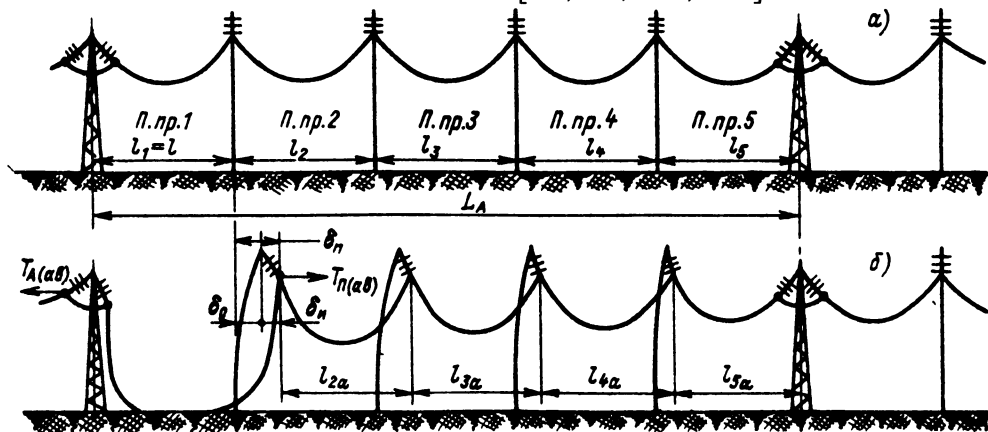


Рис. 41.54. Схема анкерного пролета воздушной линии с одинаковыми длинами промежуточных пролетов ( $l_1 = l_2 = \dots = l_5 = l$ ) с гибкими промежуточными опорами без грозозащитных тросов и с подвесными гирляндами изоляторов:

а — нормальный режим работы; б — обрыв провода в промежуточном пролете 1 (П. пр. 1), при этом пролеты между точками крепления проводов  $l_{2a} < l_{3a} < \dots < l_{5a} < l$  и  $\delta_a, \delta_n, \delta_n$  — соответственно отклонение опоры (на уровне крепления гирлянды изоляторов), гирлянды изоляторов и точки крепления провода оборванной фазы

Таблица 41.13. Нормативные тяжения по проводам, действующие в аварийном режиме ВЛ на промежуточные опоры, при подвесных гарляндах изоляторов и креплении проводов в глухих зажимах

Опоры ВЛ	Число проводов в фазе	Сечение токоведущей части, мм <sup>2</sup>	Нормативное тяжение $T_{п,ав}$ в долях максимального тяжения по проводу
Свободностоящие металлические и любые на оттяжках (негибкие опоры)	1	< 185	0,5
	1	≥ 205	0,4
	2	≥ 205	0,32
То же до 330 кВ	3	≥ 205	0,28
	4	≥ 205	0,24
	> 1	≥ 205	0,15, но не менее $18 \cdot 10^3$ Н
То же при 500 кВ	1	< 185	0,3
	1	≥ 205	0,25
Железобетонные свободностоящие	1	< 185	0,25
Деревянные свободностоящие	1	≥ 205	0,2

При обрыве грозозащитного троса в одном из промежуточных пролетов тяжение по тросу в соседнем пролете принимается равным: а)  $0,5T_{т,нб} = 0,5\sigma_{т,нб}F_T$ , где  $\sigma_{т,нб}$  — наибольшее напряжение троса;  $F_T$  — поперечное сечение троса; б) тяжению, найденному по методике, изложенной в [41.3], если требуется уточненное определение данного тяжения.

При обрыве проводов на линиях с гибкими опорами тросы оказывают поддерживающее действие, в связи с чем в них возникают дополнительные напряжения. Дополнительные тяжения по тросу при обрыве проводов определяют по схеме рис. 41.55, а, принимая допущение о жестком закреплении сечений стойки опоры на уровне крепления

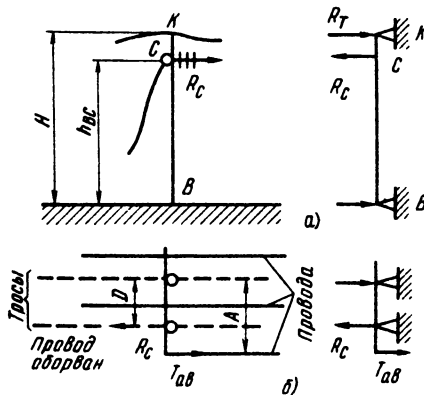


Рис. 41.55. Статическая схема к расчету дополнительного тяжения по тросу при обрыве провода одной фазы

троса и на уровне земли:

$$R_T = R_C \frac{h_{BC}}{H},$$

где  $R_C$  — тяжение по проводу в аварийном режиме (см. рис. 41.55, б);  $h_{BC}$  и  $H$  — высоты точек креплений изоляторов и грозозащитных тросов на опоре.

При одностоечных опорах  $R_C = T_{п,ав}$  (см. табл. 41.13 — негибкие опоры); при промежуточных опорах порталного типа с двумя грозозащитными тросами (рис. 41.55, б)

$$R_C = T_{п,ав}A/D.$$

Дополнительное напряжение троса, обусловленное силой  $R_T$ ,

$$\sigma_{т,д} = R_T/F_T,$$

а полное напряжение троса

$$\sigma_{т,ав} = \sigma_{т,ср} + \sigma_{т,д},$$

где  $\sigma_{т,ср}$  — напряжение троса при среднегодовых условиях ( $\gamma_1, \vartheta_{ср}$ ).

Это напряжение не должно превосходить 70% его предела прочности (см. табл. 41.6). Детализацию условий и методик определения нормативных тяжений по проводам и тросам в аварийных режимах см. в [41.1].

### 41.13. ПРОЛЕТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Промежуточные пролеты — расстояния по горизонтали между соседними промежуточными опорами (см. рис. 41.51, 41.54) — определяются высотой выбранных унифицированных или типовых промежуточных опор.

Промежуточные габаритные пролеты в общем случае определяются (рис. 41.56)

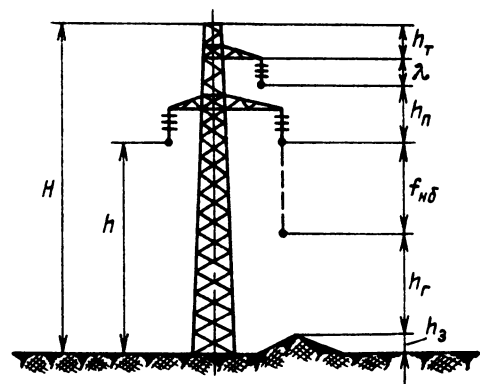


Рис. 41.56. Размеры промежуточной опоры, определяющие длину габаритного промежуточного пролета линии (или высоту опоры)



Таблица 41.14. Основные характеристики изоляции на промежуточных опорах воздушных линий (высота до 1000 м над уровнем моря, не в зонах повышенного загрязнения)

Номинальное напряжение, кВ	Тип изолятора	Металлические и железобетонные опоры			Деревянные опоры		
		Количество изоляторов	Высота изолятора или длина гирлянды с арматурой (от траверсы), м	Масса изоляторов с арматурой, кг	Количество изоляторов	Высота изолятора или длина гирлянды с арматурой, м	Масса изоляторов с арматурой, кг
До 1	НС-16	1	0,14	0,8	1	0,17	1,72
	ШФ10-Г	1	0,22	2,75	1	0,22	2,75
6-10	ШС10-А	1	0,19	2,35	1	0,19	2,35
	ШФ20-В	1	0,25	5,05	1	0,25	5,05
20	ПФ70-В	3	0,69	19,0	2	0,56	13,0
	ПС70-Б	3	0,68	16,0	2	0,55	12,0
110	ПФ70-Б	7	1,25	38,0	6	1,1	33,0
	ПС70-Б	8	1,35	36,0	7	1,2	32,0
150	ПФ70-В	9	1,5	47,0	8	1,4	43,0
	ПС70-Б	10	1,6	45,0	9	1,5	41,0
220	ПФ70-В	13	2,2	72,0	12	2,05	67,0
	ПС70-Б	14	2,3	67,0	13	1,9	60,0
330	ПФ70-В	19	3,0	118,0	—	—	—
	ПС70-Б	21	3,2	111,0	—	—	—
	ПС120-А	17	3,1	130,0	—	—	—
500	ПФ120-А	21	4,9	238,0	—	—	—
	ПС120-А	24	4,5	185,0	—	—	—

Примечание. На анкерных опорах линий 110 кВ и более в натяжных гирляндах изоляторов число изоляторов на 1 больше указанного в таблице.

высотой выбранных промежуточных опор  $H$ , высотой тросостойки  $h_r$ , расстоянием по вертикали между проводами  $h_n$ , длиной подвесной гирлянды изоляторов  $\lambda$  (табл. 41.14), наибольшей стрелой провеса проводов, не отклоненных ветром,  $f_{нб}$  (см. § 41.8), наименьшим допустимым по условиям безопасности расстоянием от нижней точки провода до поверхности земли (габарит линии)  $h_r$ , а также запасом на неровности почвы  $h_3 = 0,25 \div 0,3$  м. Расчет габаритного пролета линии производится на основе допустимой (габаритной) стрелы провеса провода

$$[f] = f_r = H - h_r - h_n - \lambda - h_1 - h_3$$

по выражениям

$$l_r = \sqrt{\frac{-B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A}};$$

$$A = \gamma_{[f]}/8 [f] + \gamma_{[\sigma]}^2 \cdot 24 [\sigma]^2;$$

$$B = \alpha E (\vartheta_{[f]} - \vartheta_{[\sigma]}) - [\sigma];$$

$$C = 8E [f]^2/3,$$

где  $\gamma_{[f]}$ ,  $\vartheta_{[f]}$  — удельная нагрузка и температура воздуха при  $[f]$ ;  $\gamma_{[\sigma]}$ ,  $\vartheta_{[\sigma]}$  — то же при климатических условиях, соответствующих  $[\sigma]$ ;  $\alpha$ ,  $E$  — температурный коэффициент линейного расширения и модуль упругости провода.

Климатические условия, соответствующие наибольшей вертикальной стреле провеса провода  $f_{нб} = [f]$ , выбираются после вычисления приближенного значения критической температуры воздуха и ее сравнения с  $\vartheta_B$  (см. § 41.8). Климатические условия, соответствующие  $[\sigma]$ , выбираются после определения критических пролетов (см. § 41.10) и их сопоставления с вероятными значениями габаритных пролетов проектируемой линии, которые применяются на основании данных табл. 41.8.

При толщине стенки гололеда на проводе 15 мм и более и наибольшей скорости ветра 25 м/с и более обычно  $[\sigma] = [\sigma]_{\gamma_{нб}}$ ,  $\gamma_{[\sigma]} = \gamma_{нб} = \gamma_T$  и  $\vartheta_{[\sigma]} = \vartheta_{\gamma_{нб}} = \vartheta_T$ .

После определения  $f_r$  по приведенным выше выражениям необходимо проанализировать правильность положенных в основу расчета исходных климатических условий  $\gamma_{[\sigma]}$ ,  $\vartheta_{[\sigma]}$  при  $[\sigma]$  и  $\gamma_{[f]}$ ,  $\vartheta_{[f]}$ . Это выполняется сравнением полученного пролета  $l_r$  с  $l_{кр1}$ ,  $l_{кр2}$  и  $l_{кр3}$ , а также действительной  $\vartheta_{кр}$  с заданной  $\vartheta_B$ . При расхождении положенных в основу расчета значений  $\gamma_{[\sigma]}$ ,  $\vartheta_{[\sigma]}$ ,  $[\sigma]$ ,  $\gamma_{[f]}$  и  $\vartheta_{[f]}$  с результатами проверочного анализа расчет следует повторить, исходя из новых значений климатических условий, соответствующих  $[\sigma]$  по § 41.10 и  $[f]$  по § 41.8.

Весовым пролетом ВЛ  $l_{вс}$  называется промежуточный пролет, соответствующий нагруз-

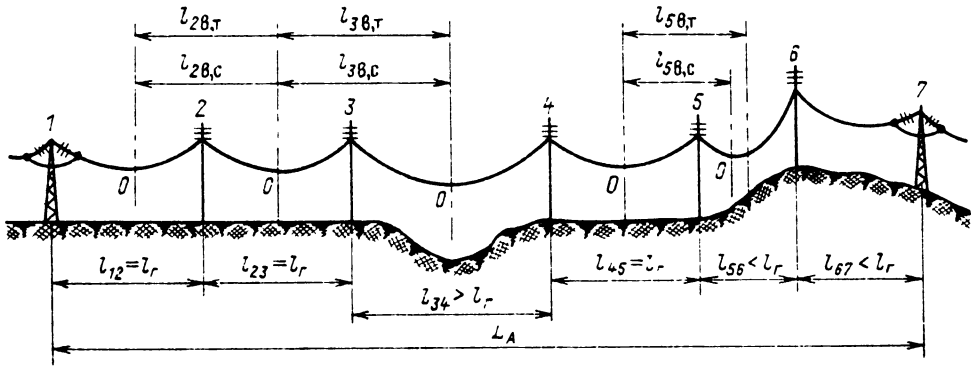


Рис. 41.57. Схема анкерного пролета воздушной линии с неравными промежуточными пролетами:  $l_{г}, l_{вс}, l_{вт}$  – соответственно габаритный, весовой и ветровой пролеты

ке от веса проводов и тросов, воспринимаемой опорой, и измеряемый между нижними точками (0 – рис. 41.57). Этот пролет может быть равен габаритному, больше и меньше его – в зависимости от рельефа трассы линии; на рис. 41.57

$$l_{2,вс} = l_{г}; l_{3,вс} > l_{г}; l_{5,вс} < l_{г}.$$

**Ветровым пролетом** ВЛ называется промежуточный пролет, соответствующий нагрузке от давления ветра на провода и тросы. Этот пролет всегда принимается равным полусумме длин пролетов, примыкающих к опоре; на рис. 41.57

$$l_{2,вт} = l_{г}, l_{3,вт} > l_{г}, l_{5,вт} < l_{г}.$$

**Промежуточные пролеты** в населенной местности выбираются как по условиям нормального режима ВЛ (см. ранее), так и по наибольшему возможному провисанию проводов, которое образуется в первом от анкерной опоры пролете при обрыве провода во втором промежуточном пролете. Расстояние от нижней точки провода до поверхности земли или городских технических сооружений должно быть не меньше указанных в табл. 41.15, что приводит к существенному сокращению пролетов, если применять опоры, предназначенные для ненаселенной местности. Длина пролета, возможная по условиям аварийного режима ВЛ, определяется по [41.5].

**Анкерный пролет** – расстояние по горизонтали между соседними анкерными опорами ( $L_A$  на рис. 41.57), длина которого не нормируется для ВЛ 35 кВ и выше при креплении проводов в глухих зажимах или зажимах с ограниченной прочностью заделки.

При креплении проводов к штыревым изоляторам на ВЛ 35 кВ и ниже расстояние между анкерными опорами не должно быть более 10 км, если расчетная

толщина стенки гололеда составляет 10 мм, и не более 5 км при 15 мм и более. Анкерные опоры устанавливаются в местах, определяемых условиями трассы линии, пересечениями с иными техническими объектами и иными условиями работы и монтажа ВЛ (см. § 41.14, 41.15).

**Приведенный пролет** – эквивалентный (по условию равенства напряжений проводов) промежуточный пролет, определяемый для анкерного участка линии с неравными промежуточными пролетами по формуле

$$l_{пр} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{\sum_{i=1}^n l_i}}$$

где  $l_i$  – длина  $i$ -го промежуточного пролета при  $n$  таких пролетах в пределах одного анкерного.

По приведенным пролетам производятся расчеты ВЛ после расстановки опор по трассе линии. Дополнительно см. [41.3, 41.5, 41.10].

**Длины пролетов переходов ВЛ** через пересекаемые технические сооружения выбираются по условию наименьшего допустимого приближения проводов к определенным частям данного сооружения (см. § 41.15).

#### 41.14. РАССТАНОВКА ОПОР ПО ТРАССЕ ЛИНИИ

Расстановке опор предшествуют изыскания трассы линии (фиксируются план, продольный профиль и геологическая структура будущей трассы линии). Указанные данные наносятся на карту трассы (рис. 41.58). Для отдельных мест в сильно пересеченной местности, при пересечении технических объектов могут сниматься и поперечные профили трассы.

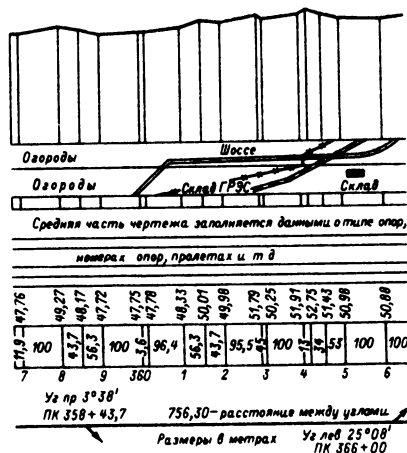


Рис. 41.58. Профиль и план участка трассы воздушной линии

Масштабы плана и профилей обычно принимаются следующие:

Для плана . . . . .	1 : 10 000 — 1 : 25 000
Горизонтальный — для профилей нормальных . . . . .	1' : 5000
Вертикальный — для профилей нормальных . . . . .	1 : 500
Для профилей переходов через железные дороги, линии связи и т. п.:	
горизонтальный . . . . .	1 : 1000 — 1 : 2000
вертикальный . . . . .	1 : 100 — 1 : 200

На рис. 41.58 приведен пример продольного профиля трассы линии. В нижней части рисунка приведен спрямленный план местности (ширина участка 50 м). Еще ниже указаны отметки профиля, расстояния между пикетами и номера пикетов. На оси трассы линии указаны углы поворота линии.

При проектировании трассы линии и последующей расстановке опор должны соблюдаться наименьшие допускаемые расстояния от ВЛ до иных технических объектов по § 41.15.

Расстановка опор по профилю производится графическим способом при помощи «шаблонов», вычерчиваемых на кальке. Исходными пунктами при расстановке опор являются точки установки опор анкерного типа.

Шаблон для расстановки опор представляет собой изображение кривой провисания провода (1 на рис. 41.59) и двух эквидистантных ей кривых. Шаблон строится для марки провода проектируемой линии при расчетном габаритном пролете (см. § 41.13) и наибольшей вертикальной стреле провода (см. § 41.8) по уравнению

$$y = k_{ш} \cdot x^2,$$

Рис. 41.59. Шаблон для расстановки опор по профилю трассы линии

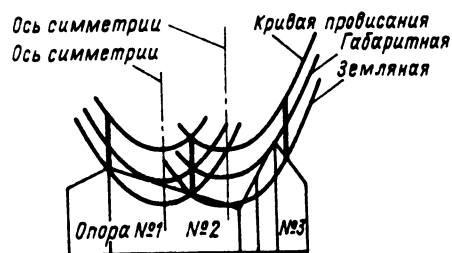
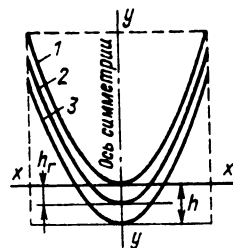


Рис. 41.60. Расстановка опор по трассе линии с применением шаблона рис. 41.59

где  $x = 0 \div l_r/2$ ;  $k_{ш} = \gamma_{fn6}/2\sigma_{fn6}$ ;  $\gamma_{fn6}$ ,  $\sigma_{fn6}$  — удельная нагрузка на провод и напряжение провода при  $f_{н6}$ ;  $h_r$  — габаритный пролет.

Кривая 2 шаблона строится вычитанием из ординат кривой 1 наименьшего допускаемого в нормальных режимах расстояния от нижней точки провода до земли ( $h_r$  на рис. 41.56, табл. 41.15). Нижняя кривая 3 получается вычитанием из ординат кривой 2 высоты над поверхностью земли точки крепления нижнего провода ( $h$  на рис. 41.56).

Начиная с точки установки опоры анкерного типа и следя за строго вертикальным положением оси шаблона, последний перемещают вдоль профиля трассы линии (рис. 41.60), при этом кривая 2 должна в одной из точек касаться профиля, нигде не пересекая его. Место установки каждой следующей опоры укажет точка пересечения кривой 3 с линией профиля трассы. При нескольких пересечениях кривой 3 с профилем выбирается место установки опоры, при котором пролет получается наиболее близким к расчетному. Таким образом выбираются места установки опор по всей длине анкерного участка.

Во всех вариантах расстановки опор необходимо следить, чтобы не были превышены значения весовых и ветровых пролетов (см. § 41.13) для промежуточной опоры, габаритный пролет которой (см. выше) был положен в основу расстановки. При расстановке опор они не должны попадать в точки профиля, где их установка невозможна или

Таблица 41.15. Наименьшие допускаемые расстояния, м, проводов воздушных линий до земли и пересекаемых объектов

Район прохождения линий или пересекаемые объекты	Номинальные напряжения линий, кВ							
	До 1	6-10	20	35-110	150	220	330	500
До земли в ненаселенной местности	6,0	6,0	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0
До земли в труднодоступной местности	3,5	5,0	5,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
До земли в населенной местности, на территории промышленных предприятий:								
в нормальном режиме	6,0	7,0	7,0	7,0	7,5	8,0	8,0	8,0
при обрыве проводов в соседнем пролете проводов линии связи и сигнализации	—	4,5	4,5	4,5	5,0	5,5	6,0	—
До при наибольшей стреле провеса:								
в нормальном режиме <sup>1</sup>	1,25	2-4	3-4	3-5	4-6	4-6	5-7	5-7
в аварийном режиме	—	1,0	1,0	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5
Железные дороги общего пользования:								
в нормальном режиме до головки рельса неэлектрифицированной железной дороги <sup>2</sup>	7,5	7,5	7,5	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5
до головки рельса неэлектрифицированной железной дороги при обрыве провода в пролете, соседнем с пересечением <sup>3</sup>	6,0	6,0	6,0	6,0	6,5	6,5	7,0	—
от провода до троса подвески или до контактного провода электрифицированной железной дороги в нормальном режиме <sup>2,3</sup>	1,0	2-2,5	3-5	3-5	4-7	4-7	5-8	5-8
то же при обрыве провода в соседнем пролете <sup>4</sup>	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,5	3,5
До полотна автомобильных дорог с общей шириной проезжей части 4,5 м и более:								
в нормальном режиме	7,0	7,0	7,0	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
при обрыве провода в пролете, соседнем с пересечением <sup>4</sup>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,5	5,5	6,0	—
Судоходные реки, каналы, шлюзы и т. п.:								
до уровня самых высоких вод при высшей температуре воздуха	6,0	6,0	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0
до наиболее высоких точек судов или сплава леса при наивысшем судоходном горизонте воды или до габарита сплава	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
Несудоходные и несплавные реки и каналы:								
до уровня высоких вод	2,0	3,0	3,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
до уровня льда зимой (при +5 °С)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0

Примечание. <sup>1</sup> Меньшая из цифр относится к линиям с грозозащитными устройствами, а также к проверкам по условиям гололеда, большая из цифр — к линиям на деревянных опорах и без грозозащитных устройств.

<sup>2</sup> Определение наибольшей стрелы провеса провода на пересечениях железных дорог общего пользования и дорог электрифицированного транспорта производится с учетом высшей температуры окружающего воздуха и добавочного нагрева проводов током в нормальном режиме работы линии (при отсутствии данных о нагрузках линии температура провода принимается +70 °С).

<sup>3</sup> Указанные расстояния берутся в зависимости от длины пересекающего пролета воздушной линии и расстояния от места пересечения до ближайшей опоры линии.

<sup>4</sup> При пересечениях линий проводами сечением 185 мм<sup>2</sup> и более проверка габаритов не требуется.

неудобна (крутой склон, непроходимое болото, дороги и т. п.).

Далее определяется приведенный пролет, по которому следует вести дальнейшие расчеты проводов, тросов и опор (см. § 41.13). При совпадении приведенного и габаритного пролетов (с точностью до ±5-6%) не требуется выполнения проверочных расчетов. В случае больших расхождений длин пролетов следует определить напряжение проводов при приведенном пролете и сравнить его с напряжением при расчетном пролете. При незначительном отличии этих напряжений не требуется корректировки расстановки опор. В

противном случае строят новый шаблон по приведенному пролету и вновь производят расстановку опор.

При сильно пересеченной местности требуется проверка расстановки опор по шаблону для низшей температуры воздуха, когда на некоторых опорах могут появиться направленные вверх усилия ( $T_A$  на рис. 41.61). Для этого кривая 1 шаблона рис. 41.59 дополнительно строится при  $\vartheta_n$  (см. табл. 41.3). Признаком направленных вверх усилий в точках крепления проводов является расположение низшей точки кривой шаблона провисания проводов вне пределов рассматриваемого пролета. В та-

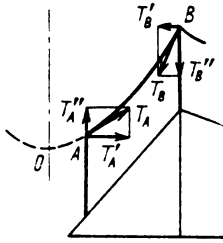


Рис. 41.61. Силы, действующие на изоляторы и опоры линии, проходящей по сильно пересеченной местности, при низкой температуре воздуха

ких случаях требуются специальные меры, предотвращающие подъем подвесных изоляторов, сьем штыревых изоляторов со штырей и т. п.

Расстановка опор по трассе связана со специальными расчетами габаритов пересечений ВЛ с иными техническими объектами и естественными преградами (см. § 41.15). Дополнительно о расстановке опор см. в [41.8, 41.10, 41.12, 41.13].

#### 41.15. ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ВОЗДУШНЫМИ ЛИНИЯМИ ТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И ЕСТЕСТВЕННЫХ ПРЕГРАД

Основной задачей расчета или конструирования пересечений является обеспечение следующих нормативных показателей:

- 1) допускаемых расстояний от проводов пересекающей ВЛ до конструкций или нормативных габаритов пересекаемого объекта;
- 2) то же от опор пересекающей ВЛ;
- 3) допускаемых углов пересечений про-

водов ВЛ с трассой пересекаемого объекта;

4) типов опор, изоляторов и зажимов проводов в пролете пересекающей ВЛ и иных специальных требований [41.1].

Кроме указанного должны быть выдержаны допускаемые расстояния сближений по отношению к рядом расположенным трассам ВЛ и иным техническим сооружениям.

Допускаемые расстояния от проводов ВЛ до иных объектов и основные иные условия пересечения ВЛ и технических объектов приведены в табл. 41.15 и 41.16. Более подробные указания см. в [41.1]. Для вновь сооружаемых пересечений, как правило, пересекающая линия должна проходить над пересекаемым объектом. При пересечении двух ВЛ выше должны быть расположены провода линии более высокого напряжения.

На рис. 41.62 приведен схематический рисунок пересечения ВЛ с электрифицированной железной дорогой (ЖД), линией контактных проводов (ЛК), линиями связи (ЛС) и линиями до 1000 В (ЛН). Пересечение должно быть спроектировано таким образом, чтобы габариты  $h_c$ ,  $h_{ж}$ ,  $h_n$ ,  $a_c$ ,  $a_{ж}$ ,  $a_n$  не были меньше нормативных (см. выше), а также чтобы были выдержаны остальные нормативные требования для такого пересечения [41.1].

Обеспечение необходимых расстояний в нормальных и аварийном режимах ВЛ достигается за счет следующих мер: а) определенного расположения опор пересекающей ВЛ относительно пересекаемого объекта ( $a_c$ ,  $a_{ж}$ ,  $a_n$  и т. п.); б) надлежащего выбора высоты опор ВЛ и применения в случае необходимости

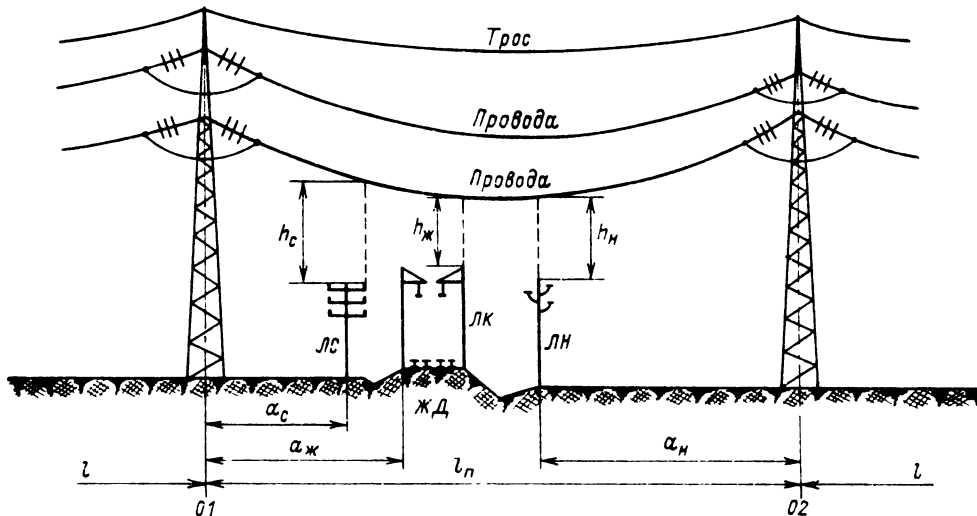


Рис. 41.62. Пролет пересечения воздушной линии с электрифицированной железной дорогой (ЖД), линией до 1000 В (ЛН) и линией связи (ЛС)

Таблица 41.16. Основные требования к воздушным линиям 35–500 кВ, пересекающим в ненаселенной местности технические объекты (в пересекающих пролетах) [41.1]

Объект пересечения	Пересекающая ВЛ				Угол пересечения трасс ВЛ и объекта	Допускаемое расстояние от объекта до ВЛ, м	Иные требования
	Номинальное напряжение, кВ	Опоры	Крепление проводов	Наименьшее сечение проводов, мм <sup>2</sup>			
ВЛ 330–500 кВ и менее ВЛ 220 кВ и менее	330–500 330–500 ВЛ 220	Анкерные Допускаются промежуточные То же	В глухих зажимах	–	Не нормирован	–	Провода ВЛ более высокого напряжения располагаются над проводами ВЛ более низкого напряжения
Линии связи, сигнализации и радиотрансляции, выполненные неизолированными проводами Железные дороги общего пользования электрифицированные	35 кВ и более 6–500	Промежуточные при проводах 120 мм <sup>2</sup> и более Анкерные	В глухих зажимах; на подвесных изоляторах В глухих зажимах; при проводах 120 мм <sup>2</sup> и более двухцепные гирлянды изоляторов	Многопроволочные, А 70, АС 35/6,2 –	Возможно близкий к 90° 40–90°	До опоры ВЛ ≥ 7 До габарита железной дороги: высота опоры +3	Не допускаются опоры объектов пересечений под проводами ВЛ. Провода ВЛ располагаются выше объектов пересечений При железных дорогах необщего пользования допускаются промежуточные анкерные опоры
Автомобильные дороги с шириной проезжей части, м. 15 и более	6–500	»	То же	–	Не нормирован	Высота опоры –	–
6,0–7,5		Анкерные облегченные или промежуточные	То же или при штыревых изоляторах – двойное крепление				
Судоходные реки	6–500	Анкерные	В глухих зажимах	–	То же	–	При проводах АС 120/19 и более допускаются анкерные облегченные или промежуточные опоры (при смежных с последними – опоры анкерного типа)
Наземные и наземные трубопроводы	6–500	»	То же	–	Близкий к 90° при пересечении газо- и нефтепроводов	–	То же

Примечание. Вертикальные расстояния между проводами ВЛ и пересекаемыми объектами – см. табл. 41.15.

опор повышенного типа; в) анкерного крепления проводов на опорах ВЛ.

Применяемая на практике методика проектирования пересечений ВЛ с иными

объектами заключается в следующем. Опору ВЛ требуемого типа (01 или 02 на рис. 41.62) устанавливают на наименьшем допустимом расстоянии от пересекаемых объектов. Рас-

положение второй опоры пролета пересечения (пролет  $l_n$ ) определяется условиями допустимого сближения проводов ВЛ и верхних точек пересекаемых объектов. При этом для определения этих расстояний применяется расчетное выражение, приведенное в § 41.8. Наименьшая возможная длина пролета  $l_n$  определяется минимально допустимыми расстояниями от обеих опор ВЛ до технических сооружений. Если в таком варианте не соблюдаются наименьшие допустимые  $h_c$ ,  $h_{ж}$  и  $h_n$ , то применяются указанные выше специальные меры (повышение опор, установка дополнительных опор и т. п.).

Во многих случаях обе опоры пролета пересечения (01 и 02 на рис. 41.62) устанавливаются на наименьших допустимых расстояниях от объекта пересечения. Далее производится указанная выше проверка вертикальных расстояний проводов ВЛ до контрольных точек пересекаемого объекта. Расстановка промежуточных опор по трассе ВЛ по обе стороны от пересечения ведется с учетом выбранных точек установки опор 01 и 02 и по методике, изложенной в предыдущем параграфе. Более подробные сведения см. в [41.10, 41.12].

#### 41.16. НАПРЯЖЕНИЯ И СТРЕЛЫ ПРОВЕСА ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ПРИ ИХ МОНТАЖЕ

Монтаж проводов и тросов ВЛ должен осуществляться с такими механическими напряжениями, при которых в эксплуатации ВЛ не будут превзойдены их допускаемые напряжения по табл. 41.7. Оценка напряжения проводов и тросов при монтаже осуществляется косвенно — по стрелам провеса, соответствующим конкретным длинам пролетов и климатическим условиям монтажа и монтажным напряжениям.

Так как промежуточные пролеты между опорами трассы ВЛ неодинаковы, то монтажные напряжения проводов и тросов ( $\sigma_M$ ) определяются по приведенному пролету (см. § 41.13) с использованием уравнения состояния провода и с учетом конкретных климатических условий монтажа  $\gamma_1$  и  $\vartheta_M$  (или по табл. 41.3):

$$\sigma_M - \frac{\gamma_1^2 l E}{24 \sigma_M^2} + \alpha E \vartheta_M = K_n \text{ или } K'_n,$$

где  $K_n$  или  $K'_n$  — см. § 41.7, 41.10, 41.11. Здесь подразумевается монтаж проводов в условиях отсутствия гололеда и при незначительной скорости ветра (скоростной напор  $q_{v(M)} \approx 0$ ).

Так как в реальных условиях монтаж проводов и тросов может происходить при

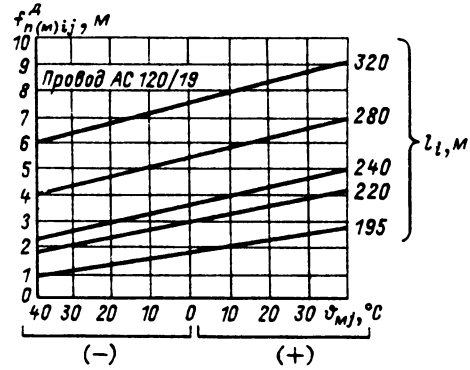


Рис. 41.63. Монтажные графики проводов (тросов)

различных температурах воздуха ( $\vartheta_M$ ), то для возможных длин приведенных пролетов (или полученных в результате расстановки опор по трассе ВЛ) определяется ряд значений  $\sigma_M$  [например, в диапазоне  $\vartheta_M = (-40) \div (+40)^\circ\text{C}$ ]. По этим значениям  $\sigma_M$  (при  $\gamma_1$  и конкретных длинах пролетов) определяются монтажные стрелы провеса:

$$f_{Mj} = \gamma_1 l_{пр}^2 / 8 \sigma_{Mj},$$

где  $l_{пр}$  — приведенный пролет.

Для каждого конкретного промежуточного пролета, имеющего длину  $l_i$ , находится стрела провеса, соответствующая условиям монтажа:

$$f_{M(ij)} = f_{Mj} (l_i / l_{пр})^2.$$

Во время эксплуатации сооруженной ВЛ (начальный период) происходит дополнительная вытяжка проводов и тросов. Эту вытяжку следует предусмотреть при монтаже, осуществив некоторую «перетяжку» стрелы провеса проводов и тросов сравнительно с допускаемыми габаритами ВЛ.

По приближенной методике эта перетяжка может быть рекомендована в долях расчетной монтажной стрелы провеса провода или троса; тогда осуществляемая монтажная стрела провеса

$$f'_{Mij} = k_f f_{M(ij)},$$

где  $k_f = 0,9 \div 0,95$  для сталеалюминиевых проводов и  $0,97 - 0,95$  для стальных тросов.

На основании серии соответствующих расчетов строятся зависимости, аналогичные приведенным на рис. 41.63, которыми и руководствуются при монтаже проводов и тросов; такие зависимости строятся для всех необходимых длин пролетов сооружаемой линии.

Таблица 41.17. Условия, при которых необходима защита проводов и тросов гасителями вибрации

Провода, тросы	Число проводов, в фазе	Сечение проводов, мм <sup>2</sup>	Длины пролетов, м, более	Среднегодовое напряжение, Н/мм <sup>2</sup> , более
Алюминиевые провода	1	< 95 120–240	80 100	3,5
Сталеалюминиевые провода	1	< 95	80	4
	1	120–240	100	4
	1	≥ 300	120	4
	1	Все сечения	500	При всех $\sigma_{ст}$
	2	То же	150	4,5
2	» »	500	При всех $\sigma_{ст}$	
3	» »	500	То же	
Стальные провода и тросы	1	» »	120	18

#### 41.17. ЗАЩИТА ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ОТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВИБРАЦИЕЙ

Для предотвращения изломов проволок, ведущих к последующему обрыву провода или троса ВЛ, проходящей по открытой ровной или малопересеченной местности, необходима подвеска к проводам и тросам гасителей вибрации при условиях, приведенных в табл. 41.17. При прохождении ВЛ (с одним проводом в фазе) по пересеченной или застроенной местности, по редкому и низкорослому лесу длина указанных в таблице пролетов увеличивается на 20, а при линиях с двумя проводами в фазе — на 10%.

Алюминиевые провода с сечением до 95 и сталеалюминиевые провода до 70 мм<sup>2</sup> следует защищать подвеской на провода (вблизи от мест крепления к изоляторам) демфирующих петель из провода той же марки, а для проводов и тросов больших сечений и для стальных тросов — гасителей вибрации с грузами, наиболее распространенный тип которых приведен на рис. 41.4.

#### 41.18. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫБОРЕ УНИФИЦИРОВАННЫХ ОПОР

Выбор необходимых для конкретной ВЛ унифицированных или типовых опор [41.12, 41.13] производится на основе сопоставления конкретных условий проектируемой ВЛ с каталожными характеристиками опор по следующим показателям: 1) материалу опор, 2) номинальному напряжению ВЛ, 3) маркам проводов (и грозозащитных тросов, если они требуются), 4) скоростному напору ветра, 5) толщине стенки гололеда, 6) приведенному (по

условиям трассы), габаритному (по каталогу опор), ветровому и весовому промежуточным пролетам, а также с учетом интенсивности пляски проводов и особенностей трассы линии (населенная местность, горные районы, необходимость плавки гололеда, опоры повышенной высоты и т. п.).

При выборе конструкций опор следует выполнить все требования [41.1] по применению анкерных, угловых и промежуточных опор.

Применение опор на оттяжках целесообразно по экономическим соображениям и особенно в горной и болотистой местности, но их не следует применять (при напряжениях до 330 кВ) в районах с интенсивным земледелием или посевами ценных сельскохозяйственных культур.

Расположение проводов и тросов на опорах может быть различным, но с учетом ограничений: при  $b_{г,н} = 15 \div 20$  мм и в районах с частой пляской проводов предпочтение должно отдаваться подвеске проводов всех фаз на одинаковом расстоянии от земли, а при  $b_{г,н} > 20$  мм такое расположение проводов обязательно.

Выбор материала опор производится на основании технико-экономических соображений с учетом конкретных экономических и климатических условий района сооружения ВЛ.

Значительная часть ВЛ в настоящее время сооружается на стальных опорах. Предпочтение применению стальных опор перед железобетонными следует отдавать также при сооружении ВЛ в горной или иной труднодоступной для транспорта местности, а также на линиях 35–500 кВ при расстоянии более 1000 км от заводов железобетонных конструкций до железнодорожного пункта, откуда перевозка элементов опор начинается с применением местных транспортных средств.

Железобетонные опоры рекомендуется применять во всех случаях, когда экономически не оправдано применение стальных или деревянных опор, а также в районах с повышенной влажностью воздуха при среднегодовых температурах +5°C и выше.

Опоры из алюминия могут применяться в условиях особенно труднодоступных трасс (горы, топки болота), когда транспортировка опор весьма затруднена (например, осуществляется с применением вертолетов).

Деревянные опоры применяются для ВЛ, трассы которых прилегают к районам, богатым строевым лесом, и со значительными лесоразработками для иных нужд народного хозяйства. Целесообразно также их примене-



ние в районах с малой влажностью воздуха и среднегодовой температурой не выше  $0-5^{\circ}\text{C}$ . Как правило, пасынки должны быть железобетонными, но допускаются и деревянные. Элементы опор могут выполняться из круглых и пиленых лесоматериалов.

Проверочные расчеты опор выполняются при расхождении климатических условий или характеристик рассчитываемой ВЛ с теми, которые соответствуют унифицированным опорам.

Последовательность этих расчетов следующая:

1) определение необходимых расстояний между проводами и частями опор, между проводами разных фаз, между проводами и грозозащитными тросами; определение основных размеров опор (высоты крепления проводов, полной высоты опоры, длин траверс, габаритной ширины опоры);

2) определение нормативных и затем расчетных нагрузок, действующих на опору в целом и на отдельные ее элементы (траверсы, стойки или ствол опоры, тросостойка);

3) составление статической схемы опоры и действующих на нее расчетных сил;

4) определение расчетных сжимающих и растягивающих сил, изгибающих и крутящих моментов, действующих по всем основным элементам конструкции опоры, а также расчетных сопротивлений материала этих элементов. Расчет опор производится по методу предельных состояний. Подробнее см. в [41.4, 41.10, 41.11, 41.12].

Расстояния между проводами проверяются по условиям: 1) допустимого их сближения при несинхронном раскачивании ветром и пляске — в зависимости от номинального напряжения ВЛ, схемы расположения проводов и тросов на опоре, наибольшей стрелы провеса, расчетной толщины стенки гололеда и интенсивности пляски проводов; 2) безопасного подъема на опору при неотключенной линии; 3) наименьшего допустимого расстояния между точками крепления гирлянд изоляторов к траверсе деревянных опор порталного типа.

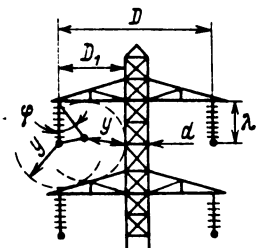
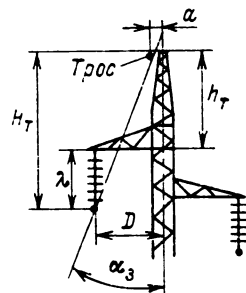


Рис. 41.64. Расстояния от провода до заземленных частей опоры и расстояния между проводами

Рис. 41.65. Высота крепления грозозащитного троса



Проверка расстояний между проводами, между проводами и частями опор, между проводами и грозозащитными тросами, а также проверка высоты опор поясняются рис. 41.64, 41.65, 41.56 и табл. 41.3, 41.14, 41.15; подробнее см. в [41.1] и разд. 38.

Расчетными режимами опор являются нормальные и аварийные режимы ВЛ, при которых возникают наибольшие изгибающие и крутящие моменты, воздействующие на опору, а также наибольшие силы, сжимающие и растягивающие детали опор.

В нормальных режимах все опоры рассчитываются при полном количестве проводов и грозозащитных тросов с учетом наибольших весовых и ветровых пролетов. Кроме того, в таких режимах: 1) анкерные опоры должны быть рассчитаны на разность тяжений по проводам и тросам, возникающих из-за неодинаковости приведенных пролетов по обе стороны от опоры; 2) анкерные и угловые опоры рассчитываются по условиям тяжений по проводам и тросам при низшей температуре воздуха; 3) двухцепные опоры рассчитываются на условия, когда смонтирована лишь одна цепь ВЛ; 4) концевые опоры рассчитываются на одностороннее тяжение всех проводов и тросов.

Аварийные режимы промежуточных опор рассчитываются при среднеэксплуатационных климатических условиях и по расчетным силам, указанным в табл. 41.13. При этом рассматриваются обрыв провода или проводов одной фазы ВЛ при неповрежденных грозозащитных тросах, обрыв одного грозозащитного троса при неповрежденных проводах.

Опоры анкерного типа в аварийных режимах работы рассчитываются на следующие виды обрывов: 1) двух фаз алюминиевых и стальных проводов всех сечений и сталеалюминиевых до  $150\text{ мм}^2$  (при этом грозозащитные тросы целы); 2) одной фазы сталеалюминиевых проводов или провода  $185\text{ мм}^2$  и более (грозозащитные тросы целы); 3) одного грозозащитного троса при необорванных проводах. В этих режимах односторонние тяжения

по необорванным проводам и грозозащитным тросам, воздействующие на анкерную опору, принимаются равными наибольшим тяжениям при гололеде без ветра или при низкой температуре (по большей из этих величин). Дополнительно анкерные опоры рассчитываются на основные режимы монтажа проводов и тросов.

Статический расчет опор осуществляется по правилам строительной механики с учетом конкретных схем рассматриваемых опор, см. [41.4, 41.10, 41.11, 41.12].

Выбор унифицированных фундаментов к опорам производится по альбомам таких фундаментов с учетом материала, типа и конструкции опоры, характеристик грунтов в местах установки опор, результатов определения вырывающих или вдавливающих сил на фундамент, обусловленных действием расчетных нагрузок на провода, тросы и опору линии [41.4, 41.10–41.13].

#### 41.19. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ СЖАТЫМ ГАЗОМ

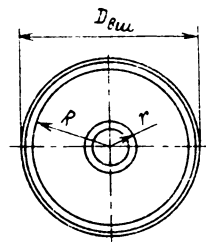
*Газ, применяемый в качестве изоляции  
кабельной линии электропередачи*

Применяемый в качестве основной изоляции кабельной линии электропередачи газ должен удовлетворять следующим требованиям:

- 1) иметь высокую кратковременную и длительную электрическую прочность;
- 2) быть инертным, т. е. не вступать в химические реакции с электроизоляционными и прочими материалами, в сочетании с которыми он используется в конструкции линии, и не выделять химически активных веществ при ионизации;
- 3) обладать хорошей теплопроводностью (особенно в том случае, когда газ одновременно является и охлаждающей средой);
- 4) иметь достаточно низкую температуру сжижения при рабочих давлениях, обеспечивающую возможность работы линии при зимних температурах;
- 5) быть недефицитным и иметь достаточно низкую стоимость.

Наиболее приемлемые газы — воздух, азот, фреон и элегаз (шестифтористая сера SF<sub>6</sub>). Последний в наибольшей степени удовлетворяет приведенной совокупности требований. Он безвреден, химически инертен, имеет высокую теплопроводность, не горит, не поддерживает горения, имеет высокую электрическую прочность и стабильные характеристики.

Рис. 41.66. Эскиз поперечного сечения коаксиальной фазы ГИЛ



Однако элегаз, как и фреон, относительно дорог, поэтому для протяженных линий электропередачи более выгодно использование его в смеси с азотом [41.14]. При применении смеси из 10% элегаза и 90% азота ее температура сжижения при давлении 3 МПа (30 кгс/см<sup>2</sup>) составляет около –45 °С, т. е. такая смесь может использоваться при открытой прокладке линии в районах с достаточно низкими зимними температурами. Чистый же элегаз при сравнительно небольших давлениях (0,4 МПа) имеет температуру сжижения около –40 °С, поэтому электротехнические устройства открытой установки с изоляцией чистым элегазом рассчитаны на давления, не превышающие 0,3–0,5 МПа. Для линий же, прокладываемых в земле на глубине, превышающей глубину промерзания, давление элегаза может быть увеличено примерно до 1 МПа.

Электрическая прочность элегаза и его смеси с азотом возрастает с увеличением давления, поэтому выбор оптимального давления связан с учетом таких конкурирующих факторов, как уменьшение размеров изоляционных промежутков и необходимость повышения механической прочности конструкции. Полученные экспериментально в системе коаксиальных цилиндрических электродов (рис. 41.66) с радиусами  $r$  и  $R$  усредненные зависимости пробивной напряженности ( $E_{пр}$ ) элегаза, азота и их смеси от давления и радиуса внутреннего электрода (при  $a = R/r = 2,5 \div 4,0$ ) могут быть аппроксимированы следующим эмпирическим выражением:

$$E_{пр} = A(10p)^{\alpha_r} [1 + (1/\sqrt{r})],$$

где  $p$ , МПа;  $r$ , см; значения коэффициента  $A$  и показателя степени  $\alpha_r$  берутся из табл. 41.18.

Таблица 41.18. Значения коэффициента  $A$  и показателя степени  $\alpha_r$

Газ	Диапазон $p$ , МПа	$A$ , МВ/м	$\alpha_r$
Азот N <sub>2</sub>	0,5	2,5	0,33
Элегаз SF <sub>6</sub>	0,1–0,75	2,6	0,8
10% SF <sub>6</sub> + 90% N <sub>2</sub>	>0,5	3,3	0,4

### Основные конструкции газозащищенной линии (ГИЛ)

Основные конструкции ГИЛ переменного тока следующие:

- 1) с пофазно экранированными жесткими трубчатыми токоведущими элементами;
- 2) с тремя фазными жесткими трубчатыми токоведущими элементами в общем жестком экране;
- 3) с гибкими токоведущими элементами в жестком экране (полугибкая конструкция);
- 4) с гибкими токоведущими элементами и экранами (гибкая конструкция).

Первая из этих конструкций наиболее проста. В качестве материала трубчатой токопроводящей жилы обычно применяется алюминий промышленной частоты. Материалом для оболочки может служить алюминий, сталь или диэлектрик. Наиболее важным элементом конструкции с точки зрения электрической прочности изоляции являются распорки из диэлектрика, которые в большинстве случаев имеют форму диска. Поскольку наибольшая напряженность электрического поля имеет место на линии соприкосновения распорки с токоведущим элементом, то для повышения напряжения перекрытия  $U_{пер}$  по поверхности распорки до уровня пробивного напряжения  $U_{пр}$  чисто газового промежутка необходимо обеспечить понижение напряженности поля именно на этой линии. Для этого боковая поверхность дисковой распорки должна иметь специальную форму, обеспечивающую выполнение условия  $U_{пер} \approx U_{пр}$  за счет определяемого из расчета электрического поля постепенного увеличения ее толщины в направлении от оболочки к жиле.

Второй тип конструкции — три трубчатые жилы в общем экране — отличается большей компактностью. Внешний диаметр оболочки такой ГИЛ может не более чем на 80% превосходить диаметр оболочки пофазно экранированной конструкции на те же номинальное напряжение и мощность. Как следствие этого, ширина траншеи сокращается в 2,5–3 раза. Недостатками этой конструкции являются наличие взаимного влияния фаз и значительные динамические усилия при КЗ. Помимо дисковых распорок предложено закрепление каждой фазы на двух опорных стержневых изоляторах, расположенных под углом 60°.

Применение полугибких и полностью гибких пофазно экранированных конструкций позволяет упростить монтаж и снизить его стоимость в полевых условиях, т. е. устранить недостатки, присущие жестким конструкциям, изготавливаемым секциями небольшой длины (12–15 м). Гибкая фаза может быть изготовле-

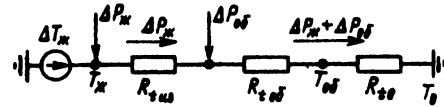


Рис. 41.67. Тепловая схема замещения ГИЛ

на и транспортирована на барабане в строительных длинах 100–200 м.

### Особенности теплового режима работы ГИЛ

Тепловая схема замещения коаксиальной фазы ГИЛ (см. рис. 41.66) представлена на рис. 41.67. Пропускная способность ГИЛ небольшой протяженности ограничена условиями допустимого нагрева элементов конструкции (жилы и оболочки) до температур соответственно  $T_{ж, доп}$  и  $T_{об, доп}$ . Значение  $T_{ж, доп}$  не зависит от условий прокладки ГИЛ. Значение  $T_{об, доп}$  при прокладке в грунте определяется из условия исключения прогрессирующего повышения теплового сопротивления грунта вследствие его нагрева и уменьшения влажности, а при прокладке в воздухе — из условия безопасности обслуживания.

Уравнения теплового состояния ГИЛ в соответствии со схемой рис. 41.67 применительно к превышениям температуры жилы и оболочки над температурой окружающей среды  $T_0$  имеют вид

$$\Delta T_{ж} = T_{ж} - T_0 = \Delta P_{ж} R_{тж} + (\Delta P_{ж} + \Delta P_{об})(R_{тис} + R_{то});$$

$$\Delta T_{об} = T_{об} - T_0 = (\Delta P_{ж} + \Delta P_{об}) R_{то},$$

где  $\Delta P_{ж}$ ,  $\Delta P_{об}$  — тепловыделения соответственно в жиле и оболочке на единицу длины линии, Вт/м;  $R_{тж}$ ,  $R_{тис}$ ,  $R_{то}$  — тепловые сопротивления соответственно слоя газовой изоляции, оболочки с защитным антикоррозионным покрытием и окружающей среды, °С·м/Вт.

В свою очередь

$$\Delta P_{ж} = I_{ж}^2 \rho_{ж} / F_{ж};$$

$$\Delta P_{об} = I_{об}^2 \rho_{об} / F_{об},$$

где  $I_{ж}$ ,  $I_{об}$  — токи, А;  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_{об}$  — удельные электрические сопротивления, мкОм·м;  $F_{ж}$ ,  $F_{об}$  — сечения, мм<sup>2</sup>, соответственно жилы и оболочки.

В случае, когда жила и оболочка выполнены из материалов с одинаковой электрической проводимостью ( $\rho_{ж} = \rho_{об} = \rho$ ), индуцируемый в оболочке ток практически равен току в жиле ( $I_{об} = I_{ж} = I$ ). При этом, обозначая  $y_{об} = F_{ж} / F_{об}$ , получаем

$$\Delta P_{об} = \Delta P_{ж} F_{ж} / F_{об} = \Delta P_{ж} y_{об};$$

$$\Delta P_{\text{ж}} + \Delta P_{\text{об}} = \Delta P_{\text{ж}}(1 + y_{\text{об}}) = \Delta P_{\text{ж}y}$$

С учетом этих соотношений

$$\Delta T_{\text{ж}} = \Delta P_{\text{ж}} [R_{\text{из}} + y(R_{\text{об}} + R_{\text{т0}})] = I^2 \rho R_{\text{тэжв}} / F_{\text{ж}}$$

$$\Delta T_{\text{об}} = \Delta P_{\text{ж}} y R_{\text{т0}} = I^2 \rho y R_{\text{т0}} / F_{\text{ж}}$$

где  $R_{\text{тэжв}} = R_{\text{из}} + y(R_{\text{об}} + R_{\text{т0}})$  — эквивалентное тепловое сопротивление.

Допустимый по условиям нагрева жилы (1-е ограничение) ток  $I_{\text{доп}(1)}$  и допустимый по условиям нагрева оболочки (2-е ограничение) ток  $I_{\text{доп}(2)}$  определяются последними выражениями при подстановке в их левые части допустимых значений температур:

$$I_{\text{доп}(1)} = \sqrt{\frac{(T_{\text{ж,доп}} - T_0) F_{\text{ж}}}{\rho R_{\text{тэжв}}}}$$

и

$$I_{\text{доп}(2)} = \sqrt{\frac{(T_{\text{об,доп}} - T_0) F_{\text{ж}}}{\rho y R_{\text{т0}}}}$$

Соотношение между токами, допустимыми по условиям нагрева жилы и оболочки,

$$\frac{I_{\text{доп}(1)}}{I_{\text{доп}(2)}} = \sqrt{\frac{T_{\text{ж,доп}} - T_0}{T_{\text{об,доп}} - T_0} \frac{y R_{\text{т0}}}{R_{\text{тэжв}}}} = \sqrt{k_{\text{T}} k_{\text{R}}}$$

При прокладке трех коаксиальных фаз ГИЛ в грунте с удельным тепловым сопротивлением  $\sigma_{\text{гр}}$ , °С·м/Вт, с расположением фаз по горизонтали на глубине  $H$  от поверхности земли и с расстоянием  $L$  между центрами соседних фаз

$$R_{\text{т0}} = R_{\text{тгр}} = \sigma_{\text{гр}} G_{\text{гр}} / 2\pi,$$

где  $G_{\text{гр}} = \ln(4H/D_{\text{вн}}) + \ln[1 + (2H/L)^2]$  — безразмерный коэффициент («геометрический фактор»).

Значения  $R_{\text{из}}$  и  $R_{\text{об}}$  не зависят от способа прокладки, причем  $R_{\text{из}} \ll R_{\text{об}} + R_{\text{тгр}}$ , поэтому

$$k_{\text{Rгр}} = (y R_{\text{тгр}}) / R_{\text{тэжв,гр}} \approx y R_{\text{тгр}} / [y(R_{\text{об}} + R_{\text{тгр}})] \approx 1.$$

При характерных значениях температур ( $T_{\text{ж,доп}} = 120^\circ\text{C}$ ,  $T_0 = T_{\text{гр}} = 5^\circ\text{C}$ ,  $T_{\text{об,доп,гр}} = 30 \div 50^\circ\text{C}$ ) значения  $k_{\text{Tгр}}$  составляют 4,6–2,5. Таким образом,  $k_{\text{Tгр}} k_{\text{Rгр}} > 1$ , и, следовательно, при прокладке в грунте

$$I_{\text{доп,гр}(1)} < I_{\text{доп,гр}(2)}$$

т. е. пропускную способность в этом случае лимитируют условия допустимого нагрева поверхности оболочки фазы ГИЛ.

При прокладке в воздушной среде тепловое сопротивление  $R_{\text{т0}} = R_{\text{в}}$  определяется коэффициентом полной теплоотдачи посредством

конвекции и лучеиспускания ( $\alpha_{\text{T}}$ ) с внешней поверхности фазы:

$$R_{\text{тв}} = 1 / (\alpha_{\text{T}} \pi D_{\text{вн}}).$$

При  $T_{\text{ж,доп}} = 120^\circ\text{C}$ ,  $T_0 = T_{\text{в}} = 25^\circ\text{C}$  и  $T_{\text{об,доп,в}} = 70^\circ\text{C}$  значение  $k_{\text{Tв}} \approx 2$ .

Поскольку  $R_{\text{тв}}$  обратно пропорционально внешнему диаметру  $D_{\text{вн}}$  фазы ГИЛ, значения которого для реальных конструкций лежат в диапазоне 20–100 см, то при  $y = 1,25 \div 2$  [41.14] числитель  $k_{\text{Rв}}$  оказывается значительно меньше знаменателя ( $y R_{\text{тв}} \ll R_{\text{тэжв,в}}$ ). Поэтому произведение  $k_{\text{Tв}} k_{\text{Rв}}$  в этом случае меньше 1, и, следовательно,

$$I_{\text{доп,в}(1)} < I_{\text{доп,в}(2)}$$

т. е. при прокладке ГИЛ в воздушной среде пропускная способность лимитируется условиями допустимого нагрева токоведущего элемента фазы.

Соотношение допустимых токов, определяемых активными ограничениями при прокладке в грунте и в воздухе ( $I_{\text{доп,гр}(2)}$  и  $I_{\text{доп,в}(1)}$ ),

$$\frac{I_{\text{доп,в}(1)}}{I_{\text{доп,гр}(2)}} = \sqrt{\frac{T_{\text{ж,доп}} - T_{\text{в}}}{T_{\text{об,доп,гр}} - T_{\text{гр}}} \frac{R_{\text{тэжв,гр}}}{R_{\text{тэжв,в}}}}$$

При характерных значениях температур диапазон значений первого сомножителя подкоренного выражения составляет 4–2. Соотношение  $R_{\text{тэжв,гр}}$  и  $R_{\text{тэжв,в}}$  при прочих равных условиях определяется соотношением  $R_{\text{тгр}}$  и  $R_{\text{тв}}$ . При этом  $R_{\text{тгр}} > R_{\text{тв}}$ , и, кроме того, зависимость  $R_{\text{тгр}}$  от изменения  $D_{\text{вн}}$  существенно слабее, чем у  $R_{\text{тв}}$ , поскольку в выражении для  $G_{\text{гр}}$  внешний диаметр фазы находится под знаком логарифма. Последнее обстоятельство в свою очередь означает, что с ростом  $D_{\text{вн}}$  различие в значениях  $R_{\text{тгр}}$  и  $R_{\text{тв}}$  будет проявляться все значительнее. Поэтому

$$I_{\text{доп,в}(1)} > I_{\text{доп,гр}(2)}$$

причем тем в большей степени, чем больше  $D_{\text{вн}}$ . Таким образом, пропускная способность ГИЛ по условиям нагрева в условиях открытой прокладки всегда принципиально выше, чем при прокладке в грунте.

На рис. 41.68 представлены зависимости  $I_{\text{доп}}$  от внутреннего диаметра оболочки  $D = 2R$  при прокладке в грунте и в воздухе для ГИЛ с тремя пофазно экранированными жесткими токоведущими элементами с отношением радиусов алюминиевых оболочки и жилы  $R/r = 3$  при допустимых температурах нагрева жилы и оболочки, указанных выше [41.14]. Они показывают, что при открытой прокладке пропускная способность ГИЛ

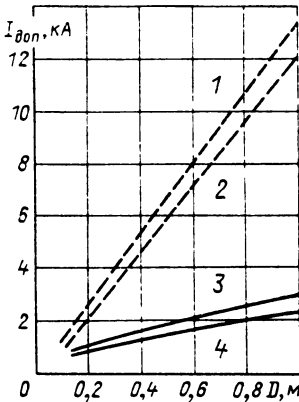


Рис. 41.68. Пропускная способность ГИЛ по условиям допустимого нагрева в зависимости от диаметра оболочки:

--- при прокладке в воздухе ( $1 - T_{об} = 70^\circ\text{C}$ ;  $2 - T_{об5} = 50^\circ\text{C}$ ); — при прокладке в грунте ( $3 - T_{об} = 30^\circ\text{C}$ , песчаный грунт;  $4 - T_{об} = 50^\circ\text{C}$ , глинистый грунт;  $\sigma_{гр} = 1,2^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$ )

при малых диаметрах оболочки в 2–3 раза, а при больших в 4–6 раз больше, чем при прокладке в земле.

При прокладке фаз в земле на одной глубине экономически целесообразная ( $S_{эж}$ ) и максимально допустимая по условиям нагрева ( $S_{доп}$ ) мощности для ГИЛ напряжением 220–750 кВ [41.15] представлены в табл. 41.19.

**Основные технические характеристики ГИЛ с пофазно экранированными токоведущими элементами**

Соотношение номинального напряжения и геометрических размеров. Максимальная напряженность электрического поля в коаксиальной фазе имеет место на поверхности внутреннего проводника (жилы) и определяется выражением

$$E = \sqrt{2} U_x / r \ln a,$$

где  $U_x$  — действующее значение напряжения между проводниками коаксиальной фазы;  $a = R/r$ .

Расчетное значение  $U_x = U_{к,расч}$  должно превышать номинальное напряжение трехфазной линии  $U_{ном}$  на некоторый коэффициент запаса, который должен быть не меньше расчетной кратности внутренних (коммутационных) перенапряжений  $k_n$ :

$$U_{к,расч} = k_n U_{ном} / \sqrt{3}.$$

Расчетная пробивная напряженность газо-

Таблица 41.19. Экономически целесообразная и максимально допустимая мощности ГИЛ, МВ·А

$U_{ном}$ , кВ	$S_{эж}$	$S_{доп}$
220	1200–1400	2500
400	2000–2500	4500
750	4000–5000	6000

вого промежутка

$$E_{пр,расч} = E_{пр} / k_3,$$

где  $k_3$  — коэффициент эксплуатационных условий.

При  $E = E_{пр,расч}$  и  $U_x = U_{к,расч}$  и при подстановке их выражений в исходную формулу имеем

$$\sqrt{2} k_U U_{ном} / \sqrt{3} r \ln a = E_{пр},$$

где  $k_U = k_n k_3$  — эквивалентный коэффициент запаса по напряжению.

Максимальная электрическая прочность газового промежутка в системе цилиндрических электродов имеет место при  $a = e = 2,718$  [41.16], т. е. при  $\ln a = 1$ , при этом

$$U_{ном} = \sqrt{3} r E_{пр} / \sqrt{2} k_U = K r E_{пр},$$

где  $K = \sqrt{3} / \sqrt{2} k_U$ .

Поскольку  $E_{пр}$  в свою очередь является функцией давления  $p$  и радиуса  $r$ , то окончательное выражение, связывающее номинальное напряжение рассматриваемой ГИЛ с ее геометрическими размерами, имеет вид

$$U_{ном} = K r A (10p)^{\alpha_r} [1 + (1/\sqrt{r})] = K A (10p)^{\alpha_r} (r + \sqrt{r}),$$

т. е. зависимость  $U_{ном} = f(r)$  при  $p = \text{const}$  является возрастающей. При подстановке в левую часть этого выражения значения стандартного номинального напряжения при заданном давлении определяется требуемое значение радиуса внутреннего проводника коаксиальной фазы  $r$ , а следовательно, и  $R = ar$ .

Так, для смеси из 10% азота и 90% азота ( $A = 3,3$  МВ/м,  $\alpha_r = 0,4$ ) при  $p = 1,5$  МПа,  $k_n = 2,5$ ,  $k_3 = 1,8$  и  $K = \sqrt{3} / \sqrt{2} \cdot 2,5 \cdot 1,8 = 0,273$  значение  $r$  для ГИЛ 220 кВ составляет 5 см, а для ГИЛ 500 кВ — 12,8 см.

Погонные электрические параметры. Индуктивность 1 км длины, Гн/км, коаксиальной фазы ГИЛ с большой степенью точности определяется выражением

$$L_0 = \mu_0 \mu_r \ln a / 2\pi.$$

С учетом того, что относительная маг-

Таблица 41.20. Основные технические характеристики ГИЛ с пофазно экранированными токоведущими элементами

Параметр	Вариант ГИЛ				
	1	2	3	4	5
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	400	400	400	500	550
Номинальная мощность $S_{ном}$ , МВ·А	1500	2000	2500	2200	3810
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	2165	2887	3600	2530	4000
Давление элегаза $p$ , МПа	0,30	0,44	0,35	0,45	0,37
Сечение жилы $F_{ж}$ , мм <sup>2</sup>	—	9800	8000	6823	13000
Плотность тока в жиле $J$ , А/мм <sup>2</sup>	—	0,296	0,45	0,37	0,31
Сечение оболочки $F_{об}$ , мм <sup>2</sup>	—	11 875	—	15 193	17 844
Отношение диаметра оболочки к диаметру жилы, мм/мм	450	504	600	508	710
	150	240	300	171	230
Емкость $C_0$ , мкФ/км	0,048	0,075	0,080	0,061	0,050
Зарядная мощность $Q_{C0}$ , Мвар/км	2,66	3,72	4,02	4,00	4,75
Индуктивное сопротивление $x_0$ , Ом/км	0,069	0,048	0,045	0,088	0,070
Разность генерируемой реактивной мощности и потерь * $Q_{C0} - \Delta Q_{L0}$ , Мвар/км	1,69	2,56	2,27	2,70	1,39
Волновое сопротивление $Z_{в}$ , Ом	68,0	43,5	41,5	65,4	67,0
Натуральная мощность $P_{нат}$ , МВт	2250	3680	3860	3830	4515
Потери активной мощности $3(\Delta P_{ж} + \Delta P_{об})$ , кВт/км	—	199	276	162	—
Критическая длина $l_{кр} = S_{ном}/Q_{C0}$ , км	592	530	620	547	802

\* При номинальной нагрузке.

нитная проницаемость для элегаза и его смеси с азотом  $\mu_r = 1$ , а магнитная постоянная  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4}$  Гн/км,

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \ln a$$

и соответствующее индуктивное сопротивление для 1 км длины  $x_0$ , Ом/км, при стандартной частоте переменного тока  $f = 50$  Гц

$$x_0 = 2\pi f L_0 = 2\pi \cdot 10^{-2} \ln a.$$

Емкость единицы длины коаксиальной фазы ГИЛ определяется известным выражением для емкости цилиндрического конденсатора:

$$C_0 = 2\pi\epsilon_0\epsilon_r / \ln a.$$

Поскольку относительная диэлектрическая проницаемость  $\epsilon_r$  для элегаза и его смеси с азотом равна единице, а электрическая постоянная  $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-9}$  Ф/км, то емкость  $C_0$ , Ф/км, равна:

$$C_0 = 10^{-6} / 18 \ln a,$$

и соответствующая емкостная проводимость  $b_0$ , См/км, при  $f = 50$  Гц

$$b_0 = 2\pi f C_0 = \pi \cdot 10^{-4} / 18 \ln a.$$

Таким образом, реактивные параметры ГИЛ с пофазно экранированными токоведущими элементами определяются лишь соотношением радиусов оболочки и жилы ( $R/r$ ).

При толщине стенок трубчатых проводников, не превышающей глубины проникновения электромагнитной волны, что имеет место для большинства реальных конструкций, активное сопротивление единицы длины коаксиальной фазы ГИЛ, Ом/км, может быть принято равным омическому и определено как

$$r_0 = \rho / F.$$

Активная проводимость единицы длины коаксиальной фазы ГИЛ, См/км, определяется тангенсом угла диэлектрических потерь и значением  $b_0$ :

$$g_0 = b_0 \operatorname{tg} \delta.$$

В силу малости значения  $\operatorname{tg} \delta$  для элегаза и его смеси с азотом активная проводимость пренебрежимо мала, и при составлении схемы замещения ГИЛ ее можно не учитывать.

Волновые параметры и натуральная мощность. При определении волновых параметров ГИЛ с пофазно экранированными токоведущими элементами — волнового сопротивления  $Z_{в}$  и коэффициента распространения электромагнитной волны  $\gamma_0$  — без большой погрешности можно пренебречь не только активной проводимостью, но и активным сопротивлением линии. При  $r_0 = g_0 = 0$  и с учетом выражений для  $L_0$  и  $C_0$

$$Z_{в} = \sqrt{(r_0 + jx_0) / (g_0 + jb_0)} \approx \sqrt{L_0 / C_0} = 60 \ln a;$$

$$\begin{aligned} \gamma_0 &= \beta_0 + j\alpha_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} \approx \\ &\approx j\omega \sqrt{L_0 C_0} = j \cdot 1,05 \cdot 10^{-3}, \end{aligned}$$

где  $\beta_0$  – коэффициент ослабления волны, при принятых допущениях равный нулю;  $\alpha_0$  – коэффициент затухания фазы, равный примерно 0,06 град/км, как и для воздушных линий электропередачи.

При  $a = e = 2,718$  волновое сопротивление рассматриваемой ГИЛ равно 60 Ом, тогда как волновые сопротивления воздушных линий электропередачи 220, 500 и 750 кВ составляют соответственно 400, 280 и 260 Ом, т. е. в 6,7–4,3 раза больше, чем у ГИЛ с пофазно экранированными токоведущими элементами. Натуральная мощность такой линии

$$P_{\text{нат}} = nU_{\text{к}}^2/Z_{\text{в}} = U_{\text{ном}}^2/Z_{\text{в}},$$

где  $n$  – число коаксиальных фаз. Для указанного выше диапазона номинальных напряжений она в 6,7–4,3 раза больше, чем у воздушной линии, и при  $Z_{\text{в}} = 60$  Ом составляет:  $P_{\text{нат}(220)} = 800$  МВт,  $P_{\text{нат}(500)} = 4160$  МВт и  $P_{\text{нат}(750)} = 9400$  МВт.

Зарядная мощность и критическая длина. Суммарная реактивная мощность, генерируемая ГИЛ длиной  $l$  (т. е. зарядная мощность  $Q_C$ ), и ее критическая длина  $l_{\text{кр}}$  определяются выражениями

$$Q_C = U_{\text{ном}}^2 b_0 l = Q_{C0} l;$$

$$l_{\text{кр}} = S_{\text{доп}}/Q_{C0}$$

где  $S_{\text{доп}}$  – допустимая по условиям нагрева ГИЛ мощность, а  $Q_{C0}$  – зарядная мощность единицы длины линии.

В ряде случаев критическая длина определяется по номинальной мощности  $S_{\text{ном}}$ :

$$l_{\text{кр}} = S_{\text{ном}}/Q_{C0}$$

Критические длины ГИЛ 220–750 кВ с пофазно экранированными токоведущими элементами составляют несколько сотен километров. Проектные данные по ГИЛ 400–500 кВ этой конструкции [41.15] представлены в табл. 41.20.

## 41.20. КРИОГЕННЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

### Общие сведения

Для охлаждения токоведущих элементов кабельной линии до криогенных температур (< 120 К) в качестве хладагентов могут использоваться сжиженные газы, основные теплофизические параметры которых приведены в [41.17].

Криогенная кабельная линия включает в себя три основных компонента: собственно криогенный кабель, систему криогенного обеспечения (рефрижераторное и вспомогательное оборудование), концевые устройства (токовводы).

В соответствии с уровнем рабочей температуры и материалом токоведущих жил различают два типа криогенных кабелей [41.18]:

криопроводящие (КПК) с жилами из металлов, не переходящих в сверхпроводящее состояние в диапазоне температур 20–120 К, для охлаждения которых в качестве хладагентов могут быть использованы водород, неон, азот, аргон, кислород и метан; сверхпроводящие (СПК) с жилами из сверхпроводящих материалов, для охлаждения которых используется гелий в жидком или сверхкритическом состоянии.

Из числа возможных вариантов криопроводящих кабельных линий (КПКЛ) оптимальным по экономическим показателям является вариант с использованием токопроводящих жил из алюминия высокой чистоты и жидкого азота в качестве хладагента. Однако даже такой вариант КПКЛ не обладает существенными экономическими преимуществами по сравнению со сверхпроводящими кабельными линиями (СПКЛ), в связи с чем ниже рассматриваются лишь последние.

### Характеристики сверхпроводниковых материалов

Основные сведения из теории сверхпроводимости и электромагнитные свойства сверхпроводников приведены в § 3.3, а критические параметры выпускаемых в СССР сверхпроводниковых материалов – в § 15.9 (т. I).

На рис. 41.69 в качестве примера приведены фазовые диаграммы для двух сверхпроводников II рода, которые до настоящего времени рассматривались в большинстве проектов СПКЛ, – ниобия с критической температурой  $T_{\text{к}(0)} = 9,3$  К и  $\text{Nb}_3\text{Sn}$  с  $T_{\text{к}(0)} = 18,2$  К. Зона смешанного состояния для ниобия относительно невелика по сравнению с аналогичной зоной для  $\text{Nb}_3\text{Sn}$ , хотя зона «мейснеровского» состояния по оси ординат простирается до индукций, почти на порядок больших, чем у  $\text{Nb}_3\text{Sn}$ . Индукция верхнего критического поля  $B_{\text{к}2}$  при одной и той же температуре у  $\text{Nb}_3\text{Sn}$  почти на два порядка выше по сравнению с Nb.

Еще одной важной характеристикой сверхпроводникового материала является критическая плотность тока ( $J_{\text{к}}$ ). Она линейно умень-

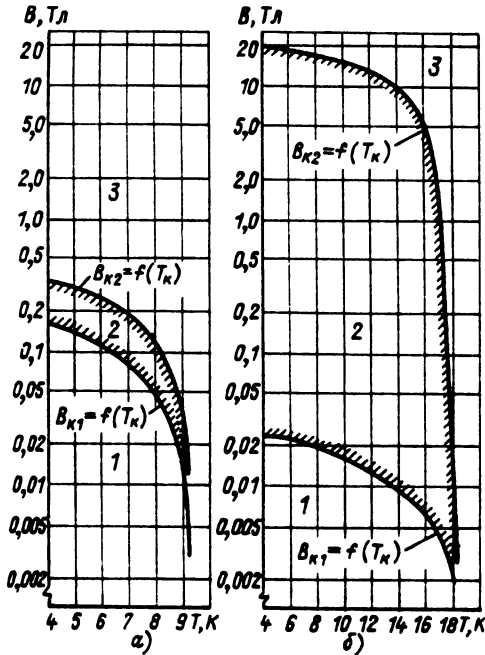


Рис. 41.69. Фазовые диаграммы для ниобия (а) и станида ниобия (б):  
1 – зона «мейснеровского» состояния; 2 – зона смешанного состояния, 3 – зона нормального состояния

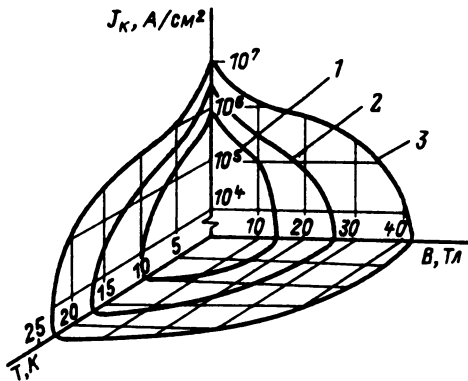


Рис. 41.70. Поверхности критического состояния:  
1 – Nb – Ti; 2 – Nb<sub>3</sub>Sn; 3 – Nb<sub>3</sub>Ge

шается с ростом температуры и является примерно гиперболической функцией индукции магнитного поля. Поверхности критического состояния  $J_k = f(T_k, B_{k2})$  для трех сверхпроводниковых материалов показаны на рис. 41.70 с логарифмическим масштабом по оси ординат [41.19]. При индукциях магнитного поля, характерных для сверхпроводящих кабелей (не

более 1,5 Тл), и температурах 4–6 К допустимая плотность тока для Nb<sub>3</sub>Sn может быть принята равной  $10^6$  А/см<sup>2</sup>, а для Nb–Ti –  $5 \cdot 10^5$  А/см<sup>2</sup>.

При работе токопроводящих жил из сверхпроводников III рода на переменном токе возникают потери мощности, которые носят гистерезисный характер и линейно зависят от частоты. При индукциях, меньших нижней критической ( $B_{к1}$ ), имеют место лишь поверхностные потери, а при  $B_{к1} < B < B_{к2}$  (смешанное состояние) – объемные. Для ниобия, нанесенного гальваническим методом на трубчатую медную стабилизирующую подложку, полученные экспериментально зависимости потерь в сверхпроводнике  $\Delta P_{сн}$  от индукции магнитного поля аппроксимируются выражением

$$\Delta P_{сн} = \Delta \mathcal{E}_{к1} A f (B/B_{к1})^n,$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{к1}$  – потери энергии за время, равное периоду переменного тока частотой  $f$ , на единицу поверхности проводника при первом критическом значении индукции магнитного поля (определяются экспериментально);  $A = \pi d_{пр} l$  – площадь поверхности проводника с внешним диаметром  $d_{пр}$  и длиной  $l$ ;  $n = 3$  при  $B \leq B_{к1}$  и  $n = 4$  при  $B > B_{к1}$ . При  $T = 4,2$  К  $\Delta \mathcal{E}_{к1} \approx 1$  мкДж/см<sup>2</sup> за период. С ростом температуры потери возрастают, причем при  $B < B_{к1}$  этот рост определяется температурной зависимостью  $B_{к1}$  (см. § 3.3, т. I). Изменение объемных потерь ( $B_{к1} < B < B_{к2}$ ) приближенно определяется выражением [41.20]

$$\Delta P_{сн}(T) \approx \Delta P_{сн(0)} \left(1 - \frac{T_0}{T_{к(0)}}\right) \left(1 - \frac{T}{T_{к(0)}}\right),$$

где  $\Delta P_{сн(0)}$  – потери, измеренные при температуре  $T_0$ .

*Конструктивные элементы сверхпроводящего кабеля*

Сверхпроводящий кабель состоит из двух основных конструктивных элементов: холодной зоны (ХЗ), внутри оболочки которой размещаются токонесущая система (ТНС) и каналы прокачки гелия; теплоизоляционной оболочки (ТО), служащей для ограничения теплопритоков извне к ХЗ.

Современная концепция создания СПК исходит из целесообразности размещения всех фаз кабеля переменного тока или полюсов кабеля постоянного тока в общей ТО. Необходимость наличия в ХЗ каналов прокачки основного хладагента (гелия) определяет целесообразность использования трубчатых токоведущих элементов. ТНС СПК переменного



и постоянного тока может быть выполнена как полностью коаксиальной, так и с пофазным экранированием фаз (поллюсов). Для кабелей переменного тока более целесообразной является вторая конструкция, обеспечивающая отсутствие взаимного электромагнитного влияния фаз и потерь на гистерезис и вихревые токи в элементах, расположенных вне коаксиальных пар «фаза – экран». Для кабелей постоянного тока более рациональной является первая конструкция, обеспечивающая аналогичный эффект в силу равенства и противоположного направления токов полюсов. Таким образом, в том и другом случае основой ТНС служит коаксиальная пара проводников, которая может быть выполнена жесткой или гибкой.

Основу современной конструкции каждого из токопроводов коаксиальной пары составляет принцип «стабилизации» сверхпроводника для предотвращения недопустимого тепловыделения в кабеле при протекании токов КЗ и переходе сверхпроводника в нормальное состояние путем его шунтирования. «Стабилизация» осуществляется путем нанесения сверхпроводника на подложку из металла, имеющего значительно меньшее сопротивление, чем у сверхпроводника в нормальном состоянии. В качестве материала подложки используется медь или ее композиция со сверхпроводником II рода с более высокими критическими параметрами, чем у основного сверхпроводника.

В жестких конструкциях роль подложки обычно выполняют медные трубы, на внутреннюю или внешнюю поверхность которых наносится тонкий слой сверхпроводника. В гибких конструкциях проводники коаксиальной пары могут быть сформированы из отдельных стабилизированных сверхпроводящих проволок, навитых на опорную стальную спираль (внутренний проводник) и поверх слоя твердой электрической изоляции (внешний проводник). Второй вариант гибкой конструкции коаксиальной пары отличается наличием отдельной подложки из медных проволок (или лент), поверх (или под) которой имеется повив из сверхпроводящих проволок (или лент).

Электрическая изоляция между проводниками коаксиальной пары в жестких трубчатых конструкциях может быть образована вакуумируемой до  $10^{-3}$ – $10^{-4}$  Па или заполненной прокачиваемым хладагентом полостью с распорками из диэлектрика между проводниками, либо слоем твердого диэлектрика. Как в этом случае, так и в гибких конструкциях, где последний вариант является основным, слой электрической изоляции обра-

зуется намоткой лент из синтетического материала (например, полиэтилена) или наложением пористого материала с последующей пропиткой основным хладагентом.

Теплоизоляционная оболочка в криогенных кабелях может быть выполнена с использованием высоковакуумной, вакуумно-порошковой и вакуумно-многослойной теплоизоляции (ТИ). Для СПК наиболее рационально применение комбинированной ТО, состоящей из полости, заполненной вакуумно-многослойной ТИ, вакуумируемой полости и промежуточного азотного экрана.

Вакуумно-многослойная изоляция («суперизоляция») состоит из слоев материала с высокой отражательной способностью (например, алюминиевой фольги), между которыми прокладывается стеклоткань. Полость, заполненная такой изоляцией, вакуумируется до  $10^{-2}$ – $10^{-3}$  Па. При этом теплопроводность составляет  $10^{-4}$ – $10^{-5}$  Вт/(м·°С). Теплопроводность высоковакуумной ТИ при давлении  $10^{-3}$ – $10^{-4}$  Па составляет  $10^{-5}$  Вт/(м·°С).

Азотный экран в жесткой ТО может выполняться либо в виде двух полукольцевых полостей, либо в виде нескольких труб, расположенных поверх оболочки ХЗ, по которым прокачивается в прямом и обратном направлениях жидкий азот. Такая комбинированная ТО позволяет ограничить теплоприток извне к ХЗ до значения  $0,1$  Вт/м<sup>2</sup>, а к азотному экрану – до  $2$  Вт/м<sup>2</sup>. В гибкой ТО соответствующие полости образуются гофрированными трубами. Полностью гибкая ТО позволяет получить значения теплопритоков к ХЗ, не превышающие  $0,4$ – $0,5$  Вт/м<sup>2</sup>, а к азотному экрану –  $4$  Вт/м<sup>2</sup>.

Поперечное сечение СПК переменного тока характерной конструкции представлено на рис. 41.71.

#### Система криогенного обеспечения и тоководы

Система криогенного обеспечения СПКЛ рассчитывается на поддержание параметров (расхода, температуры и давления) основного (гелия) и вспомогательного (азота) хладагентов в пределах, определяемых условиями оптимального функционирования линии в установившихся режимах и условиями восстановления сверхпроводящего состояния после отключения КЗ и АПВ линии. Циркуляция хладагентов осуществляется по замкнутому циклу с помощью гелиево-азотных рефрижераторных установок, число и расстояние между которыми определяются требуемой степенью надежности и указанными выше условиями.

Теплота, которая в стационарном режиме

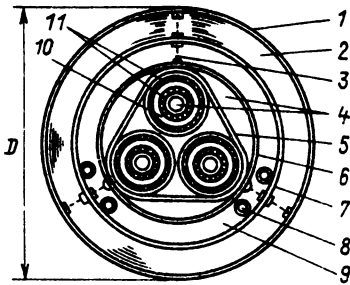


Рис. 41.71. Эскиз поперечного сечения сверхпроводящего кабеля 110 кВ (разработка фирмы Siemens): 1 – стальная защитная оболочка с антикоррозийным покрытием; 2 – вакуумно-многослойная изоляция; 3 – тросовая растяжка; 4 – каналы прокачки гелия; 5 – манжета; 6 – оболочка ХЗ; 7 – азотный экран; 8 – каналы прокачки азота; 9 – вакуумируемая полость; 10 – электрическая изоляция; 11 – токопроводящие жилы коаксиальной фазы

должна отводиться основным хладагентом из единицы длины ХЗ кабеля  $q_{х,з}$ , складывается из теплопритока  $q_{т,о}$  через ТО, тепловыделений за счет джоулевых потерь в сверхпроводниках и подложках  $q_{эл}$ , диэлектрических потерь в изоляции  $q_{из}$  и потерь на трение при прокачке хладагента  $q_{тр}$ :

$$q_{х,з} = q_{т,о} + q_{эл} + q_{из} + q_{тр}$$

Дополнительная тепловая нагрузка рефрижераторов определяется теплопритоком  $q_{тв}$  через концевые устройства – токовводы.

Суммарная мощность привода рефрижераторов основного хладагента линии длиной  $l$  в стационарном режиме

$$P_{\text{реф, осн}} = h_{\text{осн}} Q_{\text{реф, осн}}$$

где  $Q_{\text{реф, осн}} = q_{х,з} l + q_{тв}$  – требуемая холодопроизводительность рефрижераторов основного хладагента;  $h_{\text{осн}}$  – коэффициент эффективности охлаждения (коэффициент рефрижерации), характеризующий затраты мощности на привод рефрижераторов при удалении 1 Вт теплоты из холодной зоны.

Для гелиевых рефрижераторов  $h_{\text{осн}} = 300 \div 500$  (меньшие цифры соответствуют более мощным установкам) [41.16]. При расчетах СПКЛ на современном уровне развития криогенной техники принимают  $h_{\text{осн}} = 500$ .

Аналогично может быть рассчитана необходимая мощность привода рефрижераторов вспомогательного хладагента (азота)  $P_{\text{реф, всп}}$  с учетом того, что  $h_{\text{всп}} = 6 \div 10$ . Поскольку собственно потери мощности в СПКЛ пренебрежимо малы по сравнению с номинальной, ее КПД в основном определяют затраты мощности на привод рефрижераторных установок  $P_{\text{реф}\Sigma} = P_{\text{реф, осн}} + P_{\text{реф, всп}}$ , которые не

превышают 1–1,5% номинальной мощности линии.

Токовводы (концевые устройства) СПКЛ сочетают в себе функции высоковольтной концевой кабельной муфты и теплового моста между ХЗ и окружающей средой. Все современные модификации токовводов базируются на использовании промежуточного охлаждения токоведущих элементов ввода. При этом возможны два способа: непрерывное охлаждение токоввода испаряющимся гелием или с помощью теплообменников различных температурных уровней (4, 20, 77 К), питающихся от рефрижераторной установки. Последний способ при одинаковой энергетической эффективности оказывается более дорогим.

#### Технические характеристики сверхпроводящих кабельных линий

Теоретические исследования и эксперименты на лабораторных и опытно-промышленных участках, а также технико-экономические обоснования, выполненные в течение последних 25 лет, привели к проектированию ряда конкретных СПКЛ, являющихся элементом той или иной действующей электроэнергетической системы. В табл. 41.21 представлены основные технические характеристики разработанных в различных странах проектов СПКЛ переменного тока 110–500 кВ с номинальной мощностью 1–5 ГВ·А [41.15, 41.20]. Согласно этим проектам современная концепция технической реализации СПКЛ сводится к следующему.

1. Для передачи мощности до 5 ГВ·А в принципе не требуется применения номинальных напряжений свыше 220 кВ [41.21]. Большие напряжения обычно принимаются из системных соображений, о чем свидетельствуют, например, проекты СПКЛ 26, 2в, 3в (табл. 41.21).

2. В качестве материала токопроводящих жил предпочтительно использование более дешевого и технологичного ниобия на стабилизирующей подложке из меди высокой чистоты. Применение на переменном токе сверхпроводников с высокими критическими параметрами (типа  $\text{Nb}_3\text{Sn}$ ) не имеет существенных преимуществ.

3. Токонесущие системы целесообразно выполнять в виде трех гибких коаксиальных пар с полым внутренним проводником, образующим канал для прокачки гелия, и со сверхпроводящим экраном, обеспечивающим отсутствие электромагнитного поля вне коаксиальной фазы. Современная технология позволяет изготавливать такие коаксиальные токоведущие элементы в строительных длинах порядка нескольких сот метров. Жесткие

Таблица 41.21. Основные технические характеристики сверхпроводящих кабельных линий переменного тока

Вариант	$U_{ном}$ , кВ	$S_{ном}$ , ГВ·А	$I_{ном}$ , кА	Материал токопроводящих жил	Электрическая изоляция	$Z_{\tau}$ , Ом	$P_{нат}$ , ГВт	$Q_{сб}$ , Мвар/км	$D_{вн}$ , мм	Конструкция	
1	а	138	1,69	7,1	Ниобий, медь	Гелий ( $\epsilon_r = 1$ )	57,0	0,33	0,33	336	Жесткая
	б	138	3,4	14,2	Ниобий, медь, инвар	То же	60,0	0,317	0,4	—	»
2	а	345	2,4	4,0	Ниобий—олово, медь	Полисульфон ( $\epsilon_r = 2,5$ )	26,5	4,5	8,25	508	Полугибкая
	б	500	5,4	6,2	То же	То же	28,0	9,0	16	680	»
3	а	132	1,4	6,0	Ниобий, медь	Полиэтилен ( $\epsilon_r = 2,2$ )	15,7	1,11	1,7	—	»
	б	275	4,0	8,4	То же	То же	21,0	3,6	5,8	465	»
	в	400	5,0	7,2	» »	»	34,8	4,6	7,2	620	»
4	а	140	3,0	12,4	» »	»	23,0	0,85	1,38	640	»
	б	180	5,0	16,0	» »	»	24,0	1,35	2,15	708	»
5	—	110	2,5	13,2	» »	»	17,0	0,71	1,06	480	»
6	—	275	5,0	10,5	» »	»	—	—	—	—	»

Примечание. Обозначения те же, что и в табл. 41.20.

конструкции ТНС требуют, как правило, большего расхода исходных материалов, включая дефицитный гелий, и, как следствие этого, дороже гибких ТНС.

4. В качестве электроизоляционного материала предпочтительно использование синтетических полимеров в виде тонких лент, обладающих лучшими диэлектрическими свойствами по сравнению с гелием в жидком или сверхкритическом состоянии и позволяющих уменьшить размеры коаксиальной фазы.

5. Предпочтительно использование жесткой ТО с промежуточным экраном, охлаждаемым жидким азотом или газообразным гелием (температурный уровень около 80 К). Отрезки такой оболочки могут быть изготовлены в длинах до 20 м, причем полости, содержащие суперизоляцию, могут вакуумироваться и герметизироваться непосредственно в заводских условиях. Гибкая ТО требует более мощного рефрижераторного оборудования, если учесть при этом, что полностью гибкие конструкции СПК проектируются однофазными или, в лучшем случае, полностью коаксиальными. В то же время полностью гибкие конструкции, имеющие большие строительные длины, характеризуются меньшей стоимостью работ по прокладке и монтажу.

6. В большинстве проектов номинальная мощность СПКЛ превышает натуральную, что позволяет обойтись без индуктивной компенсации ее зарядной мощности в режимах максимальных перетоков.

#### Список литературы

- 41.1. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1986. 648 с.
- 41.2. Андреевский В. Н., Голованов А. Т., Зелченко А. С. Эксплуатация воздушных линий электропередачи. 3-е изд. М.: Энергия, 1976. 614 с.
- 41.3. Бошнякович А. Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередачи. Л.: Энергия, 1971. 296 с.
- 41.4. Гальперн М. Л. Деревянные опоры линий электропередачи до 110 кВ. М.: Энергия, 1976. 268 с.
- 41.5. Глазунов А. А. Основы механической части воздушных линий электропередачи. Т. 1. Работа и расчет проводов и тросов. М.—Л.: Госэнергоиздат, 1956. 191 с.
- 41.6. Гордон С. В. Сооружение линий электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 1984. 432 с.
- 41.7. Зарудский Г. К. Конспект лекций по курсу конструкции воздушных линий. М.: МЭИ, 1977. 45 с.
- 41.8. Зелченко А. С., Смирнов Б. И. Проектирование механической части воздушных линий

сверхвысокого напряжения. М.: Энергоиздат, 1981. 336 с.

41.9. Кессельман Л. М. Методы расчета проводов горных линий электропередачи. М.: Энергия, 1980. 144 с.

41.10. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л.: Энергия, 1979. 309 с.

41.11. Крюков К. П., Курносков А. Н., Новгородцев Б. П. Конструкции и расчет металлических и железобетонных опор линий электропередачи. Л.: Энергия, 1975. 450 с.

41.12. Справочник по проектированию линий электропередачи/Под ред. М. А. Реута и С. С. Рокотьяна. М.: Энергия, 1980. 142 с.

41.13. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности/Под ред. П. А. Каткова и В. И. Франгуляна. М.: Энергия, 1980. 362 с.

41.14. Тиходеев Н. Н. Передача электроэнергии/Под ред. В. И. Попкова. 2-е изд. Л.: Энергоатомиздат, 1984. 248 с.

41.15. Вешников В. А., Зуев Э. Н. Криогенные кабельные линии/Сверхпроводимость и ее примене-

ния. (Итоги науки и техники). Сер. Электротехнические материалы, электрические конденсаторы, провода и кабели. Т. 9. М.: ВИНТИ АН СССР, 1977. С. 71–152.

41.16. Умди Б. Кабельные линии высокого напряжения: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1983. 232 с.

41.17. Архаров А. М., Марфенина И. В., Микулин Е. И. Теория и расчет криогенных систем: Учебник для вузов. М.: Машиностроение, 1978. 415 с.

41.18. СТ СЭВ 585-77. Кабельные изделия. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1979.

41.19. Глебов И. А., Лаврик Ч., Шахтарин В. Н. Электрофизические проблемы использования сверхпроводимости. Л.: Наука, 1980. 256 с.

41.20. Богнер Г. Передача электрической энергии по сверхпроводящим кабелям/Сверхпроводящие машины и устройства (пер с англ.). М.: Мир, 1977. С. 422–581.

41.21. Федин В. Т. Электроэнергетические задачи криогенных электропередач. Минск: Наука и техника, 1983. 144 с.

## Раздел 42

# АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

### СОДЕРЖАНИЕ

- |   |   |
|---|---|
| <p>42.1. Автоматическое включение синхронных машин на параллельную работу . . . . . 412</p> <p>Общая характеристика условий и способов включения (412). Точная автоматическая синхронизация (414). Автоматизация включения по способу самосинхронизации (418)</p> <p>42.2. Автоматическое регулирование возбуждения, напряжения и реактивной мощности . . . . . 419</p> <p>Основные сведения (419). Устройства гашения поля синхронных машин (424). Релейные устройства форсировки и расфорсировки возбуждения (425). Компанудирование и электромагнитный корректор напряжения (426). Автоматическое регулирование возбуждения генераторов с бесщеточной системой возбуждения (433). Регуляторы сильного действия (435). Цифровые регуляторы возбуждения сильного действия (436). Микропроцессорные регуляторы (438). Особенности АРВ синхронных компенсаторов (439). Групповое управление возбуждением (440). АРН и РМ в электрических сетях (441)</p> | <p>42.3. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) в энергосистемах . . . . . 443</p> <p>Общие положения (443). Автоматические регуляторы частоты вращения турбин (444). Регулирование частоты в автономной ЭЭС (446). Регулирование частоты и активной мощности в ЭЭС, входящих в ОЭС и ЕЭС (447). Устройство АРЧМ для гидроэлектростанций (447). Станционная часть АРЧМ (447). Агрегатная часть (448). Устройство АРЧМ для тепловой электростанции, работающей на органическом топливе (448). Общестанционная часть АРЧМ (449). Блочная часть АРЧМ (449). Регулирование частоты и активной мощности в ЭЭС, ОЭС и ЕЭС (450). Экономические критерии распределения нагрузок между агрегатами электростанций и электростанциями (451)</p> <p>42.4. Противоаварийная автоматика . . . . . 453</p> <p>Назначение и виды автоматик (453). Требования, предъявляемые к противоаварийной автоматике (458). Принципы действия и способы выполнения</p> |
|---|---|

- устройств и систем противоаварийной автоматики (459). Автоматика, предотвращающая нарушение устойчивости (461). Автоматика, ликвидирующая асинхронный режим (464). Автоматика ограничения повышения частоты и напряжения (465). Автоматика, ограничивающая аварийное снижение частоты (465). Автоматическое выделение с. н. блочных ТЭС при аварийном снижении частоты (465)
- 42.5. Автоматическая частотная разгрузка электроэнергетических систем . . . . 467  
Основные сведения (467). Расчет и ор-
- ганизация АЧР (470). Принципы выполнения устройств АЧР и ЧАПВ (473).
- 42.6. Автоматическое включение резервного питания и оборудования . . . . . 474  
Основные сведения (474). Примеры схем АВР (478)
- 42.7. Автоматическое повторное включение 480  
Автоматический повторный пуск электродвигателей (486). АПВ линий с двусторонним питанием (486). Примеры устройств АПВ (493). Принципы выполнения АПВ шин (496)
- 42.8. Развитие автоматизации энергосистем 497  
Список литературы . . . . . 497

#### 42.1. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ МАШИН НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

Ниже принято: ТАС – точная автоматическая синхронизация, АСС – автоматическое включение по способу самосинхронизации.

*Назначение.* Выполнение без участия человека операций по включению синхронных машин на параллельную работу при завершении их пуска, а также при воссоединении на параллельную работу посредством трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) частей энергосистемы.

*Технический и экономический эффект автоматизации.* Исключение последствий возможных ошибок человека-оператора. Ограничение испытываемых машинами воздействий расчетными допустимыми значениями, предотвращающими повреждение или преждевременный износ.

Убыстрение включений, уменьшающее потери холостого хода агрегатов при их пуске, а при ТАПВ создающее наиболее благоприятные для машин и энергосистем условия включения.

##### Общая характеристика условий и способов включения

Идеальные условия включения синхронных машин на параллельную работу требуют равенства напряжений и частот машины и системы, а также совпадения фаз напряжений в момент замыкания контактов выключателя. В таких условиях машина не испытывает динамических воздействий со стороны системы. На практике, особенно при ТАПВ

линий с двусторонним питанием (см. § 42.7), допускаются отклонения от идеальных условий, что вызывает толчки тока включения и электромагнитного момента на валу машины. Поэтому операция включения на параллельную работу является ответственной, требующей расчета и соблюдения допустимых условий ее выполнения.

Включение генераторов при их пуске осуществляется способами ТАС или АСС. При ТАС соответствующими устройствами условия включения максимально приближаются к идеальным. После этого с учетом времени включения выключателя автоматически выбирается момент подачи команды на включение с расчетом, чтобы сдвиг фаз напряжений (угловая ошибка синхронизации) в момент замыкания выключателя не превосходил расчетного значения.

В настоящее время ТАС является нормальным способом включения на всех электростанциях.

При включении по способу АСС генератор разворачивается до разности частот 1–1,5 Гц и включается невозбужденным, вслед за чем автоматически подается возбуждение и нарастающим синхронизирующим моментом после нескольких циклов асинхронного хода генератор втягивается в синхронизм.

Недостатки этого способа – большой ток включения, понижение напряжения в точке включения генератора, вибрация последнего при втягивании в синхронизм и перегрузка контактов выключателя током включения.

Достоинства АСС – быстрота выполнения операции и простота ее автоматизации.

В настоящее время АСС используется практически только для ускоренного пуска

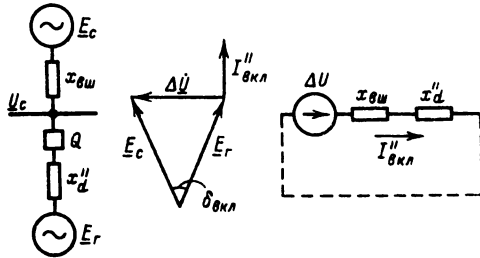


Рис. 42.1. Векторная диаграмма и схема замещения для включения возбужденного генератора с углом  $\delta_{вкл}$

резервных гидрогенераторов при понижениях частоты.

Синхронные двигатели и компенсаторы самосинхронизируются с системой в последней стадии их асинхронного пуска после автоматической подачи им возбуждения.

*Динамические воздействия при включении на параллельную работу и критерии их допустимости.* На рис. 42.1 приведены схемы (принципиальная и замещения) и векторная диаграмма для случая включения генератора с углом  $\delta_{вкл}$  при равенстве ЭДС генератора и системы  $E_G = E_q'' = E_C = E$ .

В момент включения в цепи генератор – система возникает напряжение

$$\Delta U = 2E \sin(\delta_{вкл}/2),$$

вызывающее толчок тока включения.

Начальное действующее значение периодической составляющей этого тока при допущении, что  $x_q'' = x_d''$ , равно:

$$I''_{вкл} = \frac{2E \sin(\delta_{вкл}/2)}{x_d'' + x_{вщ}},$$

где  $x_d''$  и  $x_{вщ}$  – соответственно сопротивления генератора и системы, приведенные к мощности генератора.

Здесь и далее значения напряжений, токов, моментов, сопротивлений выражены в относительных единицах, а углы – в радианах.

Возникающий электромагнитный момент (в пренебрежении скольжением и затуханием свободных токов статора и ротора) [42.1]

$$m_{вкл} = \frac{E^2 \sin \delta_{вкл}}{x_d'' + x_{вщ}} \left( 1 - \cos \omega t + \text{tg} \frac{\delta_{вкл}}{2} \sin \omega t \right),$$

где  $\omega$  – угловая частота генератора;  $t$  – время с момента замыкания выключателя.

При данном угле включения максимальный электромагнитный момент, наступающий при  $\omega t = \pi - \delta_{вкл}/2$ , равен:

$$M_{max} = \frac{E^2}{x_d'' + x_{вщ}} \left( \sin \delta_{вкл} + 2 \sin \frac{\delta_{вкл}}{2} \right).$$

Наибольшее значение максимального момента имеет место при включении с углом  $\delta_{вкл} = \pm 120^\circ$  для турбогенератора и  $\pm 135^\circ$  для гидрогенераторов.

Допустимость включения с данными углом и суммарным сопротивлением  $x_d'' + x_{вщ}$  проверяется сопоставлением значений тока включения и электромагнитного момента на валу с максимальными значениями этих величин при трехфазном КЗ на выводах генератора при ЭДС  $E_q'' = 1,05$ .

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах генератора

$$I''_к = 1,05/x_d''.$$

Максимальное значение момента на валу при КЗ наступает в первом полупериоде после возникновения КЗ, когда  $\omega t = \pi/2$ , и равно:

$$M_{кmax} = (1,05)^2/x_d''.$$

Соответственно условия допустимости включения

$$I''_{мд} = I''_к/k_I = 1,05/(x_d''k_I);$$

$$M_{мд} = M_{кmax}/k_M = (1,05)^2/(x_d''k_M),$$

где индекс «мд» соответствует максимально допустимым значениям, а  $k_I, k_M$  – коэффициенты запаса по току и моменту больше единицы.

При данном значении  $k_M$  значение  $k_I$  всегда оказывается больше, и воздействие электромагнитного момента – определяющее.

Большее значение  $k_M$  следует принимать для нормальных (частых) и меньшее – для аварийных (редких) включений.

*Включение по способу самосинхронизации* в первый момент эквивалентно КЗ за сопротивлением, равным  $x_d''$ .

В худшем случае

$$I''_{вкл} = \frac{E_C}{x_d'' + x_{вщ}} < I''_к,$$

а минимальное остаточное напряжение в точке включения

$$U_{ост} = E_C \frac{x_d''}{x_d'' + x_{вщ}}.$$

При неучете затухания аperiodических токов и скольжения максимальный электромагнитный момент равен [42.2]:

$$M_{max} = \frac{2E^2}{x_d'' + x_{вщ}} \left( 1 - \frac{x_d'' + x_{вщ}}{x_q'' + x_{вщ}} \right) \approx \approx 2M_{кmax} \frac{x_d''}{x_d'' + x_{вщ}} \left( 1 - \frac{x_d'' + x_{вщ}}{x_q'' + x_{вщ}} \right)$$

и имеет место при включении с углами

$\delta_{вкл} = \pi(2n - 1 + 4s)/4$ , где  $n$  – целое число и  $s$  – скольжение.

Этот момент меньше момента при КЗ, поскольку всегда

$$\frac{x_d''}{x_d'' + x_{вщ}} \left( 1 - \frac{x_d'' + x_{вщ}}{x_q'' + x_{вщ}} \right) < 0,5.$$

Расчетно-экспериментальный критерий допустимости самосинхронизации как нормальной операции

$$I'_{вкл} = \frac{1,05}{x_d'' + x_{вщ}} \leq 3,5.$$

**Точная автоматическая синхронизация**

*Основные понятия и определения*

- $\delta$  – разность фаз ЭДС генератора и системы;
- $\delta_{оп}$  – угол опережения, равный разности фаз ЭДС генератора и системы в момент подачи команды на включение выключателя;
- $\omega_s = \omega_{Г} - \omega_{С}$  – угловая частота скольжения, равная разности угловых частот генератора и системы;
- $t_{оп} = \delta_{оп}/\omega_s$  – время опережения момента совпадения фаз ЭДС;
- $t_b$  – суммарное время включения выключателя и срабатывания его реле управления;
- $\delta_{рот} = \omega_s t_b$  – угол поворота вектора ЭДС генератора за время от момента подачи команды на включение выключателя до момента замыкания контактов последнего;
- $\delta_{ош} = \delta_{рот} - \delta_{оп}$  – угловая ошибка синхронизации;
- $\delta_{мд}, \omega_{смд}, I''_{мд}, M_{мд}$  – максимально допустимые значения угловой ошибки синхронизации, угловой частоты скольжения, тока включения и электромагнитного момента на валу генератора.

Расчет ТАС заключается в определении  $\delta_{мд}$  и  $\omega_{смд}$  при  $E_{Г} = E_{q}'' = E_{С} = 1$ . Угол  $\delta_{мд}$  всегда мал, и  $\sin \delta_{мд} \approx \delta_{мд}$ . Тогда (см. «Динамические воздействия...»)

$$I''_{мд} = \delta_{мд}/(x_d'' + x_{вщ}) = M_{мд}/2 = 0,55/(x_d'' k_M).$$

На рис. 42.2 по этому выражению построены графики  $I''_{мд} = f(x_d'')$  для разных значений  $k_M$ . Штриховка – ограничение  $I''_{мд}$  по допустимой нагрузке контактов выключателя.

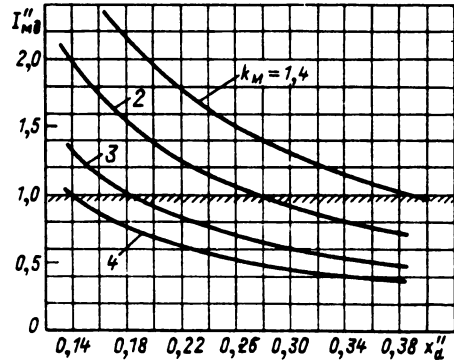


Рис. 42.2. Максимально допустимый ток включения в функции сверхпереходного сопротивления генератора при разных коэффициентах запаса по электромагнитному моменту  $k_M$  в относительных единицах

При одинаковом значении  $I''_{мд}$  значение  $k_M$  для генераторов средней мощности (небольшие  $x_d''$ ) больше, чем для мощных генераторов (большие  $x_d''$ ). До настоящего времени в литературе рекомендовалось для любых генераторов принимать  $I''_{мд} = 1$ . Однако при этом, например, для  $x_d'' = 0,39$  получается значение  $k_M = 1,4$ , близкое к значению 1,25, принимаемому для ТАПВ линий в аварийных ситуациях [42.1]. Для нормальных включений такой запас следует считать недостаточным. Увеличение  $k_M$  требует уменьшения  $I''_{мд}$  и  $\omega_{смд}$ , что связано с нежелательной затяжкой процесса синхронизации. Можно рекомендовать для генераторов с  $x_d'' > 0,275$  принимать  $k_M = 2$ , которому соответствуют значения  $I''_{мд} < 1$ , а для генераторов с  $x_d'' \leq 0,275$  – значение  $I''_{мд} = 1$ .

Соответственно этому в табл. 42.1 даны расчетные выражения для  $\delta_{мд}$ .

Синхронизация с постоянным углом опережения (СПУ) и с постоянным временем опережения (СПВ). Для исключения угловой ошибки синхронизации команда на включение должна подаваться при выполнении условия

$$\delta + \delta_{оп} = 2\pi.$$

При СПУ  $\delta_{оп} = \text{const}$ , и включение с нулевой ошибкой возможно только при сколь-

Т а б л и ц а 42.1. Определение расчетного значения  $\delta_{мд}$

Параметр	Значение при	
	$x_d'' \leq 0,275$	$x_d'' > 0,275$
$I''_{мд}$	1,0	$0,275/x_d''$
$\delta_{мд} = I''_{мд}(x_d'' + x_{вщ})$	$x_d'' + x_{вщ}$	$0,275(x_d'' + x_{вщ})/x_d''$

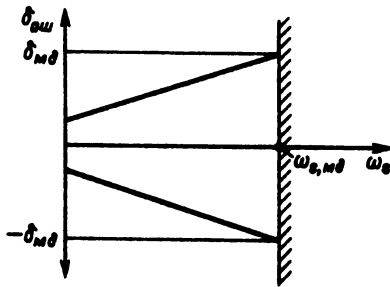


Рис. 42.3. Угловые ошибки синхронизации с постоянным временем опережения

включение должно происходить без угловой ошибки при любых значениях  $\omega_s$ . В действительности, за счет разброса  $\Delta t_B$  (времени включения и погрешностей устройства ТАС в угле  $\Delta \delta_C$  и во времени опережения  $\Delta t_C$  возникает угловая погрешность, которая при совпадении знаков  $\Delta t_B$ ,  $\Delta t_C$  и  $\Delta \delta_C$  равна (рис. 42.3):

$$\delta_{оп} = \Delta \delta_C + \omega_s (\Delta t_B + \Delta t_C).$$

Соответственно максимально допустимая угловая частота скольжения

$$\omega_{с,мд} = \frac{\delta_{мд} - \Delta \delta_C}{t_B (\Delta t_{B*} + \Delta t_{C*})}.$$

При наличии ускорения под  $\omega_{с,мд}$  следует понимать расчетное максимально допустимое скольжение в момент включения.

Принципы построения устройств ТАС. УТАС (рис. 42.4) содержит следующие основные узлы: 1 — узел опережения, выбирающий момент подачи команды на включение; 2 — узел контроля скольжения, запрещающий действие на включение при  $\omega_s > \omega_{с,мд}$ ; 3 — узел контроля разности синхронизируемых напряжений; 4 — уравниватель частот, действующий на снижение значения  $\omega_s$ ; 5 — логическую схему.

Уравнивание напряжения генератора с напряжением системы осуществляет устройство автоматического регулирования возбуждения генератора (УАРВ). Уставка УАРВ отклоняется от номинального напряжения незначительно (до  $\pm 10\%$ ), и специальный уравниватель напряжения в случае пропорциональных УАРВ не предусматривается. В случае АРВ сильного действия (см. § 42.2) предусматривается блок подгонки уставки регулятора по напряжению (ПУН), подгоняющий значение уставки УАРВ к значению напряжения системы и запрещающий включение тогда, когда разность этих значений больше 1–2%.

В ранее применяемых синхронизаторах для автоматического выбора угла опережения и оценки значения  $\omega_s$  использовалась огibaющая биений синхронизируемых напряжений, выражение для которой при  $E_T = E_C = E$  и  $\omega_s = \text{const}$  имеет вид

$$U_s = 2E_m \sin(\omega_s t/2).$$

Для получения при СПВ  $t_{оп} = \text{const}$  через напряжение биений последнее выпрямляется, сглаживается, и используется его практически линейная часть в диапазоне углов  $0 \leq \delta \leq 50^\circ$ .

Конструкция этих синхронизаторов предполагает  $\omega_s = \text{const}$  в интервале времени  $t_B$ . Поэтому основное уравнение узла опере-

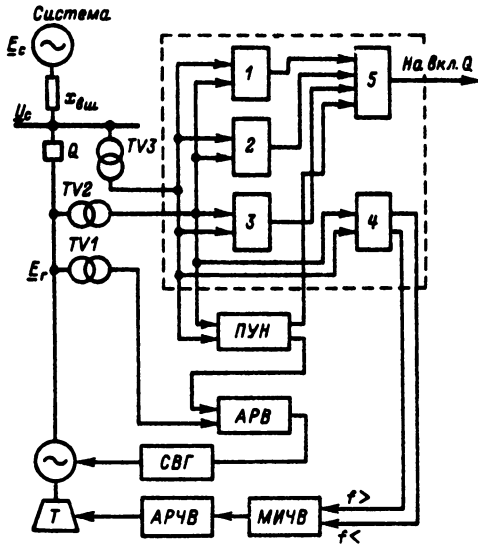


Рис. 42.4. Функциональная схема УТАС: 1–5 — узлы синхронизации; АРВ, СВГ — регулятор и система возбуждения генератора; ПУН — устройство подгонки уставки АРВ; АРЧВ, МИЧВ — регуляторы частоты вращения

жения  $\omega_{ст,в} = \delta_{оп}/t_B$ , называемом скольжением точного включения.

Угол опережения выбирается равным  $\delta_{мд}$ , а  $\omega_{с,мд} = 2\omega_{ст,в}$ . В настоящее время СПУ применяется только в устройствах АПВ линий с двусторонним питанием (см. § 42.7).

При СПВ угол опережения вычисляется по выражению

$$\delta_{оп} = \frac{d\delta}{dt} t_B + \frac{d^2\delta}{dt^2} \frac{t_B^2}{2} + \dots + \frac{d^n\delta}{dt^n} \frac{t_B^n}{n}.$$

Для практических целей достаточно иметь первую (скольжение) и вторую (ускорение) производные угла. При СПВ теоретически



жения имеет вид

$$U_s + (dU_s/dt)t_b = 0.$$

Прохождение этой суммы через нуль фиксируется нуль-индикатором, который выдает сигнал в логическую схему при выборе требуемого угла опережения  $\delta_{оп} = \omega_s t_b$ . Контроль скольжения в ранее выпускавшемся синхронизаторе АСТ-4 осуществляется сопоставлением очередности срабатывания минимального реле напряжения с уставкой  $2E \sin \delta_{оп,мд} / 2$  (где  $\delta_{оп,мд} = \omega_{с,мд} t_b$  — максимально допустимый угол опережения) и действия нуль-индикатора при угле  $\delta_{оп}$ .

Включение разрешается при опережающем срабатывании реле напряжения. Действие синхронизатора типа УБАС, построенного на унифицированных элементах серии «Логика Т», разрешается в диапазоне разности частот 0,1–0,2 Гц с использованием для этого двух реле времени.

При  $E_T \neq E_C$  форма огибающей биений искажается, особенно сильно в рабочей области углов, и возникают заметные погрешности в  $t_{оп}$ , что заставляет запрещать действие

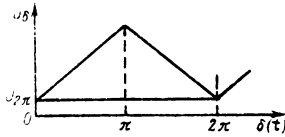


Рис. 42.5. Выходное напряжение измерительного преобразователя синхронизатора СА-1 при  $\omega_s = \text{const}$

синхронизаторов при неравенстве напряжений, большем 10–12%. Кроме того, возникают отказы в действии при малых скольжениях, когда условия включения наиболее благоприятны. Неучет ускорения агрегата в выборе угла опережения вызывает дополнительную угловую ошибку. Эти недостатки заставляют считать способ получения  $t_{оп} = \text{const}$  через напряжение биений устаревшим. Релейно-контактный уравниватель частот (УЧ), входящий в комплект синхронизаторов АСТ-4 и УБАС, использует два реле напряжения, включаемых на два сдвинутых относительно друг друга на 60° напряжения биений и дающих при срабатывании команды «убавить» или «прибавить» частоту генератора. За период скольжения формируется один командный импульс с регулируемой длительностью порядка десятых долей секунды [42.2, 42.4]. Этот УЧ стремится свести скольжение к нулю, что является недостатком, поскольку при очень малых скольжениях СПВ плохо функционирует.

Разработанный в МЭИ новый бесконтактный синхронизатор СА-1 [42.4], не использующий напряжение биений, содержит измерительный преобразователь (фазометр), выходное напряжение которого  $U_s$  линейно зависит от угла  $\delta$  (рис. 42.5).

Разность напряжений до 30% не влияет на значение  $U_s$ . Структурная схема СА-1 показана на рис. 42.6. Напряжение  $U_s$  дважды дифференцируется. По первой производной  $U_s$  определяется значение  $\omega_s$ , и по второй — ускорение вращения генератора. Выбираемый угол опережения

$$\delta_{оп} = \omega_s t_b + \frac{d\omega_s}{dt} \frac{t_b^2}{2}$$

(в предположении постоянства ускорения в интервале времени  $t_b$ ). Команда на включение в виде импульса формируется компаратором 5 в момент выполнения условия

$$U_s + \frac{dU_s}{dt} t_b + \frac{d^2U_s}{dt^2} \frac{t_b^2}{2} = U_{2\pi},$$

где  $U_{2\pi}$  соответствует углу  $2\pi$ , т. е. синфазности входных напряжений.

Импульсный выход предотвращает возможность срабатывания синхронизатора с углом опережения меньше требуемого в том случае, если разность входных напряжений в момент синхронизации лежит вблизи уставки блока запрета по разности этих напряжений, а также увеличивает функциональную надежность синхронизатора, позволяя контролировать скольжение при некоторых неисправностях логической схемы.

Действие синхронизатора разрешается при

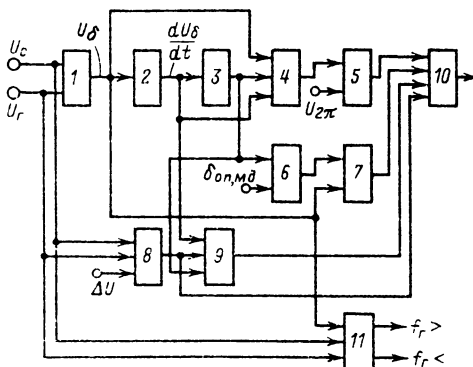


Рис. 42.6. Функциональная схема синхронизатора СА-1:

1 — измерительный преобразователь; 2, 3 — дифференцирующие усилители; 4, 6 — сумматоры; 5, 7 — компараторы; 8 — блок запрета по разности напряжений, 9 — узел блокировки; 10 — логический узел; 11 — уравниватель частот

Таблица 42.2. Технические характеристики синхронизаторов

Параметр	АСТ-4	УБАС	СА-1
Входное напряжение, В	100	100	100
Частота, Гц	$50 \pm 5$	$50 \pm 2$	$50 \pm 5$
Предельная разность частот, Гц	0,25	0,2	1,0
Предельный угол опережения, град	50	50	120
Время опережения, с	0,15–1,0	0,15–1,0	0,1–1,0
Предельная разность входных напряжений, В	10–12	11	20
Диапазон рабочих температур, °С	10–35	10–40	0–40
Максимальная угловая ошибка в рабочем диапазоне температур, град	4	5	4

углах опережения  $\delta_{оп,мд} > \delta_{оп} > 0$ , где  $\delta_{оп,мд}$  – максимально допустимый угол опережения, определяемый синхронизатором с учетом ускорения.

В синхронизаторе СА-1 контролируется скольжение в момент замыкания контактов выключателя, которое отличается от скольжения в момент срабатывания синхронизатора на  $t_{вд}\omega_z/dt$ . Поэтому в расчетное значение  $\delta_{оп,мд}$  равно  $\omega_{з,мд}t_{вд}$ , где  $\omega_{з,мд}$  выбирается согласно табл. 42.1, автоматически вводится поправка  $(d\omega_z/dt)(t_{вд}^2/2)$ . Кроме того, введено дополнительное ограничение по предельно возможному углу опережения, равному  $120^\circ$ , и скольжению в 1 Гц, допускаемым конструкцией синхронизатора.

В отличие от синхронизаторов АСТ-4 и УБАС уравниватель частот 11 подгоняет разность частот не к нулю, а к принимаемому минимальному значению с небольшой зоной нечувствительности.

Блок запрета действия СА-1 по разности напряжений 8 имеет регулируемую уставку (от 1 до 15%), выбираемую по конкретным условиям.

Алгоритм функционирования бесконтактной логической схемы 10 аналогичен таковому синхронизатора АСТ-4. Для надежности схема состоит из двух параллельных идентичных каналов, работающих на последовательно включенные транзисторы с нагрузкой в виде электромагнитного реле.

Одной из особенностей синхронизатора СА-1 является наличие в нем узла 9 блокировки от неправильных действий при подаче (или снятии) синхронизируемых напряжений, а также (не показанного на схеме) блока сигнализации о неисправности логической схемы.

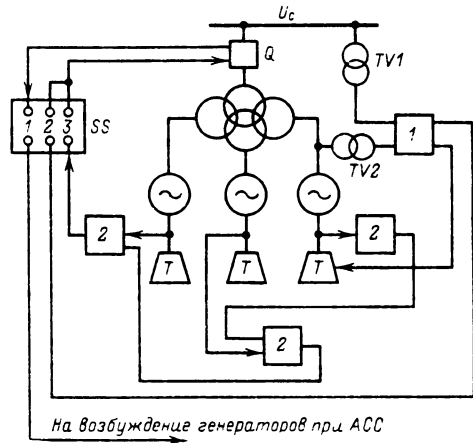


Рис 42.7. Структурная схема синхронизации жесткого укрупненного блока ГЭС:

1 – устройство ГАС; 2 – реле частоты вращения агрегатов; SS – переключатель режима синхронизации

Операция	Контакты		
	1	2	3
АСС	–	–	×
ТАС	×	×	–

Сравнительные данные синхронизаторов приведены в табл. 42.2.

**Устойчивость ТАС.** В момент включения синхронизируемый агрегат обладает кинетической энергией относительного движения, расходуемой после включения на работу электромагнитного момента и на потери в процессе качаний ротора. Требуемое сохранение синхронной динамической устойчивости после включения можно проверить по правилу площадей [42.3]. При синхронизации ненагруженного генератора механическая мощность  $P$ , первичного двигателя (турбины) близка к нулю, допустимый угол вылета ротора близок к  $180^\circ$ , площадка торможения велика и при небольшой ограничиваемой условием  $\delta_{оп} \leq \delta_{мд}$  частоте скольжения устойчивость, как правило, обеспечивается с большим запасом. Расчеты показывают, что при скольжении 2% угол вылета ротора в худшем случае не превышает  $70^\circ$ , а при скольжении 1% –  $45^\circ$ .

При синхронизации нагруженных генераторов исходная схема замещения преобразуется по известным правилам [42.3], при этом  $\delta_{вкл} = \delta_{мд} + \varphi$ , где  $\varphi$  – угол сдвига ЭДС эквивалентного генератора и напряжения на его выводах. Неустойчивость может возникнуть, если внешнее сопротивление велико. В этом случае необходимо соответственно снизить  $\omega_{з,мд}$ .

Включение на параллельную работу укрупненных «жестких» блоков ГЭС без генераторных выключателей (рис. 42.7). Блок включается в электрическую систему как одно целое по способу АСС в аварийных ситуациях и по способу ТАС в нормальных условиях. В первом случае команда на включение выключателя блока подается от соединенных последовательно контактов реле частоты вращения генераторов блока 2 с уставкой 95%, а на возбуждение всех генераторов — от замыкающего вспомогательного контакта выключателя Q.

В случае ТАС генераторы предварительно самосинхронизируются друг с другом путем подачи им возбуждения от реле частоты вращения, после чего УТАС (1) включает выключатель блока.

#### Автоматизация включения по способу самосинхронизации

Критерий допустимости — см. выше «Динамические воздействия...».

Гидрогенератор разворачивается невозбужденным. При подходе к скольжению 1–1,5 Гц срабатывает входящее в схему автоматического управления гидрогенератором реле разности частот ИРЧ-01А, дающее команду на включение выключателя. Это реле имеет две обмотки. Низкоомная обмотка включается на напряжение остаточного намагничивания генератора (0,5–1,5 В), и высокоомная — на напряжение электрической системы [42.2].

В периоде скольжения 1 раз меняется знак вращающего момента на якоре реле, и реле выбирует, не замыкая контакта, пока разность частот не снизится до значения уставки реле. Возможное использование вместо реле разности частот реле частоты вращения гидроагрегата менее желательно. После включения выключателя от его вспомогательного контакта генератору автоматически подается возбуждение, и происходит втягивание в синхронизм. После включения в обмотке ротора генератора наводятся ЭДС частоты скольжения, опасная для изоляции этой обмотки. Поэтому перед включением и до подачи возбуждения она должна быть замкнута на гасительное сопротивление или на якорь возбuditеля (см. § 42.2). После включения и до подачи возбуждения на вал генератора действуют моменты избыточный механический турбины, асинхронный и явнополюсности. Асинхронный момент действует всегда в сторону уменьшения скольжения и способствует втягиванию генератора в синхронизм. Избыточный механический момент в зависи-

мости от его знака может либо способствовать, либо препятствовать втягиванию в синхронизм. Желательно, чтобы он был минимален. Знак момента явнополюсности меняется с двойной частотой скольжения, момент невелик в сравнении с асинхронным, и при больших скольжениях его эффект практически незаметен. При малых скольжениях и небольшом механическом моменте он может втянуть в синхронизм. Однако при этом (поскольку до подачи возбуждения полюсы ротора магнитно нейтральны) полярность полюсов ротора с вероятностью 50% может оказаться неправильной и после подачи возбуждения ротор будет вытолкнут на одно полюсное деление, что создаст дополнительное динамическое воздействие на машину. Во избежание этого возбуждение подается немедленно после включения. Возрастающий с постоянной времени обмотки ротора при замкнутом статоре ток возбуждения создает синхронный момент, который в процессе асинхронного режима раскачивает ротор, и при достижении последним в процессе этих качаний синхронной частоты вращения машина закрепляется в синхронном режиме. Пропорциональный регулятор возбуждения при подаче возбуждения включен, а регулятор сильного действия и релейная форсировка возбуждения (см. § 42.2) вводятся с задержкой на 1–2 с. Обычное время втягивания в синхронизм составляет 1,5–2 с. Если вслед за включением релейная защита отключает генератор, повторное срабатывание реле ИРЧ-01А запрещается схемой автоматического управления гидроагрегатом.

Синхронные компенсаторы (СК) самосинхронизируются в процессе их асинхронного пуска. Если понижение напряжения в точке включения вызывает недопустимое по нормам понижение напряжения у потребителей, то используется включение СК через реактор, автоматически шунтируемый в конечной стадии пуска. После спада тока включения до заданного значения минимальное реле тока в цепи статора подает команду на подачу возбуждения (как в случае включения генераторов) и, обычно одновременно, на шунтирование реактора. Отсутствие на валу СК механического момента облегчает и ускоряет втягивание их в синхронизм. Пример схемы — см. [42.6].

Синхронные двигатели (СД) самосинхронизируются в процессе асинхронного пуска с нагрузкой или без нее. По современным тенденциям пуск СД по простоте операций следует приближать к пуску асинхронного двигателя. Поэтому вместо сложных схем подачи возбуждения рекомендуется простейшая схема с минимальным реле тока в цепи

статора, как и в случае СК. Если при пуске нагрузка на валу СД не превышает 40% номинальной, то по опытным данным система возбуждения СД может быть присоединена к ротору жестко. СД рассчитаны на непосредственное включение в электрическую сеть. При необходимости, как и в случае СК, используется реактор, но с той разницей, что при большой пусковой нагрузке может требоваться сначала шунтирование реактора (для уменьшения скольжения), а затем подача возбуждения.

### 42.2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ, НАПЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

#### Основные сведения

*Сокращенные обозначения:* ЭС – электрическая станция; ЭЭС – электроэнергетическая система; АРН – автоматическое регулирование напряжения; АРВ – автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин; АРН и РМ – автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности; ТК и УФК – соответственно токовое и управляемое фазовое компаундирование; РФ и РРФ – релейная форсировка и расфорсировка возбуждения; РСД – регулятор сильного действия; ГУВ – групповое управление возбуждением генераторов; РПН – регулирование под нагрузкой; У – устройство; АРКТ – автоматическое регулирование коэффициента трансформации трансформаторов, снабженных УРПН; ИРМ – статические источники реактивной мощности;

ПС – подстанция; ТГ – турбогенератор; ГГ – гидрогенератор; СК – синхронный компенсатор.

*Назначение АРН и РМ.* Напряжение в ЭЭС является многомерным параметром, т. е. различно по абсолютному значению и фазе в каждом из узлов ЭЭС. Это обусловлено передачей активной и реактивной мощности. Напряжение  $\underline{U}_1$  в начале линии электропередачи ВЛ1 (рис. 42.8) от гидро- или тепловой электростанции ЭС отличается от напряжения  $\underline{U}_2$  на шинах ЭЭС на  $\Delta U$ , определяемое активной  $P_{л1}$  и реактивной  $Q_{л1}$  мощностями (при допущении  $r_{л1} = 0$ ) [42.7]:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_2 + \Delta U = \underline{U}_2 + jx_{л1}(\underline{I}_{л,a} + \underline{I}_{л,p}) = \\ &= U_2 + Q_{л1}x_{л1}/U_2 + jP_{л1}x_{л1}/U_2. \end{aligned}$$

Различие напряжений по абсолютному значению определяется в основном передаваемой реактивной мощностью  $Q_{л1}$ , а по фазе – активной мощностью  $P_{л1} \approx (U_1 U_2 \sin \delta_{1,2})/x_{л1}$ .

Наибольшая возможная (предельная) мощность  $P_{л,пр} = U_1 U_2 / x_{л1}$  передается по электропередаче при  $\delta_{1,2,пр} = 90^\circ$  (при неизменных значениях напряжений  $U_1$  и  $U_2$ ).

При значительных снижениях напряжения при КЗ в ЭЭС сохранение синхронной работы электростанций зависит от скорости восстановления напряжения в процессе и после отключения КЗ. При возникновении асинхронного режима успешность и время восстановления синхронной работы электростанций и частей ЭЭС зависят от скорости восстановления и уровней напряжения. Поэтому АРН и РМ играют существенную роль в обеспечении статической, синхронной динамической и результирующей устойчивости ЭЭС.

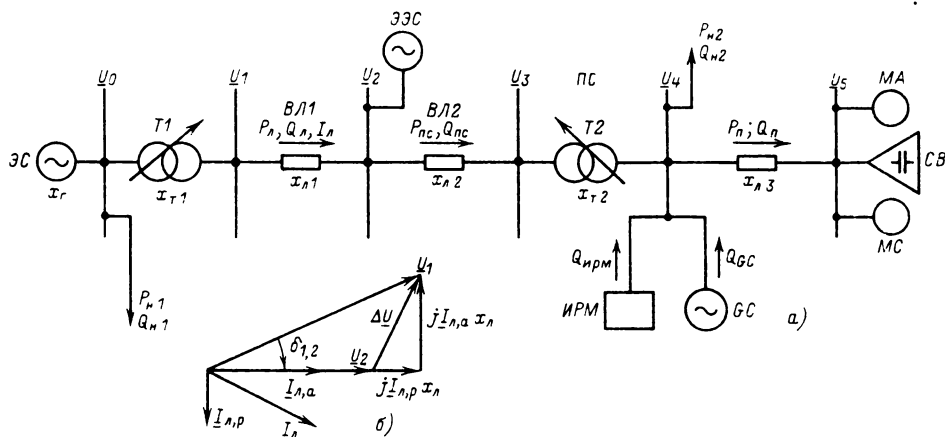


Рис 42.8 Схема ЭЭС (а) и векторная диаграмма напряжений и токов (б)

Требования стандарта по качеству напряжения (см. разд. 34) могут быть удовлетворены только при автоматическом регулировании напряжения.

Таким образом, основными задачами АРН и РМ являются:

- 1) обеспечение требуемого качества напряжения на выводах токоприемников;
- 2) поддержание заданных уровней напряжения в контрольных точках (узлах) ЭЭС и обеспечение тем самым рационального распределения потоков реактивной мощности в процессе передачи электроэнергии от ЭС к потребителям;
- 3) повышение статической устойчивости электропередач в нормальных режимах работы ЭЭС;
- 4) повышение и обеспечение синхронной динамической и результирующей устойчивости ЭЭС в аварийных и послеаварийных режимах.

Указанные задачи решаются децентрализованно с помощью АРВ синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей (включая устройства ГУВ и форсировки возбуждения), автоматического регулирования реактивной мощности ИРМ и конденсаторных батарей, АРКТ трансформаторов с УРПН.

На рис. 42.8 АРВ синхронных генераторов электростанции ЭС и АРКТ трансформатора  $T1$  определяют напряжение  $U_1$  в начале линии электропередачи ВЛ1 и ее реактивную мощность  $Q_{л}$ , необходимые для передачи активной мощности  $P_{л}$  электростанции ЭС в ЭЭС.

При заданных напряжении  $U_2$  и активной мощности  $P_{пс}$  напряжение  $U_4$  на шинах низшего напряжения ПС и реактивная мощность  $Q_{пс}$  определяются АРКТ трансформатора  $T2$  и реактивной мощностью  $Q_{ГС}$  синхронного компенсатора или  $Q_{ИРМ}$  управляемого ИРМ. Таким образом, на ЭС, связанных с ЭЭС и с распределительными сетями, или на ЭС с шинами генераторного напряжения (ТЭЦ) и на ПС с регулируемыми источниками реактивной мощности (ГС, ИРМ) требуются трансформаторы с РПН ( $T1$  и  $T2$ ), т. е. два регулирующих устройства для регулирования двух параметров:

- 1) напряжения на шинах ( $U_0$  или  $U_4$ ), к которым присоединены распределительные сети;
- 2) реактивной мощности  $Q_{л}$ , передаваемой в сеть высшего напряжения, или  $Q_{пс}$ , потребляемой из нее.

Кроме того, для обеспечения требуемых значений напряжения  $U_5$  у потребителя, на выводах синхронных (МС) и асинхронных (МА) электродвигателей, при случайно изменяющихся

с потребляемых активной  $P_{п}$  и реактивной  $Q_{п}$  мощностях в общем случае необходимо АРВ синхронных электродвигателей МС и управление реактивной мощностью конденсаторных батарей СВ.

В качестве контрольных точек выбираются шины генераторного напряжения ЭС, от которых питается местная нагрузка, и шины вторичного напряжения ПС, т. е. пункты питания распределительных сетей и узлы примыкания сетей потребителей к основным сетям ЭЭС.

Регулированием напряжения в контрольных точках обеспечиваются его требуемое качество, экономичные режимы электрической сети и оптимальное использование источников реактивной мощности.

Синхронные машины, управляемые источниками реактивной мощности, трансформаторы с РПН и линейные регулировочные трансформаторы являются регулируемыми объектами автоматических систем АРН и РМ. Регулируемый объект содержит устройство, воспринимающее регулирующее воздействие автоматического регулятора. При АРВ синхронных машин регулирующее воздействие воспринимает система возбуждения синхронного генератора, компенсатора или электродвигателя, при АРКТ – устройство РПН и при автоматическом регулировании мощности ИРМ – устройство (схема) управления индуктивным или емкостным сопротивлением.

*Назначение АРВ.* АРВ является основным средством, выполняющим задачи АРН и РМ. В нормальных режимах АРВ повышает пределы статической устойчивости электропередач. В аварийных и послеаварийных режимах (при больших возмущениях в ЭЭС) АРВ выполняет следующие функции:

- а) является важнейшим средством повышения динамической и результирующей устойчивости параллельной работы ЭС;
- б) повышает устойчивость асинхронной нагрузки и ускоряет ее самозапуск в послеаварийных режимах;
- в) снижает посадки напряжения и тем облегчает и ускоряет втягивание в синхронизм машин при их включении по способу АСС;
- г) предотвращает недопустимые повышения напряжения при разгоне ГГ вследствие сброса их нагрузки;
- д) обеспечивает четкость действия релейной защиты (имеющей выдержку времени) за счет уменьшения затухания токов КЗ.

*Технический и экономический эффект АРВ, АРН и РМ.* Сложность ЭЭС и ответственность их функций делают устройства АРВ, АРН и РМ технически необходимыми. Их стоимость мала в сравнении с обеспечиваемым ими экономическим эффектом.

*Общие положения по АРВ.* Все современные синхронные генераторы, компенсаторы и мощные синхронные двигатели снабжаются УАРВ. УАРВ синхронных машин осуществляют непрерывное регулирование без зоны нечувствительности по входным величинам, что является необходимым условием для обеспечения работы генератора в области искусственной устойчивости. Основными требованиями к УАРВ являются быстродействие и обеспечение необходимого «погодка» возбуждения. По условию быстродействия астатические системы АРВ неприемлемы, вследствие чего используются исключительно статические системы регулирования. УАРВ разделяются на регуляторы пропорционального типа, изменяющие ток возбуждения пропорционально отклонению какой-либо входной величины, и регуляторы сильного действия (РСД), регулирующие воздействие которых определяется не только отклонениями режимных параметров, но и первой и второй производными этих параметров. Поскольку УАРВ выполняет функции АРН, то основной входной величиной этих устройств является отклонение от заданного значения напряжения на выводах генератора (на выходе укрупненного блока или на шинах электростанции при ГУВ). Дополнительно для улучшения качества регулирования, увеличения быстродействия системы АРВ, а также повышения статической и динамической устойчивости параллельной работы ЭЭС вводятся сигналы по возмущающим воздействиям (ток статора, cos φ, взаимный угол, частота), а в необходимых случаях по первой и второй производным напряжения и других входных величин. Выбор типа УАРВ в основном определяется системой возбуждения гене-

ратора, которая в свою очередь зависит от вида (ТГ и ГГ), мощности и условий работы генератора в ЭЭС. Система возбуждения представляет собой комплекс устройств, включающий возбудитель, средства гашения поля, устройства быстродействующей форсировки и расфорсировки возбуждения, а также коммутационную и контрольно-измерительную аппаратуру. Возбудители синхронных генераторов можно разделить на электромеханические (содержащие вращающиеся электрические машины), статические (не содержащие вращающихся электрических машин) и комбинированные. Синхронные машины средней мощности (ГГ до 80 МВт, ТГ до 100 МВт и СК до 50 МВ·А), работающие, как правило, в условиях значительных запасов статической устойчивости, имеют на валу электромашинные коллекторные возбудители постоянного тока (см. рис. 42.11, 42.14) и снабжаются УАРВ пропорционального типа (ТК или УФК с электромагнитным или полупроводниковым корректором напряжения). Капсюльные ГГ снабжаются специальными системами возбуждения типа силового УФК и пропорциональными УАРВ. Развитие энергетики в СССР сопровождается ростом единичных мощностей синхронных машин, что вызывает увеличение плотности тока в обмотках статора и ротора и возрастание мощности возбудителя (табл. 42.3).

Для ТГ с частотой вращения 3000 об/мин наибольшая мощность коллекторного возбудителя в СССР составляет 450 кВт (возбудитель типа ВТ-450-3000), что связано с условиями работы коллектора и щеточного аппарата при высоких значениях окружной скорости. Таким образом, для ТГ свыше 100 МВт

Таблица 42.3. Технические данные систем возбуждения

Тип возбудителя	Номинальный режим			Форсировочный режим (20 с)			Частота вращения, об/мин	Система возбуждения, тип генератора
	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А		
ВТ-450-3000	470	280	1680	1380	480	2880	3000	Электромашинная
ВГТ-450-500	296	280	—	850	560	—	3000	Высокочастотная, ТВФ-120-2
ВГТ-2500-500	1100	435	1680	3650	795	3650	3000	Высокочастотная, ТВВ-165-2
ВГТ-2700-500	1230	370	2220	4150	676	4040	3000	Высокочастотная, ТВВ-200-2
ВГТ-4500-500	1990	523	2400	6300	958	4360	3000	Высокочастотная, ТВВ-320-2
ВГТ-5000-500	2400	540	2970	7950	980	5400	3000	Высокочастотная, ТВВ-500-2
БТВ-300	955	462	2070	360	840	3760	3000	Бесщеточная, ТГВ-200
БТВ-300	1540	460	3370	5100	840	6100	3000	Бесщеточная, ТГВ-300
БТВ-500	2340	485	4820	7740	882	8760	1500	Бесщеточная, ТГВ-500-4
СТВ-12	965	460	2100	3200	840	3800	3000	Тиристорная, независимая, ТГВ-200
СТВ-12А	1550	465	3350	5150	840	6100	3000	Тиристорная, независимая, ТГВ-300
СТВ-12Б	2770	490	5650	9100	888	10 240	3000	Тиристорная, независимая, ТГВ-500

применение возбудителя постоянного тока затруднительно.

Для ГГ, работающих с меньшей, чем у ТГ, частотой вращения, коллекторный возбудитель может быть выполнен на большую мощность. Однако тихоходные генераторы постоянного тока не обладают достаточным быстродействием, в то время как мощность ГГ передается в ЭЭС по линиям большой протяженности. Мощные ГГ, ТГ и СК, работающие в условиях малых запасов статической устойчивости, снабжаются тиристорной (ранее – ионной) системой возбуждения и РСД. По роду источника питания различаются тиристорные независимые системы и системы самовозбуждения в двух вариантах: с последовательными трансформаторами и без них [42.2]. В тиристорных независимых системах источником питания служит трехфазный вспомогательный генератор частотой 50–100 Гц, расположенный на одном валу с главным генератором. Системы самовозбуждения питаются от возбуждаемой машины через трансформаторы (рис. 42.9).

Тиристорные независимые системы и системы самовозбуждения с последовательными трансформаторами обладают высоким быстродействием и при равенстве предельных напряжений возбуждения эквивалентны по своим динамическим характеристикам. При этом наличие только статических элементов обеспечивает более высокую надежность систем самовозбуждения с последовательными трансформаторами, устанавливаемых на ТГ, типов ТГВ-200, ТГВ-300, ТВМ-300 и ГГ соответствующей мощности.

Независимая тиристорная система возбуждения применяется для гидрогенераторов мощностью 115, 225 МВт и выше и для турбогенераторов типов ТГВ-200, ТГВ-300, ТГВ-500, ТГВ-800 (для ТВВ-800-2 – электромашинная тиристорная типа ВТ-6000-2), а в дальнейшем будет опробована и на ТВВ-200.

Для мощных ТГ (от 120 до 500 МВт), работающих со значительным запасом статической устойчивости, могут применяться более дешевые системы возбуждения:

а) высокочастотная с пропорциональным УАРВ (завода «Электросила»), отличающаяся высокой надежностью, применяемая для ТГ серии ТВВ и содержащая трехфазные высокочастотные генераторы индукторного типа с выпрямителями на кремниевых диодах (см. рис. 42.19);

б) с коллекторным возбудителем постоянного тока, выполненным с частотой вращения, меньшей, чем частота вращения генератора, и приводимым во вращение или от вала генератора через редуктор, или от

асинхронного двигателя с повышенным опрокидывающим моментом. Последняя обычно используется как резервная дополнительно к другим, более совершенным системам возбуждения. Применение редуктора снижает надежность агрегата в целом. Токи возбуждения современных синхронных генераторов достигают нескольких тысяч ампер (например, для ТГ мощностью 800 и 1200 МВт номинальные значения токов возбуждения составляют соответственно 8000 и 10000 А), что создает большие трудности в выполнении контактных колец ротора и щеточного аппарата. Поэтому для мощных ТГ разработаны и применяются бесщеточные системы возбуждения с полупроводниковыми управляемыми (диодными) выпрямителями, размещенными на валу генератора и жестко соединенными с обмоткой ротора (см. рис. 42.20).

Применение вращающихся управляемых выпрямителей связано со сложностью передачи к ним управляющих сигналов.

В настоящее время диодные бесщеточные системы возбуждения установлены на СК мощностью 50 и 100 МВ·А и на ТГ мощностью 200, 300 и 500 МВт. Проектируется их установка на ТГ мощностью 1000 и 1200 МВт.

Условия устойчивости таких машин, передающих, как правило, мощность по линиям большой протяженности, требуют установки РСД. Бесщеточные системы с управляемыми выпрямителями, питаемыми от обращенного генератора, постоянная времени которого может быть значительной, по быстродействию уступают тиристорным. Поэтому разрабатываются тиристорные бесщеточные системы, требующие надежной бесконтактной передачи управляющих сигналов на вращающийся тиристорный преобразователь. Мощные синхронные машины с форсированным охлаждением допускают относительно небольшую длительность перегрузки по токам статора и ротора. Поэтому их УАРВ дополняются устройствами автоматической разгрузки с зависимой от кратности перегрузки выдержкой времени. В РСД такие устройства являются их частью, и они ограничивают возбуждение по истечении допустимого времени перегрузки.

Системы возбуждения должны обеспечивать:

а) необходимое быстродействие, т. е. высокую скорость нарастания напряжения  $U_p$  на обмотке ротора в переходном процессе его изменения от номинального до наибольшего возможного (потолочного) значения  $U_{p,ф}$  (при форсировке);

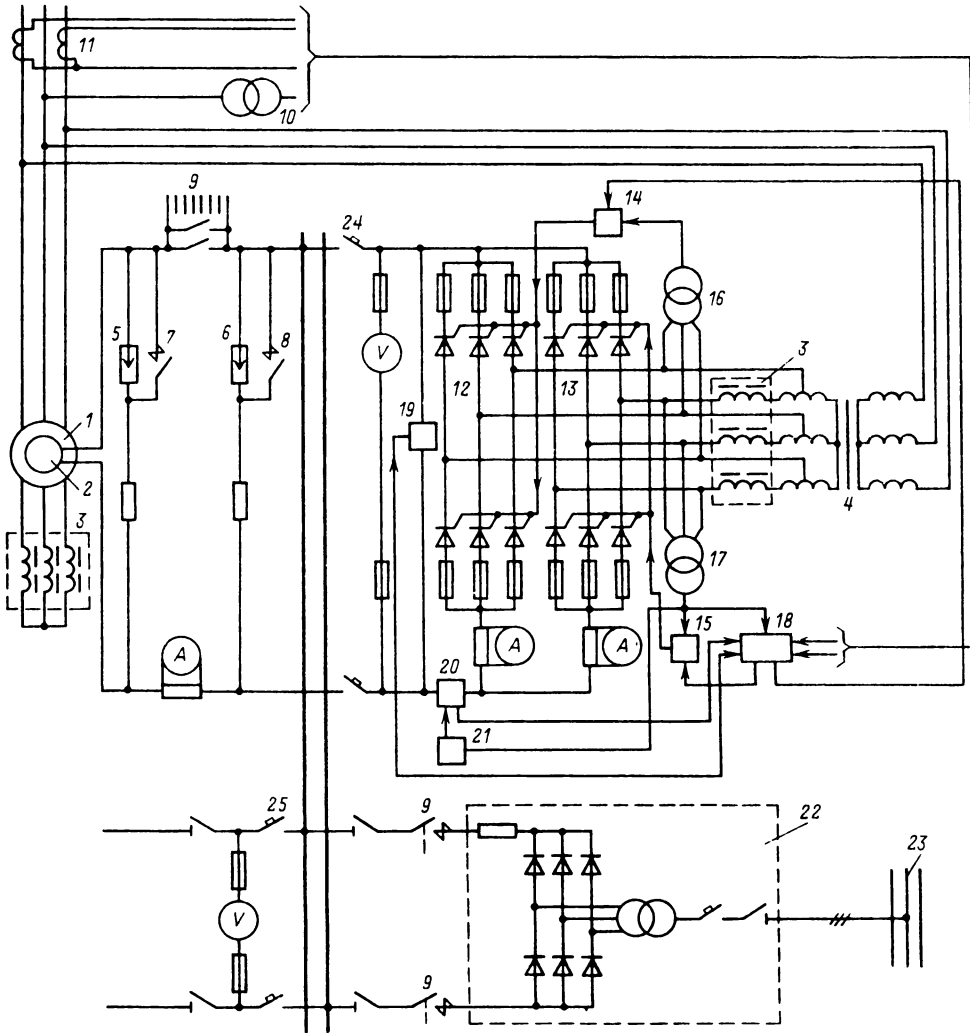


Рис 42.9 Принципиальная схема тиристорной системы самовозбуждения:

1 и 2 – турбогенератор и его ротор с обмоткой возбуждения, 3 – последовательный трансформатор (ПТ), 4 – выпрямительный трансформатор (ВТ), 5 и 6 – разрядники для защиты от перенапряжений ротора и преобразователя, 7 и 8 – контакторы, шунтирующие разрядники при самосинхронизации, 9 – автомат гашения поля (АГП); 10 – трансформатор напряжения, 11 – трансформатор тока, 12 – рабочая группа тиристоров, 13 – форсировочная группа тиристоров; 14 и 15 – системы управления рабочей и форсировочной групп; 16 и 17 – трансформаторы с н. рабочей и форсировочной групп тиристоров, 18 – регулятор возбуждения сильного действия, 19 – делитель напряжения, 20 и 21 – трансформатор постоянного тока и его вспомогательное устройство, 22 – агрегат начального возбуждения после пуска, 23 – шины 380 В с н. блока, 24 и 25 – воздушные автоматические выключатели соответственно рабочего и резервного возбудителей

б) необходимую кратность форсировки возбуждения.

Первое требование обусловлено инерционностью возбудителей. Тиристорные (ионные) возбудители практически безынерционны. Для инерционных возбудителей скорость нарастания напряжения возбуждения при форси-

ровке установлена не менее  $(dU_v/dt)/U_{v,ном} \geq 2$  ед. возб/с.

Кратность форсировки может определяться отношением потолочного напряжения на роторе к номинальному и отношением наибольшего возможного (регламентируемого) тока ротора (тока форсировки)  $I_{р.ф}$  к номи-



нальному  $I_{p,ном}$ . В связи с этим различаются потолки возбуждения по току ротора и напряжению возбудителя. Потолок по току ротора ограничивается значением порядка двукратного от номинального. При больших значениях этого потолка допустимая длительность форсировки возбуждения недостаточна в сравнении с возможной длительностью аварийных и послеаварийных режимов в ЭЭС. Двукратная форсировка тока ротора, как правило, удовлетворяет предъявляемым требованиям.

При электромашинных системах возбуждения кратность потолка напряжения возбуждения обычно соответствует кратности потолка тока ротора. При тиристорных системах возбуждения легко достигается четырехкратный (и более) потолок напряжения возбуждения, что позволяет ускорить нарастание тока ротора до двукратного значения, после чего вступает в действие устройство ограничения форсировки указанным значением.

Скорость нарастания напряжения возбуждения при данной кратности форсировки определяется постоянной времени возбудителя  $T_e$ , значение которой для электромашинных возбудителей постоянного тока  $T_e > 1$  с, для бесщеточной системы возбуждения  $T_e \approx 0,1$  с и для тиристорных систем возбуждения  $T_e \rightarrow 0$ . Поэтому РСД целесообразно использовать при тиристорной и бесщеточной системах возбуждения.

### Устройства гашения поля синхронных машин

При внутреннем повреждении синхронной машины ее магнитное поле должно быть быстро погашено переключением обмотки возбуждения на внешний резистор, в котором рассеивается энергия поля. В начальный момент после переключения ток обмотки возбуждения сохраняет предшествующее значение, а напряжение на ее выводах меняет знак и равно произведению этого тока и сопротивления резистора.

Гашение поля считается законченным, когда ЭДС статора снижается до 500 В (дуга переменного тока в месте повреждения уже не поддерживается). Тогда при средней ЭДС остаточного намагничивания машины порядка 300 В ЭДС, создаваемая током возбуждения, должна иметь в конце гашения примерно 200 В, т. е. 0,5–1,0% номинального значения напряжения.

В случае переключения на резистор с неизменным значением сопротивления (равным 4–5-кратному значению сопротивления обмотки ротора) процесс гашения протекает по

экспоненте (если пренебречь насыщением машины) с постоянной времени

$$T = L / (5 \div 6) R,$$

где  $L$  и  $R$  – индуктивность и сопротивление обмотки.

При переключении на нелинейный резистор, сопротивление которого обратно пропорционально току, процесс протекает практически по линейному закону, что ускоряет гашение. Таким сопротивлением в современных автоматах гашения поля (АГП) обладает дуга, образуемая в деионной решетке автомата (рис. 42.10).

При размыкании главного контакта  $I$  автомата  $ASV$  между пластинами решетки возникают напряжения  $U_k$ , поддерживающие ток в образующихся коротких дугах. Общее напряжение на решетке  $U_k = nU_k$ , где  $n$  – число дуг. Это напряжение остается практически постоянным в течение всего процесса гашения. Резистор  $R1$  уравнивает напряжения на отдельных дугах и препятствует преждевременному обрыву тока  $i$ , что может вызвать перенапряжение на обмотке ротора.

Для дополнительной страховки от перенапряжений при погасении дуги, а также для включения генераторов по способу самосинхронизации при отключенном АГП устройство гашения дополняется контактором самосинхронизации  $KM$ , резистором  $R2$ , реле  $KT$  с замедлением на возврат, перекрывающим время гашения поля, и защитным разрядником  $FV$  (рис. 42.10).

При электромашинных возбудителях постоянного тока и высокочастотных системах возбуждения используется АГП с деионной решеткой и контактор самосинхронизации (см. рис. 42.19).

При независимом тиристорном возбуждении гашение поля осуществляется переводом

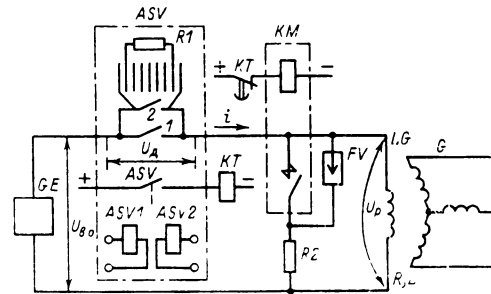


Рис. 42.10. Схема гашения поля автоматом с деионной решеткой:

$I$  – главный контакт,  $2$  – дугогасящий контакт,  $ASV1$ ,  $ASV2$  – обмотки управления автоматом,  $LG$  – обмотка возбуждения,  $GE$  – возбудитель

Таблица 42.4 Характеристики АГП

Автомат	Номинальный ток, А	Схема гашения	Область применения
АГП-3	300	Однополюсная	Турбогенераторы 2,5; 4 и 6 МВт
АГП-6	300 600	Двухполюсная Однополюсная	Турбогенераторы 12 МВт Турбогенераторы и синхронные компенсаторы до 3—4 МВт
АГП-12	600 1200	Двухполюсная Однополюсная	Турбогенераторы 25 МВт Турбогенераторы 50 МВт и гидрогенераторы до 30 МВт
АГП-24	1200 2300	Двухполюсная »	Турбогенераторы 100 и 150 МВт Гидрогенераторы до 105 МВт
АГП-40	4000	»	Гидрогенераторы свыше 105 МВт, турбогенераторы 200 МВт и выше

тиристоров в инверторный режим, что аналогично гашению автоматом с деионной решеткой. Время гашения обратно пропорционально кратности форсировки, и целесообразно инвертировать форсировочную группу тиристоров. Для целей АСС и страховки предусматривается также контактор самосинхронизации.

Для гашения поля генераторов с тиристорными системами самовозбуждения (см. рис. 42.9) применяют АГП с деионной решеткой (гашение поля только переводом преобразовательной установки в инверторный режим в данном случае оказывается недостаточно эффективным из-за снижения напряжения питания при КЗ и соответственно снижения встречной ЭДС инвертора). При этом наряду с отключением АГП подается сигнал от выходных реле защит от внутренних повреждений на инвертирование. Совмещение двух средств гашения поля позволяет осуществить резервирование, и, кроме того, без инвертирования АГП не смог бы осуществить гашение поля.

Для очень крупных генераторов размер деионной решетки чрезмерно возрастает, вследствие чего поставляются два АГП, включаемых в оба полюса цепи возбуждения.

При однополюсном включении АГП его размыкающий вспомогательный контакт подает сигнал на развозбуждение возбудителя (на случай двойного замыкания на землю в цепи ротора). При двухполюсном включении АГП этот сигнал не требуется.

Характеристики поставляемых АГП приведены в табл. 42.4.

Управление автоматами — дистанционное и рычажное. Обмотки управления *ASV1*, *ASV2* включены через выпрямители, что позволяет использовать как постоянный, так и переменный ток. Расцепитель может иметь три магнитные системы для отключения АГП от трех независимых сигналов. При двухполюсной схеме включающие обмотки соединяют

параллельно, а отключающие — последовательно. Автоматы допускают четыре-пять гашений поля подряд при номинальном токе возбуждения и одно-два при форсировке возбуждения (и разомкнутой цепи статора).

При диодной бесщеточной системе (см. рис. 42.20) невозможно использовать АГП в цепи ротора генератора. Поэтому гашение поля осуществляется путем развозбуждения возбудителя, что увеличивает время гашения поля и снижает эффективность системы возбуждения.

#### Релейные устройства форсировки и расфорсировки возбуждения

Принципиальная схема устройств дана на рис. 42.11. Устройство релейной форсировки (УРФ) применяется в случаях, когда усилительные органы УАРВ по отклонению напряжения генератора питаются от напряжения статора (и, следовательно, снижают свою выходную мощность при КЗ), а регулирующая подпитка в функции тока статора оказывается недостаточной для форсировки возбуждения до естественного потока. На практике УРФ всегда дополняет устройство ТК с электромагнитным корректором, а также устройство фазового компаундирования.

Уставка минимальных реле напряжения *KVI* принимается равной:

$$U_{KVI} = U_{г.ном} / k'_в k_n n_{TV},$$

где  $k'_в$  — коэффициент возврата реле;  $k_n = 1,05$  — коэффициент надежности;  $n_{TV}$  — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Контактор форсировки *KM1* имеет время срабатывания 0,3—0,4 с. Ввиду запаздывания такое УРФ для мощных генераторов с форсированным охлаждением и пониженной постоянной инерции неэффективно и не применяется.

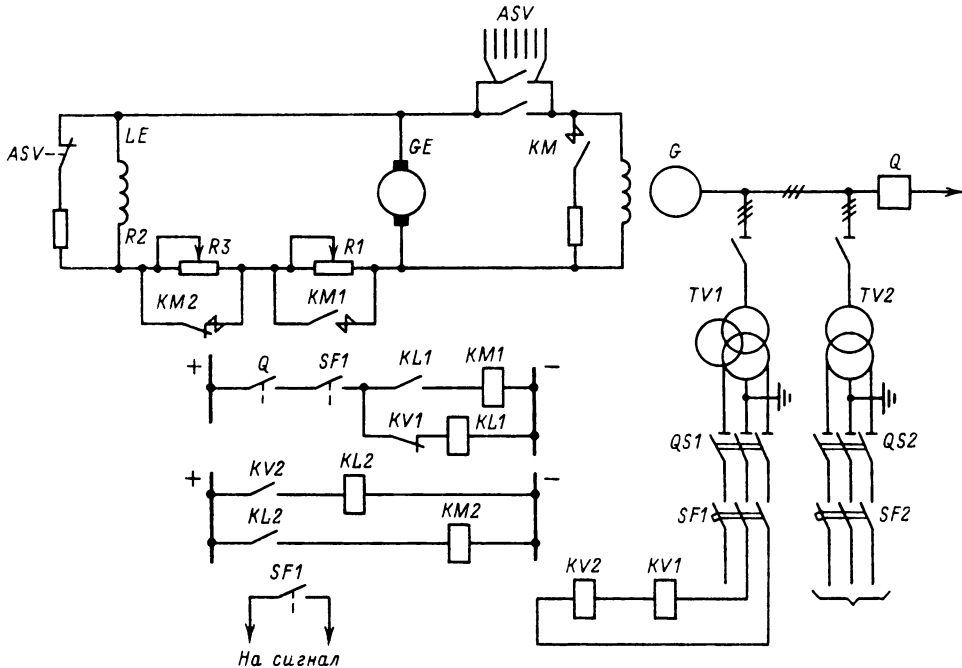


Рис. 42.11. Принципиальная схема релейных устройств форсировки и расфорсировки возбуждения: *KM1* – контактор форсировки, *KM2* – контактор расфорсировки (для гидрогенераторов); *KM* – контактор самосинхронизации, *ASV* – автомат гашения поля и его вспомогательный контакт

Устройство релейной расфорсировки (УРРФ) применяют для ГГ с электромашиным возбудителем и инерционным электромагнитным регулятором по отклонению напряжения (корректор напряжения) в целях предотвращения перенапряжения и срабатывания защиты от повышения напряжения статора при сбросе нагрузки и разгоне гидроагрегата. Уставка максимального реле напряжения *KV2* – примерно 1,2 номинального напряжения. Сопротивление  $R3 \approx 10R2 - R1$ .

Во избежание ложных действий УРФ и УАРВ при неисправности низковольтных предохранителей последние во вторичных цепях ТН не ставятся и защита ТН осуществляется только высоковольтными предохранителями или во вторичной цепи предусматривается максимальный автомат. При отключении автомата блокируется УРФ, а в систему АРВ может вводиться сигнал от независимого источника, поддерживающий возбуждение генератора (например, номинальное).

#### Компаундирование и электромагнитный корректор напряжения

Используются для машин средней мощности и сочетают безынерционное регулирование

по току статора (главному возмущающему воздействию) с регулированием по отклонению напряжения инерционным электромагнитным корректором напряжения (ЭМК). Дополнительно предусматривается УРФ, а для гидрогенераторов – и УРРФ.

Безынерционность устройства компаундирования (УК) и наличие УРФ позволяют применить простой и надежный, хотя и инерционный, ЭМК.

Рисунок 42.12 дает примерный вид внешних характеристик генератора с «нормальным» компаундированием для разных значений  $\cos \phi$ , из которого следует, что компаундирование как бы преобразует генератор в другой, с улучшенными внешними характеристиками, но не обеспечивает поддержания предписанного значения  $U_T$  во всех режимах. Дополнительные отклонения  $U_T$  возникают ввиду известной приближенности расчетов УК и температурных изменений сопротивлений обмоток в системе возбуждения. Поэтому УК дополняется «корректором напряжения» (регулятором по отклонению  $\Delta U_T$ ).

Типичные характеристики ЭМК показаны на рис. 42.13. Измерительный орган напряжения (ИОН) корректора выдает два тока  $I_L$  и  $I_{н.т.}$ , поступающих в обмотки управления вы-

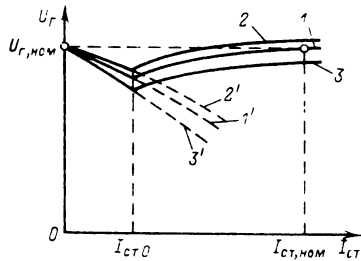


Рис. 42.12. Внешние характеристики при «нормальном» компаундировании:

— — компаундированный генератор, - - - нерегулируемый генератор. 1 и 1', 2 и 2', 3 и 3' — соответственно номинальный, повышенный и пониженный соэф.  $I_{ст0}$  — ток порога компаундирования

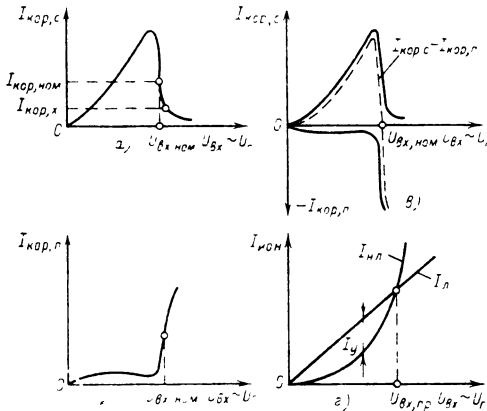


Рис. 42.13. Типичные выходные характеристики электромагнитных корректоров напряжения.

а — согласованного, б — противокл. пучечного, в — двухсистемного, г — выходные токи линейного и нелинейного элементов измерительного органа напряжения.  $U_{вх}$  — пропорциональное  $U_1$  напряжение на входе ИОН:  $I_y = I_{н1} - I_{н2}$  — разностный ток управления усилительным элементом МУ корректора; рабочая область согласованного корректора при  $I_y > 0$ , противокл. включенно о — при  $I_y < 0$

ходного магнитного усилителя и создающих ток управления  $I_y$ , имеющих разный знак в областях  $U_{вх} < U_{вх,пр}$  и  $U_{вх} > U_{вх,пр}$ . В зависимости от знака  $I_y$  внешняя обратная связь магнитного усилителя по току его выхода оказывается положительной или отрицательной, что и определяет рабочую зону корректора данного типа.

Устройство компаундирования с согласованным ЭМК завода «Электросила» типа ЭПА-305 (рис. 42.14). Поставляется с ТГ мощностью до 100 МВт и имеет максимальный выходной ток корректора, равный 9 А. Магнитный усилитель А корректора имеет внутреннюю положительную обратную связь по

току выхода  $I_{кор}$ , и при отсутствии сигналов управления его ток выхода максимален. Поэтому введена внешняя обратная связь (ОС) по току  $I_{кор}$ , противодействующая внутренней. В итоге  $I_{кор}$  увеличивается с увеличением положительного тока управления  $I_y = I_{н1} - I_{н2}$  и имеет показанную на рис. 42.13, а характеристику.

Если система регулирования оказывается неустойчивой, то вводится стабилизирующая отрицательная обратная связь по напряжению  $U_p$  на дифференцирующем трансформаторе ТД, охватывающая возбудитель и магнитный усилитель А. Насыщающийся реактор L насыщается при  $U_{вх} > U_{вх,пр}$ , вследствие чего растет ток в размагничивающей обмотке трансформатора ТЗ и ток  $I_{кор}$  стремится к нулю.

Трансформатор ТЛ и переменный резистор R4 служат для введения на вход UV измерительного органа напряжения ИОН напряжения, пропорционального току статора, в целях регулировки статизма системы регулирования («компаундирование» корректора). Необходимая для питания корректора мощность обеспечивается использованием трех однофазных ТН (ТVI). Отсюда — соединение их первичных обмоток в треугольник.

Для регулирования возбуждения ГГ и СК средней мощности применяются двухсистемные корректоры напряжения типов ЭПА-161, ЭПА-162 и другие с устройствами компаундирования типов ЭПА-141, ЭПА-142 и др., а также панели ПРВ-401 и ЭПА-151, содержащие двухсистемные ЭМК, УК и УРФ. Панель ПРВ-401 включает еще и УРРФ.

Двухсистемный корректор напряжения типа ЭПА-162 (рис. 42.15) [42.2]. В отличие от корректора в ЭПА-305 насыщенный трансформатор UV выдает только нелинейный ток управления, усиливаемый затем промежуточным магнитным усилителем А1. Линейными элементами ИОН служат ненасыщенные реакторы L1 и L2; А2 и А3 — соответственно магнитные усилители согласованной и противокл. включенной частей корректора. Назначение трансформаторов ТЛ и ТД такое же, как и в корректоре ЭПА-305.

Устройство управляемого фазового компаундирования типа РВА-62 (рис. 42.16) [42.2]. Выпускается для генераторов до 100 МВт и аналогичен ранее выпускаемому регулятору УБК-3. Дает согласованную подпитку  $I_{вых}$  в основную обмотку возбудителя. Имеет корректор напряжения, который действует как противокл. включенный, увеличивая ток  $I_y$  подмагничивания выходного трансформаторного магнитного усилителя АТ с увеличением напряжения генератора. При этом АТ насыща-

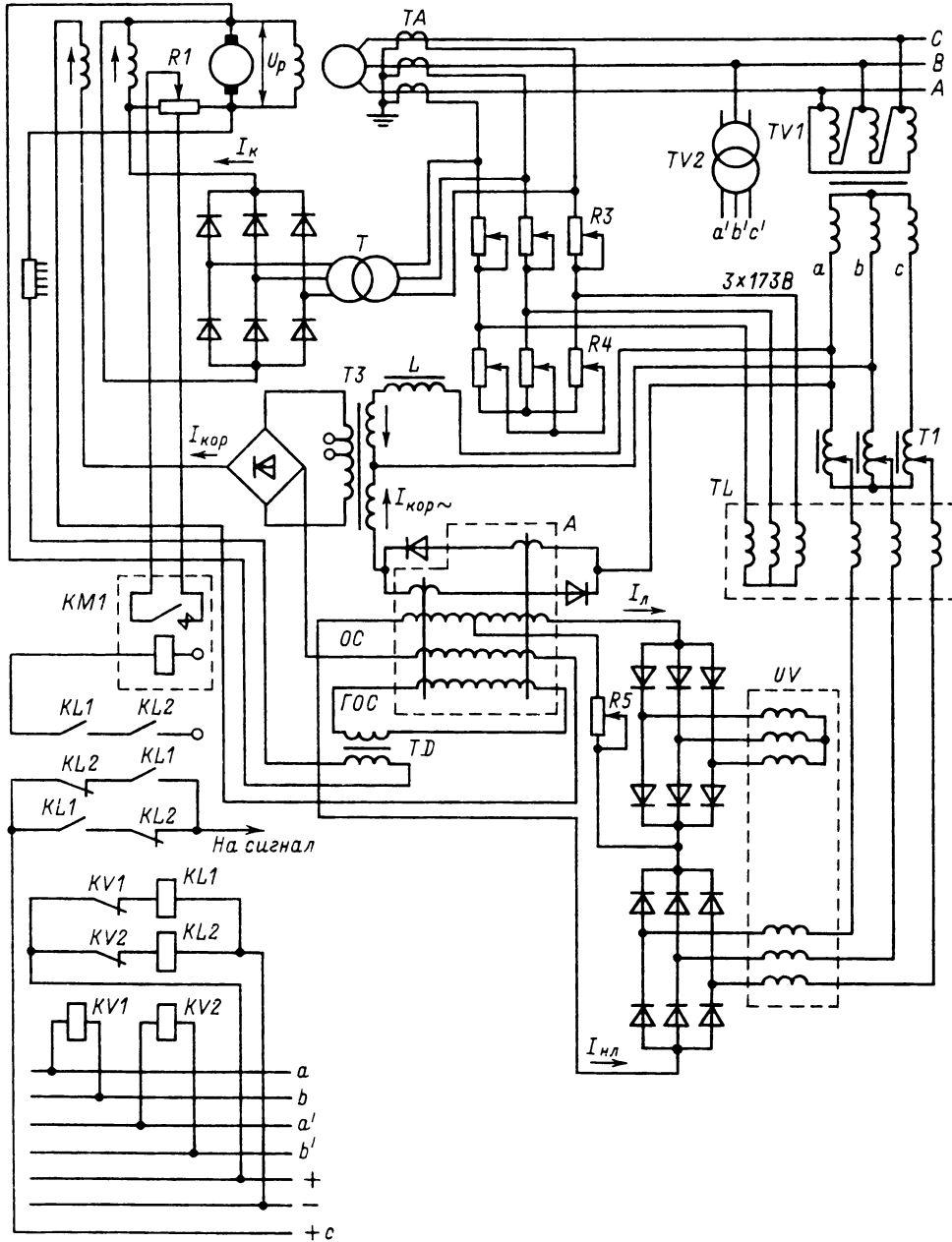


Рис. 42.14. Устройство компаундирования с согласованным корректором напряжения типа ЭПА-305 (завода «Электросила»):

UV — измерительный орган напряжения (насыщенный трансформатор), T1 — установочный автотрансформатор, T1 — трансформатор ввода в ИОН сигнала, пропорционального току статора (компаундирование ИОН), для изменения статизма регулирования; L — насыщающийся реактор для снижения тока  $I_{кор}$  в области  $U_{вх} > U_{вх,пр}$ ; TD — дифференцирующий трансформатор стабилизирующей гибкой обратной связи по напряжению возбуждения, T3 — выходной трансформатор корректора с отпайками для согласования с параметрами возбуждения и с компенсирующей обмоткой (в цепи L)

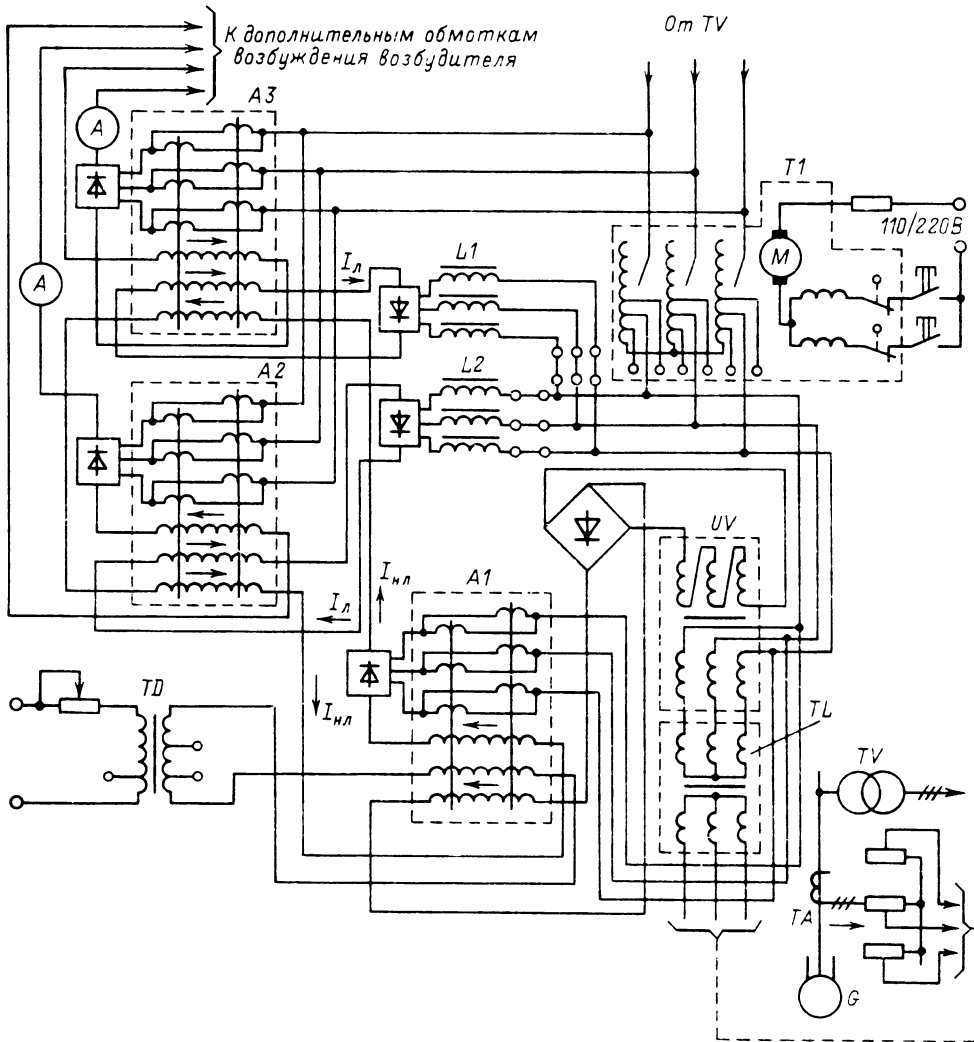


Рис. 42.15. Двухсистемный корректор типа ЭПА-162 (завода «Электросила»)

ется, переменный магнитный поток, создаваемый первичными обмотками тока ( $w_1$ ) и напряжения ( $w_L$ ), снижается и соответственно уменьшается ЭДС вторичной обмотки  $w_2$ . При КЗ ток  $I_y$  резко падает и магнитное сопротивление  $AT$  снижается. Вместе с тем растет МДС обмотки  $w_1$ , создаваемая током КЗ, и ЭДС вторичной обмотки соответственно увеличивается. Поэтому форсировочная способность устройства примерно в 1,5 раза выше, чем в схемах токовой компаундирования с ЭМК, а объем и масса устройства в 2 раза меньше. Наличие зависимости значения МДС и ЭДС обмотки  $w_2$  от фазы тока статора

(рис. 42.17) облегчает коррекцию  $U_1$ . Поэтому корректор имеет относительно небольшие мощность и постоянную времени. Последнее настолько повышает устойчивость регулирования, что стабилизирующая гибкая обратная связь, как правило, не требуется. При КЗ сразу резко возрастает МДС обмотки  $w_2$ , так как быстро снижается подмагничивание  $AT$ , что определяет быстрдействие устройства.

При замыкании во вторичных цепях напряжения отключается автомат  $SF$  и своим контактом включает постоянное подмагничивание  $AT$ , предотвращающее ложное перевозбуждение генератора.

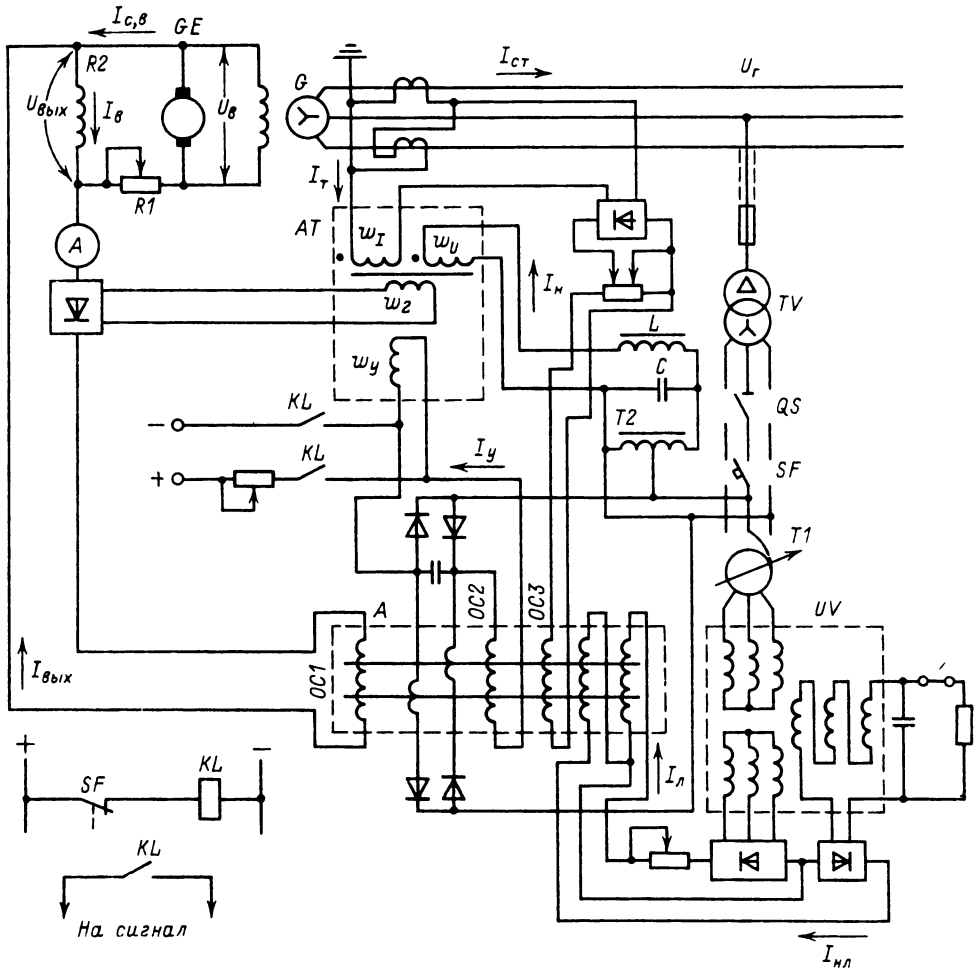


Рис. 42.16. Устройство управляемого компаундирования типа РВА-62:

АТ – трансформаторный магнитный усилитель; L – балластный дроссель для формирования тока  $I_H$ ; C – компенсирующий конденсатор; Т2 – автотрансформатор для повышения напряжения и задания тока  $I_H$ ; А – магнитный усилитель корректора; ОС1 – ОС3 – обратные связи по току выхода регулятора  $I_{вых}$ , току выхода корректора  $I_y$  и току статора  $I_{ст}$  (для создания требуемого сдвига внешней характеристики генератора)

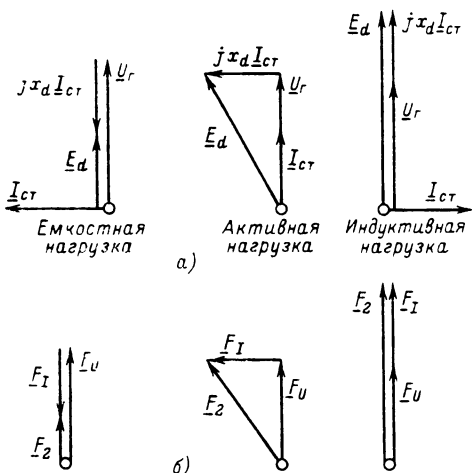


Рис. 42.17 Зависимость результирующей МДС первичных и вторичных обмоток АТ от  $\cos \phi$  нагрузки генератора:

а – упрощенные векторные диаграммы генератора, б – соответствующие векторные диаграммы МДС первичных и вторичных обмоток АТ

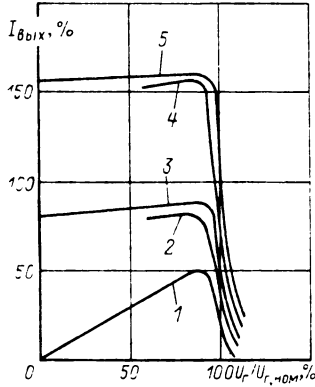


Рис. 42.18. Выходные токи регулятора РВА-62 в функции напряжения на его входе (дополнительные обратные связи отсутствуют):

1 — ток генератора  $I_{\text{СТ}} = 0$ , 2 —  $I_{\text{СТ}} = 0,5I_{\text{СТ, ном}}$  при высоком  $\cos \varphi$ ; 3 — то же при низком  $\cos \varphi$ , 4 и 5 — ток  $I_{\text{СТ}} = I_{\text{СТ, ном}}$  при высоком и низком  $\cos \varphi$

Характеристики выходного тока устройства показаны на рис. 42.18. Устройство имеет универсальное исполнение в двух модификациях (табл. 42.5).

Автоматическое регулирование и форсировка возбуждения ТГ серии ТВВ, оснащенных высокочастотной системой возбуждения, осуществляются с помощью типовых панелей автоматики: ЭПА-325Б для ТВВ-165-200, ЭПА-325В для ТВВ-300 и ЭПА-500 для ТВВ-500.

Устройство АРВ типа ЭПА-325Б (завод «Электросила»). Упрощенная схема — на рис. 42.19. Полные схемы и описание даны в [42.7].

В качестве возбудителя  $GE$  применен высокочастотный индукторный генератор переменного тока частотой 500 Гц серии ВГТ (см. табл. 42.3). Повышенная частота позволяет уменьшить габариты как самого возбудителя, так и магнитных усилителей  $A1$  и  $A2$  устройства регулирования возбуждения  $AVP$  пропорционального типа. Применение индукторного генератора, у которого все обмотки расположены на статоре, и кремниевых диодов для выпрямления тока обеспечивает высокую надежность системы возбуждения. Возбудитель имеет две рабочие трехфазные обмотки, питающие соединенные последовательно выпрямительные мосты  $VS1$  и  $VS2$ , представляющие собой установки типа ВУГТ-3000 (табл. 42.6) с кремниевыми диодами (типа ВКД-200 класса б с воздушными радиаторами) и три обмотки возбуждения  $LE1 - LE3$ . В принципе возможно применение одной мостовой схе-

Таблица 42.5. Модификации регулятора

Модификация	Максимальные рабочие (выпрямленные) значения на выходе регулятора		Максимально допустимое обратное напряжение при релейной форсировке, В
	Напряжение, В	Ток, А	
1	70	9,0	250
2	140	4,5	500

Таблица 42.6. Технические данные установок типа ВУГТ-3000 для выпрямления переменного тока 500 Гц

Генератор	Исполнение ВУГТ	Параметры выпрямительных устройств				
		$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$I_{\text{Ф}}, \text{А}$	$U_{\text{Ф}}, \text{В}$	$I_{\text{Ф}}, \text{с}$
ТВВ-165-2	1	2100	370	4200	740	30
ТВВ-200-2	11	2700	320	5400	640	30
ТВВ-320-2	111	3000	470	6000	940	30

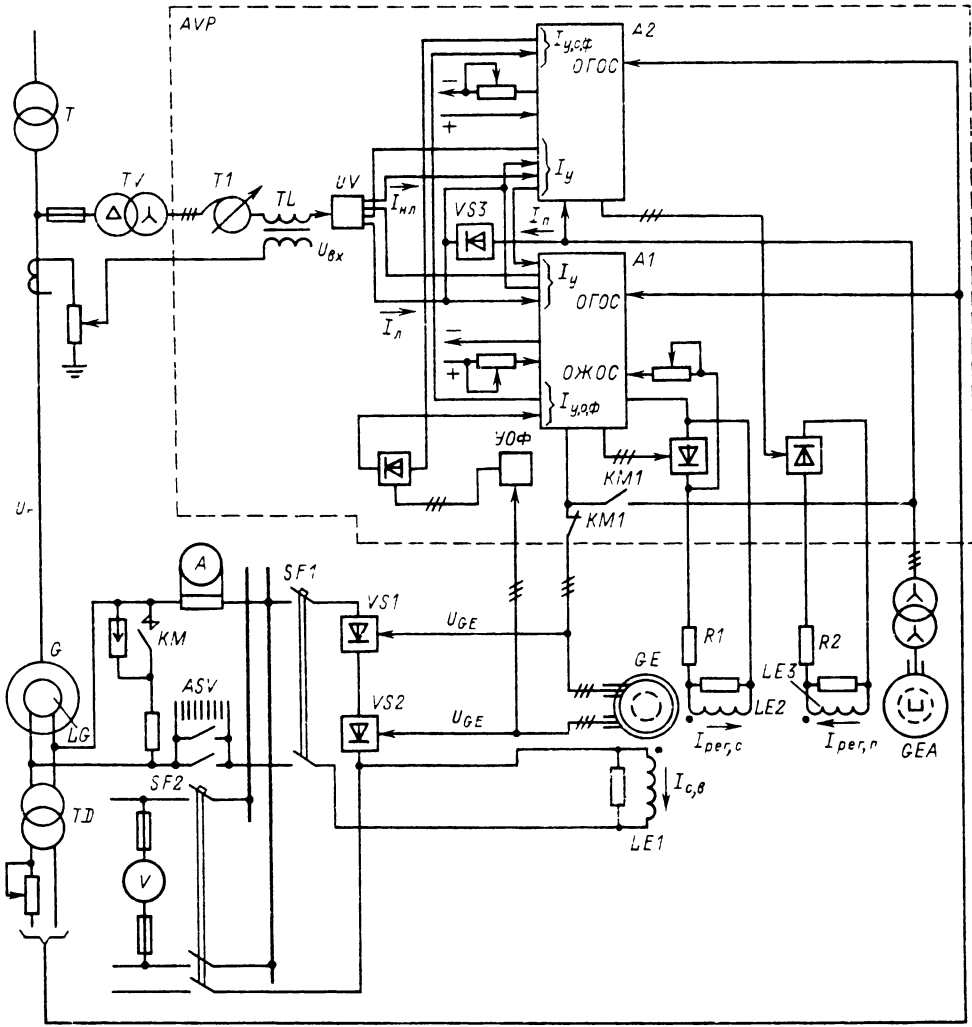
мы (с применением диодов более высокого класса).

Последовательная обмотка  $LE1$  возбудителя включена в цепь обмотки возбуждения  $LG$  возбуждаемого генератора. Тем самым в системе АРВ осуществляется сильная положительная обратная связь по току возбуждения, что позволяет уменьшить мощность управления от АРВ, который выполнен аналогично двухсистемному корректору компаундированного генератора (см. рис. 42.15), но с измерительным органом напряжения, подобным ИОН устройства ЭПА-305 (см. рис. 42.14).

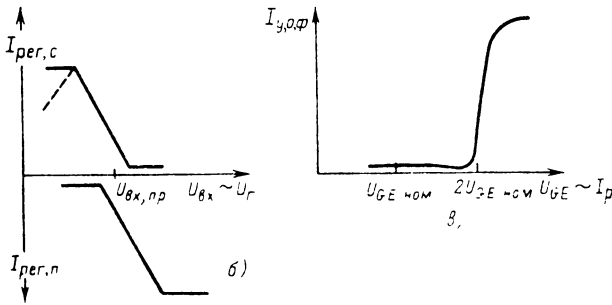
В нормальных режимах МДС, созданная током самовозбуждения  $I_{\text{с, в}}$  в обмотке  $LE1$ , превосходит необходимое для этого режима значение. Избыток МДС компенсируется МДС, создаваемой током  $I_{\text{пер, п}}$  (в обмотке  $LE3$ ) от противовключенного ЭМК.

Обмотка  $LE2$  питается током  $I_{\text{пер, с}}$  устройства бесконтактной форсировки УБФ (согласованного ЭМК). Характер зависимости этих токов от  $U_{\text{вх}} \approx U_r$  показан на рис. 42.19, б. Магнитный усилитель  $A1$  схемы УБФ питается от  $GE$ , а усилитель  $A2$  противовключенного ЭМК — от высокочастотного подвозбудителя  $GEA$ , служащего независимым источником питания. Применяются схемы с подвозбудителем типа ГСП-4,5 (4,5 кВт) и ГСП-30 (30 кВт) и без подвозбудителя. Наличие подвозбудителя большей мощности повышает быстродействие системы АРВ. В нормальных режимах и при повышении напряжения ток  $I_{\text{пер, с}}$  от УБФ мал и регулирование ведет противовклю-





a)



б)

Рис. 42.19. Система АРВ мощных турбогенераторов с высокочастотным возбудителем (завод «Электросила»):

$a$  – принципиальная схема  $UV$  – измерительный орган напряжения УАРВ,  $GE$  – высокочастотный возбудитель с двумя парами главных ветвями статора;  $GEA$  – высокочастотный подвозбудитель (трехфазный генератор 400 Гц с постоянными магнитами на роторе)  $LE1$  –  $LE3$  – обмотки возбуждения  $GE$ ,  $R1$   $R2$  – резисторы для уменьшения постоянных времени обмоток  $LE2$ ,  $LE3$ ,  $A1$  – магнитный усилитель устройства бесконтактной форсировки возбуждения УБФ,  $A2$  – то же противовключенного корректора напряжения;  $TL$  – промежуточный трансформатор для введения требуемого статизма по току статора;  $TD$  – дифференцирующий трансформатор стабилизирующей гибкой обратной связи по напряжению ротора,  $PI$  – установочный автотрансформатор УАРВ,  $\delta$  – зависимость токов выхода согласованной  $I_{\text{рег.с}}$  и противовключенной  $I_{\text{рег.п}}$  частей УАРВ от напряжения  $U_{\text{вх}}$ ,  $\nu$  – зависимость тока выхода устройства ограничения форсировки от напряжения возбудителя  $U_{GE}$ .

ченный ЭМК. При КЗ резко падает размагничивающий ток  $I_{\text{рег.п}}$  обмотки  $LE3$ , а согласованный ток  $I_{\text{рег.с}}$  обмотки  $LE2$  от УБФ растет. Кроме того, при КЗ свободная составляющая тока ротора генератора, проходя по обмотке  $LE1$ , также способствует обеспечению требуемого значения и ускорения процесса форсировки.

При глубоких снижениях напряжения ток управления  $I_3$  от  $UV$  снижается практически до нуля (см. рис. 42.13, з), т. е. форсировка возбуждения не обеспечивается даже при неизменном напряжении питания усилителей  $A1$  и  $A2$  (см. пунктир на рис. 42.19, б). Для устранения этого недостатка предусмотрен подпор линейного элемента  $UV$  током  $I_n$  через выпрямитель  $VS3$  от напряжения подвозбудителя  $GEA$ . Ток  $I_n$  обеспечивает неизменную форсировку возбуждения при глубоких снижениях напряжения. Благодаря повышенной частоте питания усилителей  $A1$  и  $A2$  их постоянная времени мала, и инерционное запаздывание системы регулирования определяется в основном постоянной времени возбудителя  $GE$  (около 0,1 с). В результате получается достаточно высокая скорость нарастания напряжения  $(dU_{\text{в}}/dt)/U_{\text{в,ном}} > 2$  ед. возб/с и кратность форсировки возбуждения  $k_{\text{ф}} > 2$ . Устройство ограничения форсировки УОФ настраивается так, что, пока  $U_{GE}$  не превосходит двукратно значение этого напряжения в номинальном режиме, выходной ток УОФ мал (рис. 42.19, в). При большем  $U_{GE}$  выходной ток УОФ резко возрастает и создает в магнитных усилителях  $A1$  и  $A2$  дополнительные МДС управления, снижающие согласованный ток выхода УБФ ( $I_{\text{рег.с}}$ ) и увеличивающие развозбуждающее действие противовключенного ЭМК ( $I_{\text{рег.п}}$ ).

Дополнительно имеется (не показано) релейное устройство развозбуждения, запускающееся при  $U_{GE} = (1,5 \div 1,7) U_{GE, \text{ном}}$  и через 20 с задающее в  $A1$  и  $A2$  дополнительные МДС управления, снижающие возбуждение до значения, близкого к номинальному (или меньшей в зависимости от настройки, исходя из местных условий).

Особенности системы – необходимость

переключения УБФ с  $GE$  на  $GEA$  для создания начального возбуждения при пуске (в режиме холостого хода отсутствуют токи в обмотках  $LE1$  и  $LE2$ , а в обмотке  $LE3$  есть некоторый ток  $I_{\text{рег.п}}$ ). Для этого служит отдельное релейное устройство (не показано), переключающее контактором  $KM1$  питание  $A1$  и  $GE$  на  $GEA$  при включенном АГП ( $ASV$ ) и отсутствии напряжения статора. После появления последнего схема автоматически переключает  $A1$  на питание от  $GE$ , и система регулирования вступает в нормальное действие. При подвозбудителе мощностью 30 кВт оба усилителя  $A1$  и  $A2$  могут питаться от подвозбудителя. Отрицательная гибкая обратная связь  $OГOC$  по напряжению ротора турбогенератора, выполненная на дифференцирующем трансформаторе  $TD$ , обеспечивает устойчивость регулирования.

#### Автоматическое регулирование возбуждения генераторов с бесщеточной системой возбуждения

В бесщеточной системе (рис. 42.20) в качестве возбудителя  $GE$  применяют обращенный синхронный генератор переменного тока, соединенный с валом главного генератора  $G$ . Обмотка возбуждения  $LE$  возбудителя размещена на статоре, а на роторе – трехфазная или многофазная обмотка переменного тока. При использовании трехфазного генератора частота переменного тока, как правило, равна 150 Гц. Обмотка каждой фазы состоит из шести ветвей, а управляемый вращающийся выпрямитель  $VS1$  состоит из шести трехфазных мостовых схем, соединенных параллельно на стороне выпрямленного тока [42.6].

В выпрямителе  $VS1$  используются силовые роторные диоды типа ВКС-500 (прямой ток 500 А, обратное напряжение 2000 В), обладающие механической прочностью и стойкостью к вибрациям и ускорениям.

Для обеспечения надежности количество диодов взято с избытком. Диоды защищаются предохранителями. При перегорании предохранителей или повреждении диодов крат-

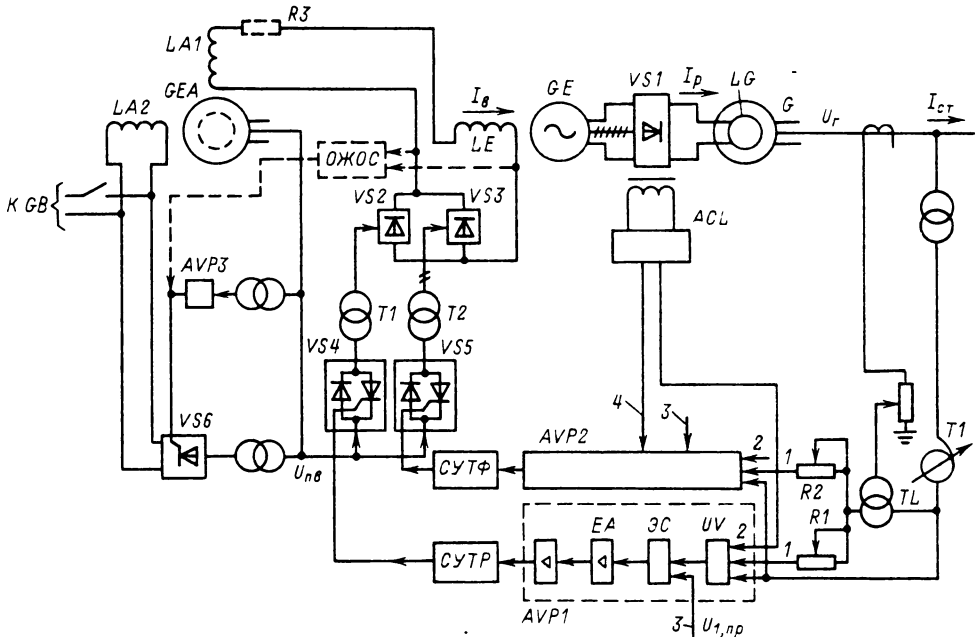


Рис. 42.20. Система АВР пропорционального типа для мощных турбогенераторов с диодной бесщеточной системой возбуждения

ность форсировки снижается. Для бесконтактного контроля исправности диодов и предохранителей и измерения тока ротора используется устройство бесконтактного контроля и измерения (ACL).

Расщеплением трехфазной обмотки GE на параллельные ветви обеспечивается примерно одинаковое распределение токов в параллельно работающих вентилях выпрямителя.

Применение многофазного генератора GE облегчает такое распределение тока. Обмотка возбуждения LE питается от подвозбудителя GEA, представляющего собой высокочастотный (500 Гц) индукторный генератор, подобный возбудителю в высокочастотной системе возбуждения (см. рис. 42.19).

Подвозбудитель имеет последовательную обмотку самовозбуждения LA1 (положительная обратная связь по току  $I_b$  возбуждения возбудителя) и обмотку возбуждения LA2 для управления его возбуждением от АВР пропорционального типа AVP3. Для начального возбуждения GEA (при пуске) предусматривается кратковременное подключение аккумуляторной батареи GB.

Ввиду отсутствия электрической связи с цепью ротора регулирование возбуждения турбогенератора осуществляется посредством изменения тока  $I_b$  в обмотке возбуждения LE возбудителя, питаемой подвозбудителем через

два трехфазных неуправляемых выпрямителя VS2 и VS3, соединенных параллельно. Выпрямители VS2 и VS3 совместно с трансформаторами T1 и T2 и двумя управляемыми диодно-тиристорными коммутаторами (переключателями) VS4 и VS5 образуют рабочую и форсировочную группы управления возбуждением турбогенератора. Для обеспечения форсировки возбуждения трансформатор T2 имеет две вторичные обмотки, а выпрямитель VS3 состоит из двух работающих параллельно мостовых схем. В нормальных режимах работы ток возбуждения генератора создается рабочей группой.

Для автоматического регулирования возбуждения турбогенераторов с диодной бесщеточной системой возбуждения применяется транзисторный АВР пропорционального действия по отклонению напряжения от заданного значения (завод «Электросила»). Для бесщеточных систем с повышенным быстродействием устанавливаются унифицированные РСД (см. ниже).

В первом случае АВР осуществляется двумя одинаковыми транзисторными регуляторами возбуждения AVP1 и AVP2, воздействующими соответственно на рабочую и форсировочную группы управления возбуждением с различными уставками по напряжению  $U_{1np} > U_{2np}$ , устанавливаемыми резисторами

$R1$  и  $R2$ . При такой настройке  $AVP2$  вступает в действие после того, как по мере снижения напряжения генератора полностью откроется рабочая группа. Регулятор  $AVP1$  изменяет ток рабочего выпрямителя  $VS2$ , обеспечивая при неизменном напряжении генератора изменение тока ротора от  $I_{p,x}$  до  $I_{p,ном}$ , осуществляет развозбуждение и обеспечивает полуторакратную форсировку возбуждения. Регулятор  $AVP2$  током выпрямителя  $VS3$  обеспечивает необходимую форсировку возбуждения в аварийных режимах, ограничиваемую по достижении двукратного значения тока ротора. При повреждении определенной части диодов или перегорании предохранителей выпрямителя  $VS1$  регулятор  $AVP2$  выводится из действия устройством  $ACL$  (цепь 4).

На входы (1–3) регуляторов  $AVP1$  и  $AVP2$  вводится информация о фактическом значении напряжения генератора, токе ротора, предписанном значении регулируемой величины ( $U_{1пр}$ ,  $U_{2пр}$ ). Сигналы обратной связи по току ротора осуществляют стабилизацию системы АРВ и ограничение его значения.

Для обеспечения требуемого знака и значения коэффициента статизма системы регулирования возбуждения на входы 1 регуляторов подаются сигналы, пропорциональные значению  $U_r \pm kI_{ст}$  (сигналы, пропорциональные  $kI_{ст}$ , обеспечиваются с помощью трансформатора  $TL$ ).

Автоматические регуляторы возбуждения  $AVP1$  и  $AVP2$  через системы управления тиристорами  $СУТР$  и  $СУТФ$  осуществляют непрерывную подачу последовательности прямоугольных импульсов на открытие тиристорных преобразователей  $VS4$ ,  $VS5$  (один импульс за период промышленной частоты).

В измерительном органе ИОН регулятора ( $AVP1$ ,  $AVP2$ ), состоящего из измерительного преобразователя напряжения  $UV$ , элемента сравнения ЭС и нуля-индикатора релейного действия  $EA$ , осуществляется преобразование отклонения фактического значения напряжения  $U_r$  генератора от предписанного значения  $\Delta U_r = U_r - U_{r,пр}$  в изменение длительности импульса напряжения  $i_{н,о,н}$ , в течение которого открыты тиристоры переключателей  $VS4$ ,  $VS5$  и выпрямители  $VS2$ ,  $VS3$  подключены к напряжению  $U_{пв}$   $GEA$ . При снижении или повышении напряжения  $U_r$  длительность импульсов  $i_{н,о,н}$  соответственно увеличивается или уменьшается, в результате чего увеличивается или уменьшается значение тока  $I_b$  и соответственно тока  $I_p$ . При форсировке возбуждения тиристорные коммутаторы  $VS4$ ,  $VS5$  полностью открыты в течение всего времени форсировки.

### Регуляторы сильного действия

В ВЭИ им. В. И. Ленина разработаны и в настоящее время широко применяются типовые (унифицированные) электромагнитный (АРВ-СД) и полупроводниковый (АРВ-СДП) аналоговые автоматические регуляторы возбуждения сильного действия [42.11–42.13], осуществляющие следующий закон регулирования:

$$U_{АРВ} = k_{\Delta U} \Delta U + k_U U' + k_{\Delta f} \Delta f + k_f f' + k_I I_p',$$

где  $U_{АРВ}$  – регулирующее воздействие РСД;  $\Delta U$  – отклонение напряжения от предписанного значения напряжения генератора (блока);  $U'$  – первая производная напряжения генератора (блока);  $\Delta f = f - f_{ном} = \Delta\omega/2\pi \sim \delta'$  – отклонение частоты;  $f'$  и  $I_p'$  – производные частоты и тока ротора;  $k_{\Delta U}$ ,  $k_U$ ,  $k_{\Delta f}$ ,  $k_f$  и  $k_I$  – коэффициенты усиления РСД по соответствующим составляющим закона регулирования.

Электромагнитными и полупроводниковыми РСД оборудованы гидрогенераторы мощных ГЭС (на Братской и Красноярской ГЭС применены АРВ-СД, а на Саяно-Шушенской – АРВ-СДП), турбогенераторы 200, 300, 500, 800 МВт и выше, генераторы атомных станций и мощные СК. Унифицированные РСД выполняют системные, защитные, технологические и сервисные функции, реализуя сложный алгоритм управления возбуждением генератора. Системные функции (поддержание с заданным статизмом напряжения на шинах электростанции, обеспечение максимально возможных пределов статической и динамической устойчивости электропередач, улучшение демпфирования послеаварийных переходных процессов, уравнивание реактивных нагрузок параллельно работающих генераторов или блоков при ГУВ) реализуются путем применения указанного выше закона регулирования в сочетании с высоким быстродействием тиристорных систем возбуждения, обладающих высокой кратностью форсировки ( $k_{\phi} \geq 4$ ).

Защитные функции состоят в обеспечении требуемого (безопасного) диапазона изменения режимных параметров синхронных машин.

Эти функции осуществляются путем следующих ограничений: тока ротора до двукратного значения (без выдержки времени); перегрузки синхронной машины по токам ротора и статора с выдержкой времени, зависящей от степени перегрузки; снижения тока ротора в режиме потребления реактивной мощности по условиям устойчивости и допустимого перегрева машины в зоне лобовых частей обмотки статора. Кроме того, в защитные функ-

ции входит регулирование по отклонению тока ротора в процессе выбега турбогенераторов АЭС и защита генераторов от повышения напряжения при сбросах нагрузки. Защитные функции позволяют максимально использовать перегрузочную способность синхронной машины и быстрое затухание переходных процессов в режимах ограничения.

В технологические функции входят выполнение команд системы технологической автоматики при пуске и останове синхронной машины, изменение предписанного значения напряжения АРВ (уставки) при точной синхронизации и самосинхронизации, разгрузка по реактивной мощности перед отключением машины от сети и др. (состав этих функций определяется типом синхронной машины и системой возбуждения).

В сервисные функции входят индикация состояния элементов системы АРВ и настроечных параметров РСД, сигнализация неисправностей и диагностика отказов.

Исследования [42.12, 42.13] показали, что наиболее эффективно реализует указанные функции регулятор на базе микро-ЭВМ (см. ниже).

На рис. 42.21 приведена упрощенная схема аналогового электромагнитного РСД для турбогенератора с тиристорной системой самовозбуждения. Схема построена на стандартных блоках.

Усилительные элементы регуляторов построены на магнитных усилителях ( $A1 - A3$ ) с постоянной времени в несколько миллисекунд, питаемых стабилизированным источником (магнитным удельителем частоты ПЧМ) переменного напряжения повышенной частоты 110 В, 450 Гц. Дифференцирующие элементы — пассивные на цепочках  $RC$ .

Производная  $U'$  стабилизирует систему АРВ прежде всего при холостом ходе генератора. Сигналы, пропорциональные  $\Delta f$ ,  $f'$  и  $U'$ , повышают устойчивость параллельной работы. Однако при сбросах нагрузки генератора, сопровождающихся одновременным повыше-

нием частоты и напряжения, сигналы  $\Delta f$  и  $f'$  действуют на форсировку возбуждения, что недопустимо. Поэтому на выходе измерительного органа частоты (ИОЧ) включено реле  $KF$ , блокирующее ложные сигналы  $\Delta f$  и  $f'$ . Прочие пояснения даны в подрисункном тексте.

### Цифровые регуляторы возбуждения сильного действия

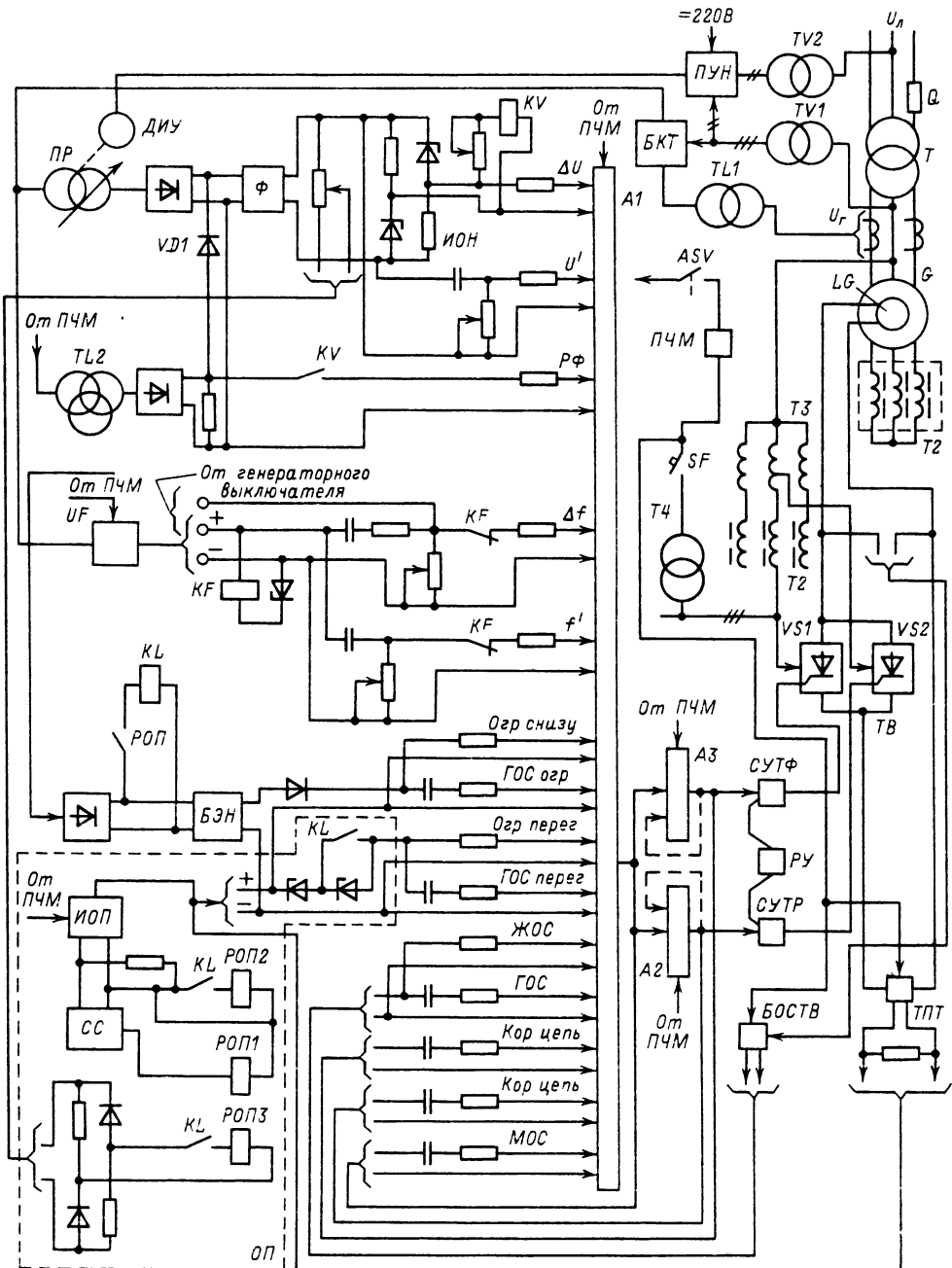
В цифровых регуляторах, проходящих опытную эксплуатацию, используются элементы цифровой вычислительной техники, т. е. обработка информации происходит в цифровой форме, что позволяет повысить быстродействие регулятора.

Имеются две разновидности цифровых РСД: аналого-цифровые и цифровые. Первые содержат аналоговую часть, формирующую основное регулирующее воздействие по отклонению напряжения, и цифровую часть, формирующую стабилизирующее воздействие по изменению и производной обобщенного информационного параметра. Аналоговая часть состоит из ИОН, выполненного на стабилизированной схеме сравнения, аналогичной схеме ИОН электромагнитного АРВ-СД (см. рис. 42.30), операционных суммирующих усилителей и исполнительных транзисторных усилителей постоянного тока, воздействующих на схемы управления рабочим и форсировочным выпрямителями тиристорного возбудителя.

Цифровая часть содержит аналого-цифровой преобразователь (АЦП) обобщенного амплитудно-частотного параметра в число-импульсный сигнал, цифровой дифференциатор (ЦД), нормальное функционирование которого контролируется элементом автоматического самоконтроля (ЭК), расширитель длительности импульсов дифференциатора (РДИ) и дискретно-аналоговый преобразователь (ДАП) импульсного сигнала в аналоговое стабилизирующее воздействие.

Рис. 42.21. Структурная схема РСД для турбогенератора с тиристорной системой возбуждения:

$G$  — турбогенератор;  $T$  — трансформатор блока;  $TV1, TV2$  — трансформаторы напряжения генератора и блока;  $LG$  — обмотка ротора;  $T2$  — последовательный трансформатор (трансреактор);  $ТПТ$  — трансформатор постоянного тока;  $T3$  — выпрямительный трансформатор;  $TВ$  — тиристорный возбудитель;  $VSI$  и  $VS2$  — форсировочная и рабочая группы тиристоров;  $T4$  — трансформатор собственных нужд  $TВ, SF$  — автомат питания РСД;  $СУП$  и  $СУТФ$  — системы управления тиристорами рабочей и форсировочной групп;  $РУ$  — резервная система управления;  $ПУН$  — блок подгонки уставки регулятора по напряжению при точной синхронизации;  $БКТ$  — блок токовой координации  $ИОН$ ;  $ТЛ1$  — промежуточный трансформатор;  $АСУ$  — вспомогательный контакт автомата гашения поля;  $ПЧМ$  — стабилизированный магнитный преобразователь (удельитель частоты 110 В, 450 Гц);  $БОС ТВ$  — блок обратной связи тиристорного возбудителя;  $A1$  — первый каскад суммирующего усилителя;  $A2, A3$  — вторые каскады МУ для рабочей и форсировочной групп;  $ПР$  — установочный потенциал-регулятор  $ИОН$ ;  $ДМУ$  — двигатель изменения уставки  $ИОН$ ;  $\Phi$  — сглаживающий фильтр;  $KV$  — реле форсировки возбуждения;  $Uf$  — измерительный преобразователь частоты;  $KF$  — реле повышения частоты;  $ИОП$  — измерительный орган перегрузки по току ротора;  $СС$  — схема сравнения;  $РОП$  — реле ограничения перегрузки ротора;  $БЭН$  — блок логического напряжения;  $KL$  — промежуточное реле



При выходе из строя ЦД действием ЭК в работе остается только аналоговая часть регулятора, что превращает его в пропорциональный. Суммирование всех сигналов суммирующим усилителем производится в аналоговой форме.

Такое комбинированное выполнение упрощает структуру цифровой части РСД и тем самым повышает его надежность при сохранении быстродействия. При этом используется «сжатие» информации на основе использования обобщенного амплитудно-частотного параметра, т. е. совмещение дифференцирования амплитуды и частоты напряжения генератора.

В цифровых регуляторах используются только элементы дискретного действия, с помощью которых в дискретные моменты времени определяются значения регулируемой и других величин, а по ним вычисляются дискретные значения регулирующего воздействия.

Цифровые регуляторы выполняются на базе микро-ЭВМ.

**Микропроцессорные регуляторы**

В Сибирском энергетическом институте (СЭИ) Сибирского отделения Академии наук СССР разработан цифровой АРВ дискретного действия (ЦАРВ-1), а в ВЭИ им. В. И. Ленина – микропроцессорный регулятор возбуждения типа АРВ-СДМ [42.6, 42.13], в которых

осуществляется преобразование амплитуд напряжений трех фаз генератора и частоты в двоичные цифровые сигналы. Цифровое вычислительное устройство регуляторов реализует закон регулирования АРВ-СД (см. выше).

В регуляторе АРВ-СДМ диапазоны коэффициентов регулирования расширены по сравнению с АРВ-СД и АРВ-СДП, составляют  $k_{\Delta U} = 15 \div 100$  ед. возб./ед. напр.;  $k_U = 0 \div 10$  ед. возб.·с/ед. напр.;  $k_{\Delta f} = 10 \div 30$  ед. возб./Гц;  $k_f = 0 \div 10$  ед. возб.·с/Гц;  $k_{I_p} = 0 \div 2$  ед. возб.·с/ед. тока ротора (за относительные единицы приняты соответствующие номинальные значения величин). Для управления тиристорным возбудителем в ЦАРВ-1 были разработаны преобразователи цифровых сигналов в значения угла управления тиристором.

Регулятор АРВ-СДМ выполнен на базе микросредств управляющей вычислительной техники серии В7 (МСУВТ В7) [42.19]. В состав системы АРВ на базе микропроцессорного регулятора входят (рис. 42.22) управляющий вычислительный комплекс повышенной надежности УВК, состоящий из двух микро-ЭВМ (ЭВМ1 – основная, ЭВМ2 – в «горячем» резерве), блоков контроля БК1, БК2 и блока коммутации выходных сигналов микро-ЭВМ БКМ, устройстве связи с объектом УСО, датчики аналоговой и дискретной (логической) информации, исполнительные устройства и система питания СП. Каждая микро-ЭВМ имеет следующие показатели: длина разрядной сет-

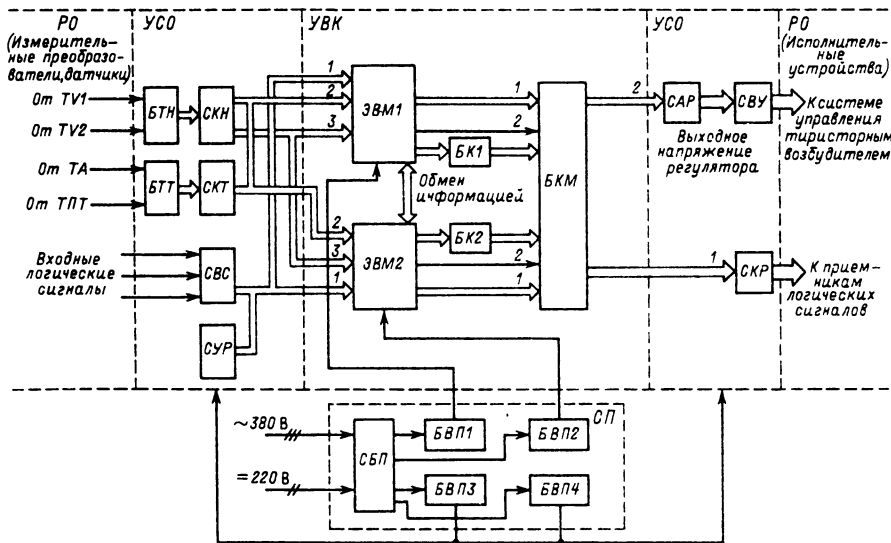


Рис. 42.22. Система АРВ на базе микропроцессорного РСД:

1 и 2 – логические и аналоговые сигналы; 3 – прерывание; РО – регулируемый объект (синхронная машина)

ки 8 (16) бит; максимальное быстродействие  $400 \cdot 10^3$  коротких операций в секунду; время умножения двух 16-разрядных чисел 20 мкс; объем оперативной памяти 32 Кбайт; объем перепрограммируемого постоянного запоминающего устройства 32 Кбайт; 15 уровней векторного прерывания; 144 линии ввода-вывода параллельного интерфейса; 8 линий ввода-вывода последовательного интерфейса; 16-разрядных счетчиков реального времени 6; 32 аналоговых входных сигнала; разрядность АЦП равна 10; диапазон изменения входных напряжений  $+5 \div -5$  В; 2 цифро-аналоговых преобразователя.

БК формируют результирующие сигналы о неисправностях микро-ЭВМ и СП, поступающие на входы БКМ.

БКМ получает информацию о неисправностях УСО и в зависимости от характера неисправности производит либо перевод управления на резервную ЭВМ2, либо отключение регулятора (в этом случае осуществляется ручное управление тиристорным возбудителем).

В УСО входят: блок БТН, состоящий из двух групп понижающих трансформаторов, для ввода сигналов от трансформаторов напряжения синхронной машины (ТВ1) и сети (ТВ2); блок БТТ, имеющий трансформаторы для гальванического разделения, для ввода сигналов от трансформаторов тока синхронной машины или группы машин (ТА) и трансформаторов постоянного тока ТПТ возбудителя; субблок каналов напряжения СКН; субблок каналов тока СКТ, формирующий сигналы для цифрового измерения тока статора синхронной машины, его активной и реактивной слагающих, реактивного тока группы машин, объединенных на уровне генераторного напряжения, и тока возбуждения; субблоки СВС, выполненные на герконовых реле, для ввода логических сигналов; субблоки коммутации реле СКР, содержащие восемь одинаковых каналов, для ввода в исполнительные устройства РО логических сигналов в виде состояния контактов герконовых реле; субблоки аналоговой развязки САР, построенные с использованием разделительных трансформаторов на принципе модуляции-демодуляции сигналов, для гальванического разделения четырех независимых аналоговых потенциальных сигналов; субблок выходных усилителей СВУ для согласования по уровню и мощности выходных напряжений регулятора, поступающих на системы управления рабочей и форсировочной группами тиристорных преобразователей возбудителя; субблок управления регулятором СУР для изменения режима регулирования возбуждения (ручного, автоматического, индивидуального, группового) и

предписанного значения регулируемого напряжения.

Система питания содержит четыре блока вторичного питания БВП, два из которых питают ЭВМ, а два других, соединенных параллельно, — УСО. Система бесперебойного питания СБП подключена к с. н. ( $\sim 380$  В) станции (блока) и к источнику постоянного оперативного тока (220 В), который является резервным.

Для снижения уровня высокочастотных помех на входах СКН и СКТ установлены RC-фильтры, имеющие постоянные времени 1 мс, а для подавления помех по схемам питания на входах блоков БВП предусмотрены LC-фильтры.

В субблоке СКН формируется напряжение  $u(t) = k [u_a(t); u_b(t); u_c(t)] - U_{см}$ , необходимое для цифрового измерения напряжения синхронной машины и получаемое с помощью операционного усилителя, на один вход которого подается напряжение выпрямителя, выполненного по трехфазной однотактной схеме, а на другой — стабилизированное напряжение смещения  $U_{см}$ . Коэффициент  $k$  и  $U_{см}$  выбирают такими, чтобы обеспечить линейность цифрового ИОН в пределах  $0,75 - 1,25 U_{ном}$ . Для контроля функционирования цифрового ИОН в СКН формируется постоянное напряжение, пропорциональное напряжению синхронной машины. Кроме того, в СКН формируются постоянное напряжение, пропорциональное напряжению сети, импульсы, необходимые для синхронизации работы программ измерения режимных параметров синхронной машины, и импульсы, длительность которых пропорциональна углу между напряжениями синхронной машины и сети. Программы измерения режимных параметров преобразуют аналоговые сигналы, поступающие на вход УВК, в цифровую форму. Эти программы являются прерывающимися и запускаются импульсами, вырабатываемыми в СКН.

В целом математическое обеспечение системы АРВ включает в себя три комплекса программ: регулирования возбуждения, наладки регулятора и подготовки исходных данных и настройки АРВ-СДМ.

#### Особенности АРВ синхронных компенсаторов

Синхронные компенсаторы (СК) в зависимости от мощности имеют электромашинное возбуждение постоянного тока с подвозбудителем, бесщеточную систему возбуждения (рис. 42.23) или тиристорное (ионное) самовозбуждение. В СК с электромашинным возбуждением ранее использовались устройства ТК



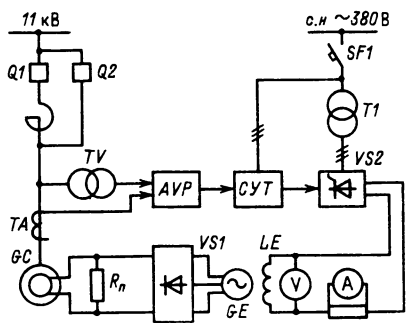


Рис. 42.23. Схема диодной бесщеточной системы возбуждения синхронного компенсатора:

GC – синхронный компенсатор; VS1 – вращающийся выпрямитель; GE – возбудитель (обращенный трехфазный генератор переменного тока частотой 150 Гц); R<sub>n</sub> – пусковой защитный резистор; LE – обмотка возбуждения GE; AVP – автоматический регулятор возбуждения пропорционального типа; CУТ – система управления тиристорами; VS2 – тиристорный преобразователь (силовой блок); T1 – преобразовательный трансформатор; РВ – пусковой реактор; Q1 – пусковой выключатель

с ЭМК или УФК. Синхронные компенсаторы работают в режимах как выдачи, так и потребления реактивной мощности. Поэтому необходимый для них диапазон регулирования возбуждения больше, чем для генераторов. В случае электромашинной системы возбуждения предусматривается подвозбудитель для повышения устойчивости регулирования и обеспечения быстродействия форсировки возбуждения, когда КЗ предшествует режим недовозбуждения (потребления). При использовании устройства компаундирования (УК) с двухсистемным ЭМК компаундирование в режиме потребления противодействует противоклученной части корректора. Поэтому в литературе встречается рекомендация о выведении УК в этом режиме, что, однако, ухудшает качество регулирования и нерационально. Для сохранения УК в работе возможен переход к смешанной системе возбуждения.

При использовании УФК диапазон регулирования можно расширить, создав противовозбуждение пропуском тока подмагничивания магнитного усилителя АТ в дополнительную обмотку возбудителя.

В связи с необходимостью полного использования СК в режиме потребления реактивной мощности разработан полупроводниковый быстродействующий автоматический регулятор знакопеременного возбуждения [42.6]. На СК с тиристорным возбуждением применяются РСД.

### Групповое управление возбуждением

Для обеспечения устойчивого и определенного распределения реактивной мощности между параллельно работающими генераторами электростанции характеристика регулирования напряжения в точке соединения генераторов (или блоков) должна при отсутствии схемы уравнивания реактивных нагрузок агрегатов иметь положительный статизм по собственному току генератора [42.6].

Однако при этом не обеспечивается требуемое качество напряжения. Для автоматического повышения напряжения в точке соединения агрегатов на параллельную работу при увеличении реактивной нагрузки, т. е. для «встречного регулирования напряжения», в измерительные органы ИОН регуляторов по отклонению напряжения генераторов вводится сигнал по суммарному току включенных параллельно агрегатов (компаундирование ИОН).

Для обеспечения такого закона поддержания напряжения и требуемого распределения реактивных нагрузок используется групповое управление возбуждением (ГУВ) генераторов, которое осуществляется заменой индивидуальных УАРВ группы генераторов (блоков генератор – трансформатор, укрупненных блоков), работающих на общие шины, одним регулятором, присоединенным к этим шинам. Используется в основном на ГЭС.

Достоинства ГУВ:

- изменение предписанного значения напряжения воздействием на один регулятор, а не на несколько;
- возможность настройки общего регулятора с отрицательным статизмом по нагрузке общих шин;
- устранение в переходных режимах взаимных качаний генераторов, возникающих при индивидуальных АРВ.

При практическом выполнении ГУВ общим является измерительный орган напряжения регулятора или элемент этого органа (например, нелинейный), а в остальном используются элементы индивидуальных регуляторов генераторов с теми или иными дополнительными элементами или без них (что определяется принятой системой ГУВ и типом индивидуальных регуляторов).

Существуют две основные разновидности систем ГУВ:

- с «центральным» распределителем реактивных нагрузок (рис. 42.24);
- со схемами уравнивания реактивных нагрузок, образующими поперечные связи между генераторами и основанными на принципе мнимого статизма (рис. 42.25).

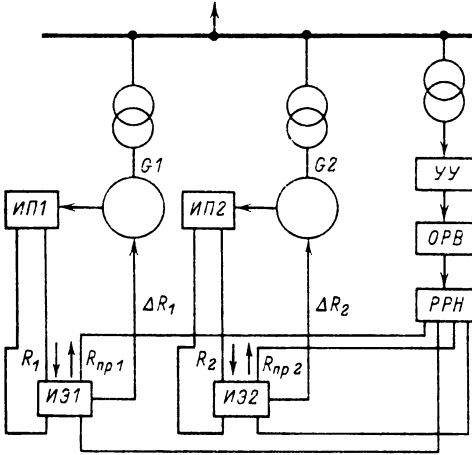


Рис. 42.24. Схема выполнения ГУВ с центральным распределителем реактивной нагрузки

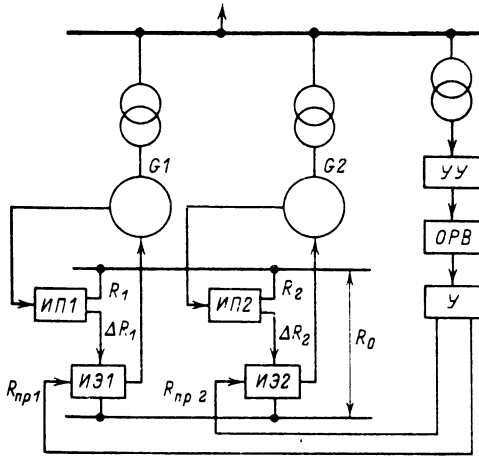


Рис. 42.25. Схема выполнения ГУВ с уравниванием реактивных нагрузок по среднему значению

Параметр, характеризующий реактивную нагрузку генераторов, получил в литературе название параметра распределения  $R$ . В качестве этого параметра используются: а) реактивная мощность или реактивная составляющая тока статора; б) полный ток статора; в) напряжение на кольцах или ток ротора.

При выполнении устройств ГУВ по рис. 42.24 общий регулятор возбуждения ОРВ, реагируя на отклонение напряжения на шинах, посылает через распределитель реактивной нагрузки РРН сигнал предписанного значения  $R_{пр1}$ ,  $R_{пр2}$  в индивидуальные исполнительные элементы ИЭ систем АРВ генераторов.

Встречно этим сигналам в ИЭ поступают сигналы фактических значений параметра  $R_1$  ( $R_2$  и т. д.), вырабатываемые измерительными преобразователями ИП. Результирующие сигналы управления исполнительных элементов пропорциональны  $\Delta R_1 = R_1 - R_{пр1}$ ,  $\Delta R_2 = R_2 - R_{пр2}$  и т. д. Установочное устройство УУ регулятора позволяет изменять реактивную нагрузку всех генераторов одновременно.

Структурная схема выполнения ГУВ по п. 2 показана на рис. 42.25. Общий регулятор ОРВ через усилитель У посылает управляющие сигналы  $R_{пр}$  в исполнительные элементы ИЭ. При неравенстве фактических и предписанных значений параметра распределения возникают корректирующие сигналы  $\Delta R$  соответствующего знака от схемы уравнивания реактивных нагрузок, поступающие в ИЭ. Если ИЭ содержат интегрирующие звенья, то системы распределения в обеих схемах (рис. 42.24 и 42.25) астатичны. В противном случае имеется статическая погрешность распределения.

В простейшем случае ГУВ сохраняются индивидуальные УАРВ (со схемой уравнивания или без нее) и дополнительно к индивидуальным УУ предусматривается общее УУ.

Современные системы ГУВ крупных ГЭС (ГАЭС) являются общестанционными системами регулирования напряжения (ОСРН) ГЭС, входят в состав комплекса средств автоматизированной системы управления ГЭС (ГАЭС) и осуществляют автоматическое поддержание по заданному закону напряжения на шинах (или суммарной реактивной мощности), распределение реактивных нагрузок между агрегатами ГЭС и регулирование под нагрузкой междушинного трансформатора связи. При этом ОСРН (в особенности выполняемые на базе микро-ЭВМ) могут учитывать индивидуальные особенности режимов агрегатов (выдача активной и реактивной мощности, режим СК или насосный и т. п.) и осуществлять распределение реактивных нагрузок с коэффициентами участия по критерию минимума потерь. Одновременно ОСРН предупреждают персонал о близком исчерпании регулировочного диапазона ГЭС при данном числе агрегатов и о необходимости изменения их числа.

### АРН и РМ в электрических сетях

1. Основным средством АРН в питающих узлах сетей является автоматическое регулирование под нагрузкой (РПН) коэффициента трансформации (АРКТ) трансформаторов (автотрансформаторов) или специальных линий-

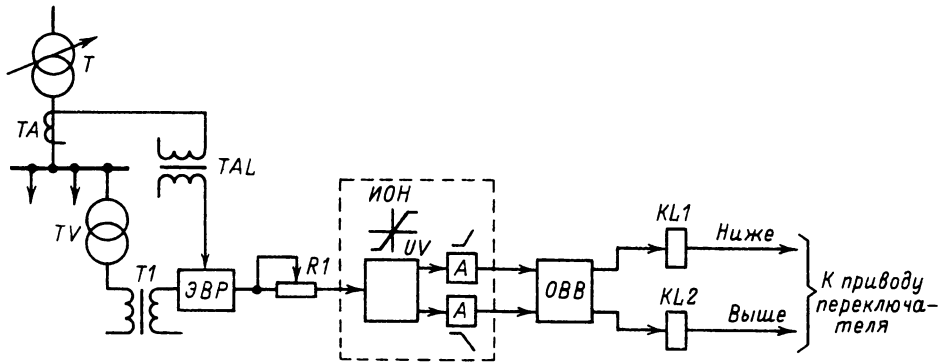


Рис. 42.26. Схема УАРКТ трансформатора с РПН:

$T$  – трансформатор напряжения;  $T1$  – входной трансформатор УАРКТ;  $TA$  – промежуточный трансформатор тока. ЭВР – элемент встречного регулирования (компаундирования ИОН);  $R1$  – установочный резистор;  $UV$  – измерительный преобразователь напряжения;  $A$  – усилитель в релейном режиме;  $ОВВ$  – орган выдержки времени;  $KL1, KL2$  – выходные реле

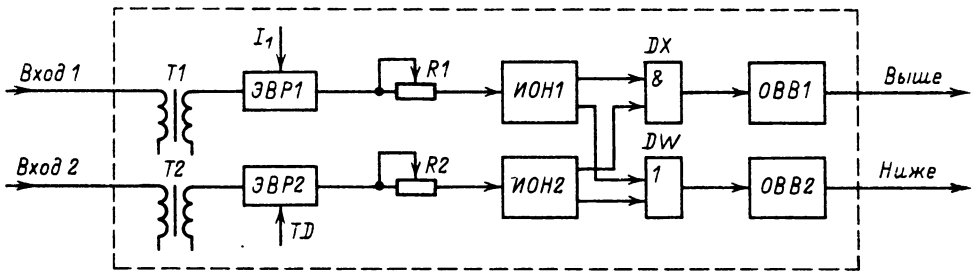


Рис. 42.27. Схема УАРКТ с логическими элементами:

$ИОН1, ИОН2$  – измерительные органы напряжения первого и второго трактов,  $DX, DW$  – логические элементы И, ИЛИ; прочие обозначения – как на рис. 42.26

ных регуляторов, осуществляемое по закону встречного регулирования.

2. АРКТ в целях АРН и РМ используется также на трансформаторах (автотрансформаторах), связывающих сети разных напряжений.

3. Соответственно конкретным условиям АРКТ может осуществляться по отклонению напряжения, по отклонению реактивной мощности (от заданного значения), по заданному временному графику.

4. Современные устройства АРКТ (УАРКТ) выполняются бесконтактными с выдержками времени порядка десятков и сотен секунд и зоной нечувствительности большей ступени регулирования под нагрузкой.

5. Дополнительными средствами АРН и РМ служат регулируемые ИРМ и управляемые (автоматически переключаемые) батареи статических конденсаторов, а также УАРВ синхронных электродвигателей.

АРКТ используется для автоматического регулирования как напряжения на шинах, пи-

таемых трансформаторами с РПН, так и потоков реактивной мощности, протекающих через такие трансформаторы. Ввиду дискретности РПН устройства АРКТ должны иметь зону нечувствительности, превышающую ступень РПН по напряжению (или соответственно по реактивному току), с тем чтобы в случае срабатывания регулятора вблизи его зоны нечувствительности значение регулируемого параметра не вышло после переключения на одну ступень РПН за пределы противоположной границы этой зоны (что вызвало бы ложное действие регулятора в обратном направлении, т. е. неустойчивость регулирования). Непременным требованием к УАРКТ является практически равный единице коэффициент возврата.

Для отстройки от кратковременных выходов регулируемого параметра из зоны нечувствительности регуляторов и уменьшения количества переключений в течение суток (износ УРПН) предусматривается выдержка времени

порядка десятков и сотен секунд. В этих условиях регулятор в течение суток многократно запускается и возвращается в исходное состояние.

Так как при этом электромеханические регуляторы быстро изнашиваются, разработаны и используются бесконтактные исполнения последних. Для осуществления встречного регулирования напряжения предусматривается компаундирование измерительного органа током нагрузки. Во избежание перенапряжений в случае повреждения в регуляторе, а также перевозбуждения трансформатора обычно предусматривается запрет действия регулятора в сторону «выше» по высшему допустимому значению напряжения шин или схемы, контролирующей значение индукции в магнитопроводе трансформатора.

В случае возникновения в энергосистеме дефицита реактивной мощности и связанного с ним понижения напряжения в сетях АРКТ, действуя в сторону повышения напряжения на шинах распределительных подстанций, усугубляет дефицит реактивной мощности, оказывается вредным, и его действие следует в этих условиях автоматически запрещать.

Для установок с н. тепловых электростанций, оборудованных трансформаторами с РПН, предусмотрено АРКТ без выдержки времени в условиях снижения напряжения, вызванного самозапуском электродвигателей, что облегчает и ускоряет последний.

Типичная структурная схема простейшего УАРКТ, реагирующего на отклонение напряжения шин подстанции, приведена на рис. 42.26 (цепи запрета действия не показаны). Структурная схема более сложного и обладающего большими возможностями УАРКТ показана на рис. 42.27.

Устройство имеет два тракта с идентичными измерительными органами, осуществляющими РПН силового трансформатора через логические элементы И и ИЛИ. При регулировании напряжения первый тракт является основным, а второй – контрольным. Выходной сигнал «выше» выдается только в том случае, если напряжение на входе контрольного тракта не превосходит его уставки (плюс половина зоны нечувствительности). Сигнал «ниже» реализуется независимо обоими трактами.

Подавая на вход первого тракта регулируемое напряжение, а на вход второго напряжение, функционально связанное с реактивной составляющей тока, можно осуществлять комплексное регулирование режима по напряжению и реактивной мощности подстанций (или электростанций) при наличии трансформаторов с РПН и синхронных машин.

### 42.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (АРЧМ) В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

#### Общие положения

Производство, распределение и потребление электрической энергии происходят в основном на переменном токе. Одним из показателей качества электрической энергии является частота переменного тока  $f$ . Номинальное значение частоты для СССР и стран Европы  $f_{ном} = 50$  Гц. Для агрегатов электростанции (ЭС) (турбоагрегатов на тепловых электростанциях – ТЭС, гидроагрегатов на гидроэлектростанциях – ГЭС) используются следующие частотные и скоростные показатели: угловая скорость вектора напряжения генератора, рад/с,  $\omega_3 = 2\pi f$ ; угловая скорость вала агрегата, рад/с,  $\omega_m = \omega_3/p$ , где  $p$  – число пар полюсов генератора; частота вращения вала агрегата, об/мин,  $n = 60 f/p$ .

Производство электрической энергии характеризуется территориальной разобщенностью мест производства (электростанций) и мест потребления и параллельной работой электростанций. Для непрерывного и надежного круглосуточного снабжения потребителей в этих условиях возникает необходимость обеспечивать непрерывную связь ЭС между собой и местами потребления с помощью электрических сетей различных напряжений. Создаются электроэнергетические системы (ЭЭС), которые объединяются в объединенные энергетические системы (ОЭС). Параллельно работающие ОЭС образуют единую энергетическую систему страны (ЕЭС).

Кроме того, должно быть обеспечено непрерывное во времени соответствие (баланс) мощности, развиваемой производящими электроэнергию агрегатами, и потребляемой мощности с учетом потерь в электрических сетях:

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_{н.с} - \Delta P = 0,$$

где  $P_i$  – мощность, развиваемая  $i$ -м агрегатом, работающим в системе;  $n$  – число агрегатов;  $P_{н.с}$  – потребляемая в системе мощность (нагрузка);  $\Delta P$  – потери мощности в сетях при распределении.

Всякое нарушение баланса приводит к отклонению частоты разного знака  $\pm \Delta f$  от номинального значения  $f_{ном} = 50$  Гц. При этой частоте наиболее оптимально работают все потребители электрической энергии, и даже незначительное ее изменение приводит к увеличению потерь энергии и снижению произво-

длительности у потребителей. ГОСТ 13109-67 предусматривает допустимое отклонение частоты на 10-минутном интервале, равное  $\pm 0,1$  Гц.

Нагрузка системы  $P_{н.с}$  как сумма нагрузок отдельных потребителей является временной функцией и зависит от времени суток, недельной периодичности доли рабочих и праздничных дней, времени года и представляется соответствующим графиком нагрузки. На рис. 42.28 показан суточный график нагрузки для района потребления с преобладанием бытовой нагрузки. График нагрузки характеризуется максимальной и минимальной нагрузкой,  $P_{н. max}$  и  $P_{н. min}$ , и средней за сутки нагрузкой  $P_{н. ср}$ .

В условиях социалистического производства с плановой экономикой потребление электрической энергии планируется на базе государственных планов развития, что позволяет прогнозировать графики нагрузки на длительный период. Возникают понятия плановых нагрузок и соответствующих условиям баланса плановых графиков производства электрической энергии агрегатами и электростанциями.

Обычно графики плановой нагрузки для электростанций разрабатываются диспетчерской службой ЭЭС. Разработка графиков осуществляется с учетом многочисленных факторов, влияющих на надежность и бесперебойность питания потребителей и на технико-экономические показатели работы ЭЭС. Графики плановых нагрузок обычно разрабатываются с часовой дискретизацией в предположении их постоянства на протяжении часа.

Массовое потребление электрической энергии неизбежно предопределяет случайные отклонения потребления, а следовательно, и неплановое нарушение баланса мощности. Кроме неплановых изменений нагрузки могут

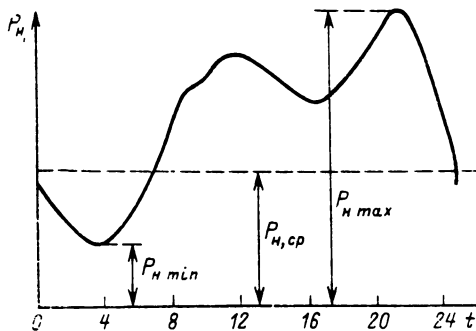


Рис. 42.28. Суточный график нагрузки

возникать и внеплановые изменения мощности агрегатов, электростанций и неплановые изменения потоков мощности как по внутрисистемным, так и по межсистемным связям. Для сохранения баланса мощностей и поддержания постоянства частоты в любой момент времени необходимо непрерывное изменение мощности агрегатов и электростанций. Для изменения мощности агрегата электростанции, состоящего из синхронного генератора и паровой или гидравлической турбины, необходимо изменить количество энергоносителя (пара или воды), вводимого в турбину, что и осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) турбин.

### Автоматические регуляторы частоты вращения турбин

Автоматические регуляторы частоты вращения турбин выполняются на различных принципах и имеют разнообразные конструктивные решения.

Различают три типа регуляторов: гидромеханические, гидродинамические и электрогидравлические.

Регуляторы первого и второго вида используются для паровых турбин, а для гидравлических турбин в основном применяют электрогидравлические регуляторы (ЭГР).

Основные функции АРЧВ: регулирование частоты вращения, ограничение возможных увеличений частоты вращения в переходном процессе сброса нагрузки, пуск и останов турбины, изменение частоты вращения при синхронизации, распределение нагрузки между параллельно работающими турбинами, режимные ограничения мощности турбины, участие в системном регулировании частоты и мощности.

Регуляторы гидравлических турбин выполняют все перечисленные функции, регуляторы паровых турбин — лишь некоторые.

Структурная схема АРЧВ показана на рис. 42.29. Ее основные элементы — измерительный преобразователь частоты ИПЧ, преобразующий элемент ПЭ, сумматор С, преобразовательно-усилительный элемент ПУЭ, стабилизирующий элемент обратных связей СЭОС.

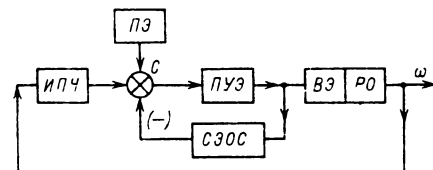


Рис. 42.29. Структурная схема АРЧВ

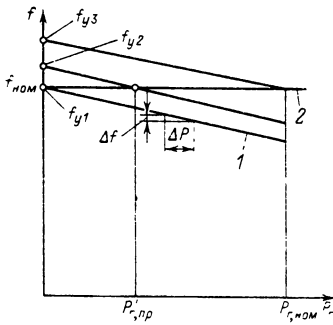


Рис. 42.30. Статическая характеристика АРЧВ:

1 — закон статического регулирования, 2 — закон астатического регулирования;  $P_{г, пр}$  — предписываемое значение мощности генератора,  $f_{y1} - f_{y3}$  — уставки регулятора;

СЭОС. АРЧВ воздействует на воспринимающий элемент ВЭ регулируемого объекта РО (турбины).

Для агрегатов, снабженных АРЧВ, зависимость между частотой вращения агрегата или частотой переменного тока генератора и мощностью турбины или генератора называется статической характеристикой регулирования. Она показана на рис. 42.30. Основным показателем статической характеристики является коэффициент статизма  $K_{ст} = \Delta f_* / \Delta P_*$ , где  $\Delta f_* = \Delta f / f_{ном}$  — изменение частоты в относительных единицах;  $\Delta P_* = \Delta P / P_{ном}$  — изменение мощности в относительных единицах.

Автоматические регуляторы частоты вращения могут функционировать по закону статического регулирования — характеристика 1 и по закону астатического регулирования  $K_{ст} = 0$  — характеристика 2 (рис. 42.30).

Для паровых турбин используется закон статического регулирования, у гидравлических турбин могут использоваться оба закона.

Все регуляторы снабжаются предписывающим элементом — механизмом, изменяющим уставку регулятора. Под уставкой понимается предписываемая регулятором частота вращения агрегата в режиме холостого хода. Этот механизм обеспечивает перемещение статической характеристики в соответствии с уставкой (рис. 42.30). При различных положениях частотной характеристики агрегат может нести различную нагрузку при постоянной частоте. Механизмом пользуются для перевода нагрузки с одного агрегата на другой и для подгонки частоты при точной синхронизации.

Статическая характеристика агрегата может быть записана аналитическим выражением

$$\Delta f + K_{ст}(P_{г} - P_{г, пр}) = 0,$$

где  $\Delta f$  — отклонение частоты от значения уставки;  $K_{ст}$  — коэффициент статизма;  $P_{г}$  — мощность, развиваемая генератором в данный момент времени;  $P_{г, пр}$  — предписанное значение мощности генератора, которую он развивает при номинальной частоте.

При  $P_{г, пр} = \text{const}$  имеет место статический закон регулирования частоты. При изменении  $P_{г, пр}$  с помощью предписывающего элемента можно реализовать астатический закон регулирования частоты.

Предписывающий элемент носит различные названия: механизм управления турбиной (МУТ), механизм изменения частоты (МИЧ), механизм изменения частоты вращения (МИЧВ). Далее используется название МИЧВ.

При наличии на параллельно работающих агрегатах электростанций ЭЭС только регуляторов частоты вращения с определенной настройкой статических характеристик можно реализовать в ЭЭС статический закон регулирования частоты и распределение нагрузки между агрегатами — обратно пропорционально коэффициентам статизма.

При нормированном диапазоне изменения частоты регулирование частоты и активной мощности по статическому закону обладает существенными недостатками, ограничивающими область применения этого закона. Эти недостатки следующие:

1. Приемлемый диапазон изменения нагрузок будет иметь место лишь при весьма малых коэффициентах статизма, при которых затруднена работа турбоагрегатов в режиме холостого хода перед его включением на параллельную работу.

2. Весьма существенное влияние на процесс регулирования оказывает зона нечувствительности регулятора частоты вращения, которая необходима для отстройки от флуктуационных колебаний нагрузки в системе. Как известно, диапазон неопределенных значений нагрузок при параллельной работе агрегатов с регуляторами, имеющими зону нечувствительности, прямо пропорционален зоне нечувствительности регулятора и обратно пропорционален коэффициенту статизма, и поэтому уменьшение последнего существенно влияет на увеличение указанного диапазона.

3. Распределение нагрузок по закону статического регулирования, т. е. обратно пропорционально коэффициентам статизма, не соответствует экономическому критерию распределения нагрузок.

Учитывая указанные недостатки статического регулирования частоты в системе, в настоящее время обычно применяют астатический закон регулирования частоты и распределение нагрузок по экономическому крите-

рию. Так как при астатическом регулировании частоты распределение нагрузок между частоторегулирующими станциями и между агрегатами на указанных станциях не может обеспечиваться регуляторами частоты вращения, реагирующими лишь на изменение последней, то возникает необходимость принудительного распределения нагрузок между частоторегулирующими станциями и агрегатами на станциях в соответствии с экономическим критерием.

### Регулирование частоты в автономной ЭЭС

Наиболее просто астатический закон регулирования частоты в автономной ЭЭС может быть реализован выделением одной частоторегулирующей гидроэлектростанции (ЧРЭС), которая принимает на себя кроме плановых нагрузок и все внеплановые нагрузки, обеспечивая баланс мощности в системе. Основной проблемой, которая должна быть решена при таком методе регулирования частоты, является распределение нагрузок между параллельно работающими агрегатами, которое при астатическом регулировании частоты должно быть принудительным. Такое изменение нагрузки параллельно работающих агрегатов может осуществляться путем изменения уставки АРЧВ турбин, т. е. перемещением их статических характеристик.

Для указанных целей на ЧРЭС устанавливается вторичная система АРЧМ, обеспечивающая астатическое регулирование частоты и принудительное распределение нагрузки между агрегатами по общему для них параметру задания, в качестве которого используется суммарная нагрузка электростанции. Эта система АРЧМ осуществляет распределение нагрузки по общеизвестному и весьма распространенному в СССР мнимостатическому принципу, который основывается на создании регулирующего воздействия на АРЧВ турбины каждого из параллельно работающих агрегатов по закону

$$\Delta f + K_i(P_i - \alpha_i \sum_{i=1}^n P_i) = 0,$$

где  $\Delta f$  — отклонения частоты от уставки измерительного органа;  $K_i$  — коэффициент, определяющий соотношение составляющих регулирующего воздействия;  $\alpha_i$  — коэффициент долевого участия  $i$ -го агрегата в суммарной нагрузке ЧРЭС;  $\sum_{i=1}^n P_i$  — суммарная нагрузка  $n$  работающих параллельно агрегатов ЧРЭС.

Указанный закон обеспечивает астатическое регулирование частоты и принудитель-

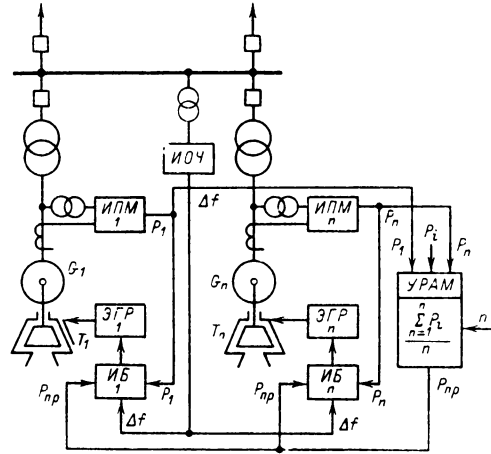


Рис. 42.31. Распределение нагрузок на частоторегулирующей электростанции по закону мнимостатических характеристик

ное распределение нагрузок между агрегатами в соответствии со значениями коэффициентов  $\alpha_i$  при условии, что  $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$ . Если это соотношение не соблюдается, то регулирование происходит по статическому закону.

Наиболее пригоден рассмотренный принцип регулирования для ГЭС с однотипными агрегатами, имеющими одинаковые расходные характеристики. Для таких агрегатов оптимальным распределением нагрузок будет распределение по среднему значению нагрузки, т. е. при  $\alpha_i = 1/n$ . В этом случае условие  $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$  всегда выполняется. Для создания регулирующего воздействия по записанному выше закону для гидроагрегатов вместо мощности часто используют открытие направляющего аппарата, т. е. осуществляют распределение нагрузки по среднему открытию направляющего аппарата.

Простейшая функциональная схема, иллюстрирующая мнимостатический принцип, показана на рис. 42.31.

Предписываемое значение нагрузки каждого агрегата  $P_{i,пр} = P_{пр,ср}$  формируется в устройстве распределения активной мощности УРАМ, куда от измерительных преобразователей мощности ИПМ, установленных на агрегатах, поступает в УРАМ значение  $P_i$ . Это значение передается в исполнительный блок ИБ агрегата, где образуется регулирующее воздействие на АРЧВ агрегата. Отклонение частоты  $\Delta f$  фиксируется измерительным органом ИОЧ, от которого воздействие по от-

клонению частоты поступает в каждый исполнительный блок.

Регулирующее воздействие с выхода ИБ поступает в схему электрооборудования электрогидравлического регулятора ЭГР, где реализуется или через МИЧВ, или прямо в контуре регулирования.

**Регулирование частоты и активной мощности в ЭЭС, входящих в ОЭС и ЕЭС**

В настоящее время для регулирования частоты и мощности на электростанциях, работающих в ЭЭС и входящих в ОЭС и ЕЭС, пользуются методом раздельного регулирования плановых и неплановых нагрузок с помощью вторичных автоматических регуляторов частоты и мощности (АРЧМ), устанавливаемых на электростанциях и диспетчерских пунктах. Широкое внедрение средств вычислительной техники в практику диспетчерского управления и создание многомашинных управляющих вычислительных комплексов (УВК) на различных уровнях управления позволяют весьма точно рассчитывать и распределять плановые и неплановые нагрузки для электростанций и производить расчеты для коррекции этих нагрузок в темпе процесса производства и распределения электрической энергии. В этих условиях ограничиваются функции, возлагаемые на АРЧМ электростанций, и они должны решать следующие задачи:

- устойчиво реализовать заданный суточный график плановых нагрузок;
- устойчиво регулировать неплановые нагрузки в соответствии с заданным долевым участием;
- участвовать в первичном регулировании частоты в ЭЭС;
- обеспечивать возможность внесения местной коррекции в нагрузку агрегатов;
- обеспечивать реализацию команд на изменение мощности агрегатов или их отключение средствами технологической защиты и противоаварийной автоматики;
- сохранять заданный регулировочный диапазон и темп изменения нагрузки агрегатов;
- оптимально реализовать случайные изменения режима работы агрегатов и их отдельных элементов.

Ниже приводятся описания принципиальных структур АРЧМ для ГЭС и ТЭС, работающих на органическом топливе.

**Устройство АРЧМ для гидроэлектростанций**

ГЭС обладают весьма большой маневренностью, и для них характерна высокая сте-

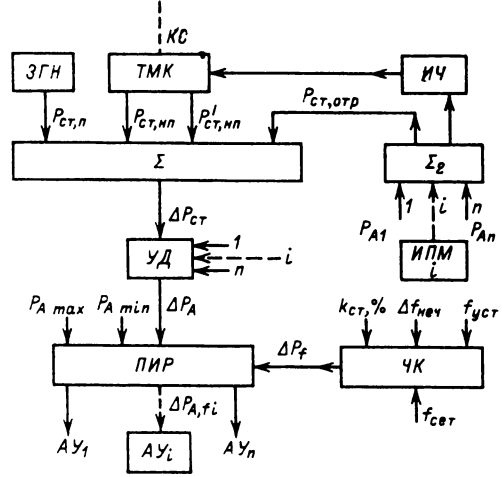


Рис. 42.32. Структурная схема АРЧМ ГЭС

пень автоматизации технологического процесса производства электрической энергии. Благодаря этим качествам ГЭС обычно привлекаются для регулирования частоты и активной мощности в ЭЭС, и для них разрабатывались и на них работали в течение многих лет устройства АРЧМ, часто именуемые групповым регулированием активной мощности (ГРАМ). Опыт эксплуатации этих устройств позволил разработать унифицированную систему АРЧМ для ГЭС, упрощенная структурная схема которой показана на рис. 42.32 [42.7].

АРЧМ ГЭС состоит из станционной части (СЧ), где формируется управляющее воздействие для регулирования мощности ГЭС, и агрегатной части (АЧ), где реализуется управление мощностью работающих на ГЭС в данный момент агрегатов.

**Станционная часть**

Суточный график плановой нагрузки передается ГЭС заранее, и сигнал на плановое изменение мощности ГЭС  $P_{пл}$  с той или иной степенью дискретизации (обычно часовой) вырабатывается устройством задания графика нагрузки ЗГН с ручным или автоматическим управлением. От АРЧМ внешнего уровня средствами телемеханического комплекса ТМК передается на ГЭС задание на неплановое изменение мощности  $P_{нп}$ . Для улучшения динамических свойств станционной части при больших изменениях неплановых заданий на ГЭС может передаваться и производная от непланового задания  $P'_{нп}$ .



Рассмотренные сигналы вводятся в сумматор  $\Sigma_1$ , где они сравниваются с сигналом, определяющим фактическую мощность ГЭС в данный момент  $P_{ст.ф.}$ . Этот сигнал формируется в сумматоре  $\Sigma_2$  по данным, полученным от измерительных преобразователей мощности ИПМ, установленных на агрегатах.

Выходной сигнал первого сумматора определяет сигнал рассогласования (ошибки) — управляющее воздействие на агрегаты ГЭС:

$$\Delta P_{ст} = P_n + P_{ин} - P_{ст.ф.}$$

Для получения управляющего воздействия на отдельный агрегат станционный сигнал делится в делителе на число работающих агрегатов  $n$ :  $\Delta P_A = \Delta P_{ст}/n$ . Эта операция предполагает, что каждый агрегат несет среднюю нагрузку. С выхода делителя управляющее воздействие поступает на пропорционально-интегральный регулятор ПИР, который и обеспечивает ликвидацию сигнала рассогласования путем изменения мощности агрегатов по интегральному тракту. Наличие пропорционального тракта улучшает динамику процесса регулирования.

Для участия данной ГЭС в первичном регулировании частоты в ЭЭС наряду с другими электростанциями в станционной части АСРЧМ предусматривается частотный корректор ЧК. Коррекция по частоте реализуется по статической характеристике «частота — мощность» с заданной зоной нечувствительности. Характеристики ЧК — уставка по частоте ( $f_{уст}$ ), коэффициент статизма ( $K_{ст}\%$ ) и зона нечувствительности ( $\pm \Delta f_{неч}$ ) — определяют степень участия ГЭС в первичном регулировании частоты в ЭЭС.

В некоторых случаях в автономных ЭЭС, где ГЭС регулирует частоту, корректор может служить источником сигнала о неплановых изменениях мощности в системе. Сигнал с выхода частотного корректора вводится на вход ПИР. Выходной сигнал ПИР является регулирующим воздействием на изменение мощности агрегата и вводится в агрегатную часть.

#### Агрегатная часть

Агрегатный узел базируется на электрогидравлическом регуляторе частоты вращения агрегата (ЭГР) и должен обеспечить наиболее полное соответствие фактического открытия направляющего аппарата заданному. Для того чтобы АРЧВ агрегата не влиял на действие вторичной системы АРЧМ, он настраивается с большим коэффициентом статизма — порядка 20—40%.

Как видно из структуры АРЧМ, сигнал на агрегатные узлы подается одинаковым. Такое распределение нагрузки будет оптимальным при условии идентичности характеристик относительных приростов расхода воды (ХОП).

Если распределение нагрузки должно учитывать различные ХОП отдельных агрегатов, то делитель в станционной части должен быть заменен соответствующим функциональным преобразователем и регулирование должно быть индивидуальным для каждого или группы агрегатов. Нагрузка агрегатов фиксируется в информационной части и передается через ТМК на высший уровень.

#### Устройство АРЧМ

##### для тепловой электростанции, работающей на органическом топливе

Тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, обладают сложным технологическим процессом производства энергоносителя в виде водяного пара высоких температур и давлений и его использования в паровых турбинах. Парогенераторы ТЭС насыщены средствами технологической автоматики и регулирования, которые обеспечивают генерацию пара нужных параметров путем регулирования количества топлива, воздуха и воды, необходимых для поддержания производительности парогенератора.

Изменение мощности турбоагрегата средствами АРЧМ должно быть рационально увязано с технологической системой управления парогенератора с учетом инерционности процесса генерации пара. Возникают трудности, связанные с тем, что при наиболее распространенной блочной структуре современных ТЭС система управления блоками децентрализована и сосредоточена на блочных щитах, которые территориально привязаны к самим блокам.

На некоторых ТЭС в энергосистеме и объединении может предусматриваться система противоаварийного регулирования мощности для сохранения устойчивости системы в аварийных и послеаварийных режимах, которая входит в общую для ЭЭС и ОЭС систему противоаварийной автоматики (см. § 42.4). В этом случае на ТЭС используется единая всережимная система АРЧМ, состоящая из АРЧМ нормального режима и АРЧМ аварийного и послеаварийного режима.

Для других ТЭС в АРЧМ нормального режима через блок противоаварийной автоматики (БПА) поступает команда, обеспечивающая приоритет средств противоаварийной автоматики и согласование ее действия с АРЧМ нормального режима в послеаварийном режи-

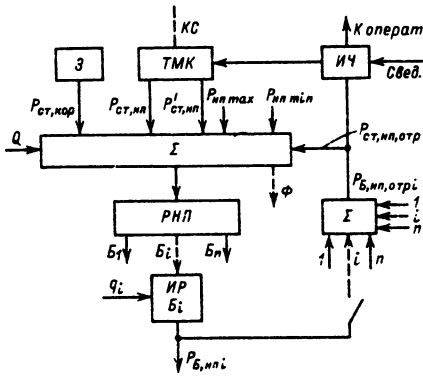


Рис. 42.33. Структурная схема АРЧМ ТЭС. Общестанционная часть (СЧ)

ме. Ниже рассматривается структура АРЧМ для такого типа ТЭС.

Разработанная и внедренная в эксплуатацию в настоящее время АРЧМ для ТЭС [42.14] состоит из общестанционной части (СЧ) и блочной части (БЧ) (рис. 42.33).

Суточный график плановой нагрузки ТЭС ( $P_{ст,п}$ ) может задаваться как на общестанционном уровне, так и на блочном. В первом случае он реализуется задатчиком графика нагрузки станции (ЗГНС), находящимся на центральном щите управления (ЦЩУ), и требует дальнейшего оптимального распределения нагрузки между блоками, расчет которого осуществляется в управляющем вычислительном комплексе (УВК) ТЭС. Результаты расчетов поступают в ЗГН блоков или группы блоков с одинаковыми характеристиками. При задании графиков нагрузки на блочном уровне нагрузка блоков ( $P_{Б,п}$ ) определяется на системном уровне заранее. Кроме задания плановой нагрузки задается и ее производная ( $P'_{Б,п}$ ), что улучшает динамику регулирования плановых нагрузок. С учетом сказанного определяется и назначение общестанционной части (СЧ) АРЧМ ТЭС.

### Общестанционная часть АРЧМ

Основным назначением СЧ является формирование задания на регулирование неплановых нагрузок  $P_{ст,пл}$  и его реализация.

Задание на неплановую нагрузку ТЭС и ее производную СЧ получает от системы регулирования неплановых нагрузок высшего уровня, где определяется доля участия ТЭС в регулировании неплановых нагрузок в ЭЭС. Задание передается средствами телемеханического комплекса (ТМК). Оттуда же передается и команда на форсирование режима ТЭС ( $\Phi$ ).

Станционная часть АРЧМ состоит из станционного интегрального регулятора неплановых нагрузок, на суммирующий вход которого подаются сигнал задания и сигнал обратной связи по сумме заданий отдельных блоков. В регуляторе задается допустимый регулировочный диапазон для неплановых нагрузок ( $P_{пл,макс}$ ,  $P_{пл,мин}$ ), и на его вход может подаваться сигнал от ручного задатчика неплановых нагрузок (З), расположенного на ЦЩУ, с помощью которого оператор может корректировать задание на неплановую нагрузку. Выходные сигналы станционного регулятора контролируются сигналами блокировки ( $\pm Q$ ) на увеличение или снижение нагрузки станции. Сигналы блокировки подаются в случае запрета на регулирование неплановых нагрузок, например при неисправностях в ТМК, исчерпанию регулировочного диапазона или действия противоаварийной автоматики. Сигнал с выхода станционного регулятора поступает в распределитель неплановых нагрузок (РНП), состоящий из интегральных регуляторов неплановых нагрузок блоков или групп блоков. Загрузка блоков неплановой нагрузкой осуществляется поочередно в зависимости от заранее предусмотренного графика загрузки.

В этом случае на вход блочных регуляторов кроме сигнала от общестанционного регулятора подается сигнал задания ( $q_i$ ), который и определяет, когда и какой блок начинает регулирование неплановой нагрузки. Выходные сигналы блочных регуляторов поступают в блочную часть АРЧМ. Ручной задатчик станционной части обычно используется оператором при появлении запрета на регулирование неплановых нагрузок. Системный сигнал форсировки режима реализуется через станционный регулятор неплановых нагрузок.

### Блочная часть АРЧМ

Задание на плановую нагрузку в рассматриваемой структуре АРЧМ получается от блочных задатчиков нагрузки З, которые изменяют задание ( $P_{Б,п}$ ) и ее производную ( $P'_{Б,п}$ ) с часовым интервалом (рис. 42.34). Кроме того, через З может реализоваться сигнал коррекции  $P_{Б,кор}$ , полученный по данным УВК, ведущего контрольный расчет режима блоков в темпе процесса. Задание на неплановую нагрузку ( $P_{Б,мп}$ ) поступает из СЧ. Все эти сигналы суммируются, и с выхода сумматора результирующий сигнал поступает в ограничитель темпа задания ОТЗ, который ограничивает значение и скорость изменения:

плановых нагрузок в соответствии с маневренными возможностями блока при малоцикловых изменениях нагрузки, которые воз-

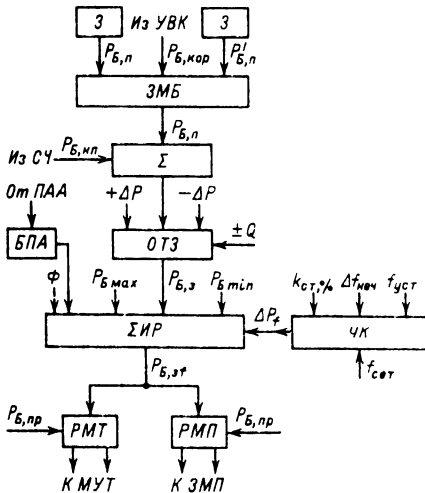


Рис. 42.34. Структурная схема АРЧМ ТЭС. Блочная часть (БЧ)

никают при реализации суточного графика нагрузки (в этих условиях допустимы довольно значительные изменения нагрузки);

неплановых нагрузок при многоцикловых изменениях нагрузки, которые возникают при участии блока в регулировании перетоков мощности по линиям электропередач (неплановые задания могут в этих условиях изменяться часто и в течение малых интервалов времени, поэтому допустимы изменения нагрузки лишь в узких диапазонах).

Ограничивающими факторами у турбины являются термические напряжения в паровом тракте, а у парогенераторов — например, устойчивость режима сгорания топлива.

В ограничителе темпа задания имеются соответствующие органы контроля, ограничивающие диапазон и скорость изменения нагрузки. Интегратор *ОТЗ* формирует на своем выходе суммарное задание нагрузке блока ( $P_{Б,з}$ ), которое с выхода *ОТЗ* поступает в сумматор, куда, кроме того, подаются сигналы экстренной форсировки нагрузки блока и противоаварийной автоматики. Для участия АРЧМ блоков в первичном регулировании частоты в ЭЭС на них предусматриваются частотные корректоры (ЧК). Коррекция по частоте реализуется по статической характеристике «частота — мощность» с заданной зоной нечувствительности.

Характеристики ЧК — уставка по частоте ( $f_{уст}$ ), коэффициент статизма ( $K_{СТ}$ , %) и зона нечувствительности ( $\pm \Delta f_{неч}$ ) — определяют степень участия ТЭС в первичном регулировании частоты в ЭЭС. Необходимость в частот-

ном корректоре вызвана тем, что АРЧВ турбины исключаются из процесса регулирования при наличии на турбоагрегатах автоматических регуляторов мощности. Сигнал частотного корректора тоже поступает в сумматор.

После выхода из сумматора сигнал задания нагрузки, скорректированный по частоте, поступает в регуляторы мощности парогенератора РМП и турбины РМТ, где он сравнивается с сигналом фактической мощности блока ( $P_{Б,ф}$ ). В соответствии с сигналом рассогласования создается в РМП управляющее воздействие на изменение задания в регуляторе нагрузки парогенератора, а в РМТ воздействие на механизм управления турбины (МУТ) или через регулятор давления, или через регулятор положения клапанов, если предусматривается работа турбины в режиме скользящего давления.

В состав СЧ АРЧМ ТЭС входит информационная часть (ИЧ), которая формирует сведения, используемые оператором и передаваемые через ТМК в ЭЭС: возможности регулировочного диапазона блока, невозможность его дальнейшей загрузки и разгрузки, значение неплановой нагрузки блока, наличие сигналов запрета на регулирование неплановых нагрузок и т. д.

### Регулирование частоты и активной мощности в ЭЭС, ОЭС и ЕЭС

Система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в ЭЭС является централизованной системой, решающей задачи диспетчерского управления нормальными режимами работы всех энергетических объектов, работающих параллельно в ЭЭС, ОЭС и ЕЭС. Она предусматривает наличие подсистем АРЧМ на всех уровнях диспетчерского управления и их взаимодействия по ступенчато-иерархическому принципу.

Первым (нижним) уровнем являются электростанции (ТЭС и ГЭС), работающие в тех или иных ЭЭС и выделенные для регулирования частоты и мощности. Устройства АРЧМ, установленные на этих электростанциях, рассмотрены выше.

Функции стационарных АРЧМ могут быть ограничены, например сужением регулировочного диапазона тех или иных агрегатов, или, наоборот, расширены, например контролем за нагрузкой ЛЭП, отходящих от шин этих электростанций.

Вторым (средним) уровнем является АРЧМ ЭЭС. Эти устройства, установленные

на диспетчерских пунктах ЭЭС, используя расчеты режимной группы, выполненные в вычислительном комплексе УВК ЭЭС, определяют оптимальное распределение плановых нагрузок между электростанциями ЭЭС с максимальным учетом факторов, влияющих на это распределение (например, потерь в сетях), и использованием математических методов прогнозирования, участвуют в распределении между регулирующими электростанциями неплановых нагрузок и ограничении мощностей по линиях электропередачи с ограниченной пропускной способностью («слабым» связям).

Третьим (верхним) уровнем является АРЧМ ОЭС. Устройства этой системы располагаются на диспетчерских пунктах объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) и служат для следующих целей:

комплексного регулирования частоты и суммарных перетоков (сальдо перетоков) отдельных ОЭС, входящих в объединение;

ограничения перетоков по наиболее загруженным транзитным связям между отдельными ОЭС и связями между ЭЭС, входящих в ОЭС;

оптимального распределения плановых и неплановых нагрузок между ЭЭС;

участия в реализации команд высшего уровня.

Четвертым (высшим) уровнем является АРЧМ ЭЭС, устройства которого располагаются на диспетчерском пункте центрального диспетчерского управления (ЦДУ ЭЭС) и предназначены для решения комплексных задач регулирования частоты и мощности, например:

регулирования и ограничения перетоков мощности по наиболее ответственным связям между ОЭС и по экспортным связям;

обеспечения регулировочных диапазонов на электростанциях, выделенных для регулирования частоты в ЭЭС;

корректировки обменных мощностей между ОЭС в утяжеленных режимах.

Функции АРЧМ на различных уровнях не ограничены перечисленными.

Как видно из краткого обзора задач, которые решаются централизованной системой АРЧМ, она нуждается в весьма развитом комплексе телемеханических устройств и надежных каналах связи. В перспективе эта система будет реализовываться с помощью вычислительной техники как для самих устройств АРЧМ, так и для систем связи между управляющими вычислительными комплексами на всех уровнях.

### Экономические критерии распределения нагрузок между агрегатами электростанций и электростанциями

В основу распределения нагрузок между электростанциями системы и между агрегатами на станциях должен быть положен экономический критерий минимума трудовых затрат на производство электрической энергии по системе в целом за определенный период времени. При отсутствии стоимостных нормативов обычно используют в качестве экономического критерия минимум расхода топлива, так как топливная составляющая определяет наибольшую часть издержек на производство электрической энергии в системе.

При экономическом распределении нагрузок в системе должно быть минимальным значение  $T$ :

$$T = \int_{t_1}^{t_2} B_{\text{сист}} dt,$$

где  $T$  — расход условного топлива в системе за период времени от  $t_1$  до  $t_2$ ;  $B_{\text{сист}}$  — суммарный часовой расход условного топлива в системе.

Расход условного топлива в системе равен

$$B_{\text{сист}} = B_1 + \dots + B_i + \dots + B_n,$$

где  $B_i$  — часовой расход условного топлива на  $i$ -й станции;  $n$  — число тепловых станций системы.

Так как часовой расход  $B_i$  зависит от нагрузки станции  $P_i$ , то  $B_{\text{сист}}$  представляет собой функцию  $n$  переменных нагрузок станций. Определение минимума  $T$  производится методами вариационного исчисления, и для некоторых типов расходных характеристик станций  $B_i = \varphi(P_i)$  минимум  $T$  имеет место при равенстве так называемых относительных (удельных) приростов расхода топлива на всех тепловых станциях системы:

$$b_1 = \dots = b_i = \dots = b_n,$$

где  $b_i = \partial B_i / \partial P_i$  — относительный прирост расхода топлива для станции.

Таким образом, экономическое распределение нагрузок между тепловыми станциями системы имеет место при равенстве их относительных приростов.

На ТЭС происходит последовательное преобразование одного вида энергии в другой. Каждая ступень преобразования характеризуется своими зависимостями расхода энерго-

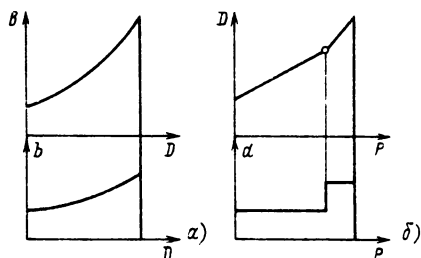


Рис. 42.35. Вид расходных характеристик и характеристик относительных приростов:

$a$  – для парогенератора  $B = f(D)$  и  $b = \varphi(D)$ ;  $b$  – для паровой турбины  $D = \varphi(P)$  и  $d = f(P)$

носителя, подлежащего преобразованию, от нагрузки ступени. Для парогенераторов это будет зависимость часового расхода условного топлива от часового паросъема стандартного пара  $B = f(D)$  (рис. 42.35,  $a$ ), для турбоагрегатов – зависимость часового расхода стандартного пара от нагрузки генератора  $D = \varphi(P)$  (рис. 42.35,  $b$ ).

Пользуясь расходными характеристиками ступеней, можно получить и характеристики относительных приростов как функции от нагрузки для каждой ступени преобразования. Так могут быть получены характеристики относительных приростов для парогенераторов и турбоагрегатов станций, для котельного и турбинного цехов, если станция выполнена с общим паропроводом.

Для блока парогенератор – турбина может быть получена результирующая характеристика относительного прироста расхода топлива в зависимости от нагрузки блока. По характеристикам относительных приростов расхода топлива для отдельных цехов или блоков может быть найдена характеристика относительного прироста расхода топлива для станции в целом.

При параллельной работе отдельных агрегатов на каждой ступени преобразования экстремальный расход энергоносителя имеет место при равенстве относительных приростов его расхода.

Если расходная характеристика каждого из параллельно работающих агрегатов монотонно возрастает при увеличении нагрузки, имеет конечное число перегибов и обращена выпуклостью к оси нагрузок (вторая производная по нагрузке не отрицательная), то критерий равенства относительных приростов дает минимум расхода энергоносителя и может служить условием экономического распределения нагрузок между параллельно работающими агрегатами.

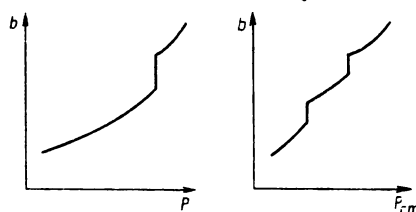


Рис. 42.36. Вид характеристики относительного прироста расхода топлива для блока парогенератор – турбина

Рис. 42.37. Вид характеристики относительного прироста расхода топлива для ТЭС  $b = f(P_{CT})$

Если расходная характеристика в определенном диапазоне линейна или обращена выпуклостью вверх (вторая производная по нагрузке равна нулю или отрицательна), то критерий равенства относительных приростов дает максимум расхода энергоносителя и непригоден для экономического распределения нагрузок. Загрузка агрегатов в этом случае должна осуществляться последовательно, начиная с агрегатов с наименьшим относительным приростом расхода энергоносителя, например для паровых турбин, где характеристика относительного прироста (ХОП) имеет вид, показанный на рис. 42.36.

Результирующий относительный прирост при последовательном преобразовании представляется как произведение относительных приростов каждой ступени:

$$b_B = b_{ПГ} b_{Т}; \quad b_{ТЭС} = b_{К,Ц} b_{Т,Ц},$$

где  $b_B$  – относительный прирост для блоков;  $b_{ТЭС}$  – то же для ТЭС;  $b_{ПГ}$  – то же для парогенератора;  $b_{Т}$  – то же для турбин;  $b_{К,Ц}$  – то же для котельного цеха;  $b_{Т,Ц}$  – то же для турбинного цеха.

Для блоков парогенератор – турбина и для ТЭС в целом ХОП имеют вид, показанный на рис. 42.37.

Для ГЭС ХОП турбин представляются семейством зависимостей  $q = \varphi(N_T)$  при различных напорах, как это показано на рис. 42.38, где  $q_i$  – относительный прирост расхода воды через турбину,  $m^3/(с \cdot кВт)$ ;  $N_T$  – нагрузка турбины, кВт.

Изменение ХОП для гидроагрегатов ГЭС таково, что распределение нагрузок между агрегатами должно осуществляться по экономическому критерию равенства относительных приростов расхода воды. Агрегаты ГЭС обычно имеют одинаковые расходные характеристики или же мало отличаются друг от друга, поэтому экономическим критерием распределения нагрузок между агрегатами ГЭС будет

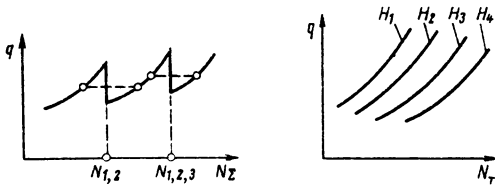


Рис. 42.38. Вид характеристики относительного прироста расхода воды  $q = f(N_T)$  для гидравлической турбины при различных напорах

Рис. 42.39. Вид характеристики относительного прироста расхода воды для ГЭС при различном числе работающих генераторов

равномерное распределение нагрузок, т. е. равенство нагрузки одного агрегата средней нагрузке:

$$P_i = P_{ст}/n,$$

где  $P_{ст}$  — нагрузка ГЭС в целом;  $n$  — число работающих агрегатов.

Характеристики относительного прироста для ГЭС в целом строятся с учетом пуска очередного агрегата при росте нагрузок по условию равенства КПД для  $n$  и  $n + 1$  работающих агрегатов. В этих условиях характеристики относительного прироста станций имеют разрывы при нагрузках, соответствующих пуску очередного агрегата, как это видно из рис. 42.39. Для распределения нагрузок в системе ХОП ГЭС усредняются (спрямляются), как это показано на рис. 42.39 пунктиром.

При распределении нагрузок в системах, имеющих ТЭС и ГЭС, критерий равенства относительных приростов, обеспечивающий минимум расхода топлива в системе, запишется в виде

$$b_1 = b_2 = \dots = b_i = \dots = b_n = \lambda_m q_m = \lambda_p q_p,$$

где  $q_m$  и  $q_p$  — относительные приросты расхода воды на ГЭС с индексами  $m$  и  $p$ ;  $\lambda_m$  и  $\lambda_p$  — неопределенные множители Лагранжа для указанных ГЭС, позволяющие сравнивать относительные приросты расхода топлива и воды.

Численно множитель Лагранжа  $\lambda$  может быть определен как отношение приращения расхода топлива на  $\Delta B$  в системе при изменении расхода воды на ГЭС на  $\Delta Q$ .

Распределение нагрузок между станциями системы по вышерассмотренному критерию применимо для концентрированных систем, где передающие сети имеют малую протяженность, и потерями активной мощности в сетях при распределении нагрузки можно пренебречь.

В тех случаях, когда указанные сети имеют значительную протяженность и потери в сетях могут оказать влияние на распределение нагрузок, обычно нагрузки станций

в первом приближении определяют по соотношению, записанному для случая наличия в системе лишь тепловых станций:

$$\frac{b_1}{1 - \partial\pi/\partial P_1} = \dots = \frac{b_i}{1 - \partial\pi/\partial P_i} = \dots = \frac{b_n}{1 - \partial\pi/\partial P_n},$$

где  $\pi$  — потери активной мощности в питающей сети;  $\partial\pi/\partial P_i$  — относительный прирост потерь в сети при изменении нагрузки  $i$ -й станции.

Определение потерь в сетях, особенно относительных приростов потерь, требует проведения значительного количества расчетов при переработке информации о влиянии нагрузок отдельных узлов на потери в сетях. В настоящее время эти расчеты осуществляются в вычислительных комплексах ЭЭС, ОЭС и ЕЭС.

## 42.4. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

### Назначение и виды автоматика

Сокращенные обозначения: ПА — противоаварийная автоматика; ОЭС — объединенная энергосистема; ЭЭС — электроэнергетическая система; АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления; АПВ — автоматическое повторное включение (в разделе кроме того встречаются БАПВ, ОАПВ, НАПВ — соответственно быстродействующее, однофазное, несинхронное АПВ); АВР — автоматическое включение резервного питания и оборудования; АЧР — автоматическая частотная разгрузка; ЧАПВ — автоматическое включение потребителей, отключенных устройствами АЧР; ТЭС — тепловая электростанция; ГЭС — гидроэлектростанция; АЭС — атомная электростанция; АПНУ — автоматика, предотвращающая нарушения устойчивости; АЛАР — автоматика, ликвидирующая или предупреждающая асинхронный режим; САОН — специальная автоматика отключения нагрузки; АР — асинхронный режим; РЗ — релейная защита; АДВ — автоматическая дозировка управляющих воздействий; АЗД — автоматическое запоминание дозировки; УВ — управляющее воздействие; У — устройство.

Современные ЭЭС представляют собой большие автоматизированные системы, функционирование которых невозможно без наличия комплекса автоматических устройств. Среди этого комплекса одно из первых мест занимает УПА, предназначенные для обеспечения надежности и бесперебойности электрообеспечения потребителей, локализации аварийных возмущений тем или иным участком

ЭЭС и предотвращения развития аварий в системные.

Системные аварии развиваются лавинообразно и сопровождаются нарушением устойчивости, разделением ЭЭС на несинхронно работающие части с возникновением дефицитов активной и реактивной мощности в отдельных узлах ЭЭС, последствием чего может быть останов агрегатов электростанций в связи со снижением производительности механизмов собственных нужд ТЭС и нарушением электроснабжения потребителей.

Быстрота развития системных аварий требует дополнения автоматики управления нормальными режимами (см. § 42.2 и 42.3) противоаварийным управлением, осуществляемым средствами ПА.

Автоматические устройства нормального режима, как правило, представляют собой различные автоматические регуляторы, которые совместно с различными объектами регулирования, входящими в состав энергосистемы, образуют замкнутые автоматические системы регулирования (АСР). Благодаря наличию таких АСР и обеспечиваются требуемые показатели качества электроэнергии при постоянно действующих возмущениях (изменении нагруз-

ки и т. п.). При этом для обеспечения устойчивости АСР нормального режима коэффициенты усиления регуляторов ограничиваются, что приводит к невозможности нейтрализовать последствия больших аварийных возмущений (КЗ, отключения оборудования и т. п.). Противоаварийная автоматика объединяет все устройства, предназначенные для действия при аварийных возмущениях. Прежде всего — это РЗ, быстро отключающая поврежденное оборудование, и на первых этапах развития ПА устройства АПВ, повторно его включающие, устройства АВР, обеспечивающие резервное питание потребителей, и устройства АЧР, предотвращающие «лаvinу» частоты (см. § 42.5). Поскольку действием устройств защиты, АПВ, АВР и АЧР в современных энергосистемах не удается предотвратить повреждения оборудования и нарушения устойчивости, вызывающие отключения потребителей и экономический ущерб, предусматриваются четыре основные группы УПА [42.5, 42.10]:

1) Устройства АПНУ и САОН, повышающие эффективность использования оборудования и предназначенные для предотвращения нарушения устойчивости. Эти устройства действуют при опасных перегрузках линий элек-

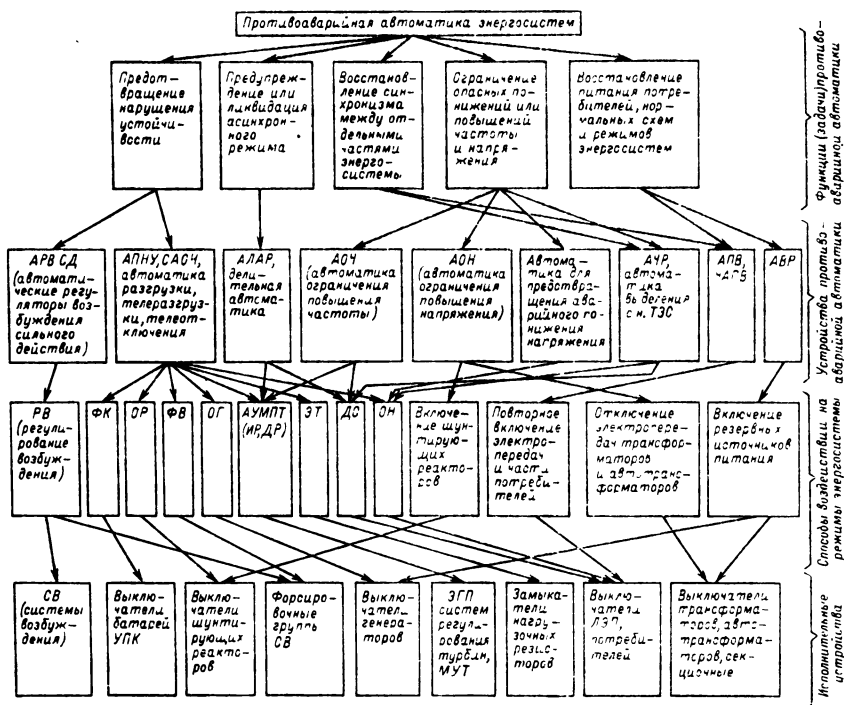


Рис. 42.40. Структурная схема системы противоаварийной автоматики энергосистем

тропередач при нарушениях схем ЭЭС в результате КЗ и без таковых, при кратковременных неполнофазных режимах в цикле ОАПВ и производят дозированные УВ на разгрузку линий электропередач и электростанций в избыточной части ЭЭС, на быстрое повышение генерирующей мощности и отключение части неотвественных потребителей в дефицитной части ЭЭС или одновременно на мощность обеих частей ЭЭС, на деление ЭЭС (ДС) и т. д. в соответствии с рис. 42.40.

2) Устройства АЛАР, ликвидирующие АР или предотвращающие его возникновение, осуществляют ДС по признакам возникающего или возникшего АР или по факту аварийной ситуации, неизбежно вызывающему нарушение синхронизма. В ряде случаев автоматика действует на автоматическую разгрузку электростанций и т. д. (рис. 42.40) для облегчения ресинхронизации.

3) Устройства, предназначенные для ограничения опасных понижений или повышений частоты и напряжений (АОЧ, АОН, АЧР, автоматика выделения с. н. ТЭС). При понижении частоты автоматика (АЧР) действует на отключение части нагрузки (ОН), а при значительном снижении частоты осуществляет выделение части генераторов ТЭС на собственные нужды или на отделение ТЭС на районы со сбалансированной нагрузкой. При повышении частоты АОЧ действует на отключение части гидрогенераторов, а при значительном повышении – на отделение ТЭС со сбалансированной нагрузкой. При понижении напряжения ПА действует на отключение части шунтирующих реакторов (ОР), на форсировку возбуждения (ФВ), а в районах с значительными дефицитами реактивной мощности – на отключение части менее ответственной нагрузки. При повышении напряжения АОН действует на отключение линий электропередачи 500 кВ и выше, являющихся источниками реактивной мощности, и на отключение другого оборудования.

4) Устройства, восстанавливающие питание потребителей и нормальных схем ЭЭС и режимов (АВР, АПВ линий, трансформаторов, шин; автоматика частотного пуска резервных гидрогенераторов или перевода их из режима СК в генераторный режим; ЧАПВ).

На рис. 42.40 показаны также устройства АРВ, которые помимо задач, выполняемых в нормальных режимах, действуют и в аварийных, демпфируя качания генераторов и тем самым способствуя повышению динамической устойчивости, а также сохранению статической устойчивости в послеаварийном режиме.

Устройства ПА оказывают следующие управляющие воздействия на ЭЭС: отключе-

ние части генераторов ГЭС и в некоторых случаях (при необходимости) турбогенераторов или блоков ТЭС (ОГ); аварийное управление мощностью паровых турбин (АУМПП); электрическое торможение (ЭТ) кратковременным включением нагрузочных резисторов; деление ЭЭС (ДС), если указанные выше управляющие воздействия неэффективны; форсировку возбуждения (ФВ) генераторов; управление устройствами продольной и поперечной емкостной компенсации – форсировку компенсации (ФК); отключение шунтирующих реакторов (ОР); включение шунтирующих реакторов; отключение части нагрузки потребителей (ОН).

Интенсивность (дозировка) управляющих воздействий и выбор их оптимального сочетания зависят от назначения автоматики, вида возмущения, схемы ЭЭС, исходного режима ее работы и т. п.

Успешная реализация и эксплуатация УПА и перспективы развития ПА на базе АСДУ энергетикой требуют рассмотрения УПА в их взаимосвязи. Это учтено в структурной схеме системы ПА (рис. 42.40), показывающей взаимосвязь отдельных УПА, их функции и выполняемые ими УВ. В схеме отражены задачи (функции) ПА, которые необходимо решать при нарушении нормального режима работы ЭЭС с целью предотвращения развития аварий. Далее показаны УПА, названия которых соответствуют отечественной практике, и приведены УВ, оказываемые на ЭЭС по сигналам УПА с целью реализации предписанных им функций. В нижнем ряду схемы указаны исполнительные устройства, с помощью которых осуществляются эти УВ.

Устройства АРВ, АПВ, АВР, АЧР, ЧАПВ устанавливаются в отечественных ЭЭС в обязательном порядке, остальные УПА – только в тех случаях, когда предварительный анализ аварийных ситуаций и соответствующие расчеты покажут такую необходимость.

Развитие идей и методов современной ПА началось с создания и освоения в СССР линий дальних электропередач 400–500 кВ [42.10] и сооружения мощных ТЭС с энергоблоками 200–300 МВт. Рост мощностей ОЭС, увеличение обслуживаемой территории в результате развития сетей различных напряжений, образование кольцевых и многоконтурных электрических связей вызвали необходимость разработки комплекса специальных автоматических устройств для обеспечения живучести ЭЭС СССР в целом, предотвращения каскадного развития аварий, обеспечения устойчивости электропередач СВН и УВН и бесперебойности питания потребителей. При разработке этого комплекса учитывались следующие особенности современных ОЭС:



а) использование линий электропередач 500 кВ и выше в качестве межсистемных связей;

б) передача больших мощностей при минимально допустимых запасах по устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах;

в) наличие слабых межсистемных связей (имеющих пропускную способность в пределах 2–10% мощности меньшей из соединяемых ЭЭС), что увеличивает опасность возникновения каскадных аварий;

г) возможность ввиду пп. «б» и «в» возникновения аварийных асинхронных режимов работы ОЭС, длительных, требующих деления ОЭС на несинхронно работающие части (по возможности со сбалансированным генерированием и потреблением электроэнергии), или кратковременных с последующей ресинхронизацией (например, после НАПВ или после действия УПА);

д) наличие на линиях электропередач 500 кВ и выше установок продольной емкостной компенсации;

е) наличие небольших ЭЭС с ТЭС, связанных с мощной ОЭС или ГЭС, в которых аварийные режимы в ОЭС или на ГЭС вызывают опасные нарушения нормального режима (повышение частоты и напряжения или недопустимые набросы нагрузки);

ж) большая зарядная емкость (реактивная мощность) линий электропередач 500 кВ и выше и связанное с ней возникновение опасных

для электрооборудования повышений напряжения при одностороннем отключении линий электропередач (или их участков).

Наиболее тяжелыми и опасными возмущениями для ЭЭС являются внезапные отключения источников больших генерируемых мощностей или узлов нагрузки, приводящие к возникновению небалансов мощности, а также отключения мощных межсистемных связей или их участков, приводящие к значительным снижениям пропускной способности этих связей. Три указанных случая иллюстрируются двумя характеристиками мощности (рис. 42.42, 42.43) электропередачи ВЛ1, ВЛ2 (рис. 42.41), по которой от электростанции ЭС1 передается мощность  $2P_0$  в ЭЭС2. На рис. 42.42 и 42.43 после исходного режима (0) и режима КЗ (I) сопротивление линии электропередачи в послеаварийном режиме (II) увеличивается, и предел передаваемой мощности  $P_{12}^0$  снижается до значения  $P_{12}^{II}$ . Если значение  $P_{12}^{II}$  превышает значение механической мощности  $P_{T1}^0$  (рис. 42.42), приложенной к агрегатам передающей станции ЭС1 в исходном режиме, то условия статической устойчивости послеаварийного режима обеспечиваются. При этом, если передаваемая мощность  $P_{T1}^0 = 2P_0$  остается прежней, площадка ускорения  $S_u$  может оказаться больше площадки торможения  $S_t$ , и электропередача станет динамически неустойчивой. Во избежание этого необходимо снизить передаваемую мощность на  $\Delta P_T$  до значения  $P_{T1}$ , при

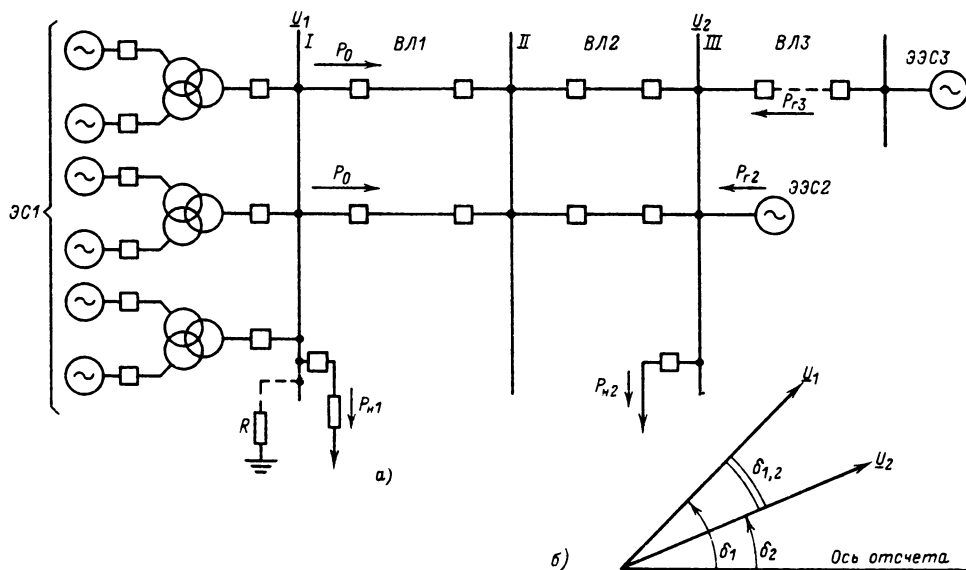


Рис. 42.41. Схема ОЭС (а) и векторная диаграмма напряжений (б)

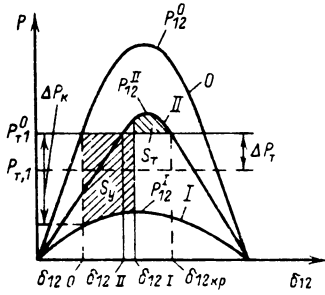


Рис. 42.42. Характеристика мощности линии электропередачи по рис. 42.41 при  $P_{12}^I > P_{T1}^0$ :

$\delta_{120}$ ,  $\delta_{12I}$ ,  $\delta_{12II}$  — углы электропередачи соответственно в исходном (доаварийном) режиме, режиме КЗ и послеаварийном режиме;  $\Delta P_k$  — сброс активной мощности в режиме КЗ;  $\Delta P_T$  — значение мощности разгрузки электропередачи для обеспечения устойчивости

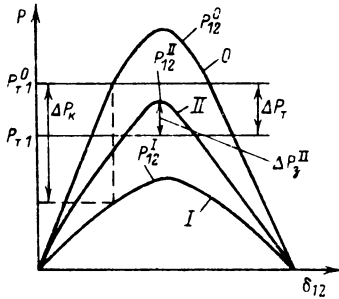


Рис. 42.43. Характеристика мощности электропередачи по рис. 42.41 при  $P_{12}^I < P_{T1}^0$

котором  $S_T > S_y$ . Площадка  $S_y$  тем меньше, чем раньше снижается передаваемая мощность (на рис. 42.42 условно снижение  $P_{T1}$  показано в момент возникновения КЗ, т. е. при начальном угле  $\delta_{120}$ ) и чем меньше угол  $\delta_{12I}$  к моменту отключения КЗ (уменьшение угла  $\delta_{12I}$  одновременно увеличивает площадку  $S_T$ ). Уменьшение угла  $\delta_{120}$  (при уменьшении  $P_{T1}^0$ ) также повышает динамическую устойчивость.

На рис. 42.43 показан случай, когда  $P_{12}^I < P_{T1}^0$ , т. е. условия статической устойчивости послеаварийного режима не соблюдаются. Кроме того, площадка торможения полностью отсутствует. Поэтому для обеспечения статической и динамической устойчивости динамического перехода необходимо снизить механическую мощность  $P_{T1}^0$  на определенное значение  $\Delta P_T$ .

Значения  $P_{T1}^0$  и  $\Delta P_T$  определяют нормативными требованиями [42.20], в соответствии с которыми запас статической устойчивости

электропередач по мощности должен быть не менее 20% в нормальном режиме и 8% в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима).

Отключение крупного узла нагрузки  $P_{н1}$  (см. рис. 42.41) создает избыток мощности на передающем конце электропередачи  $ВЛ1$ ,  $ВЛ2$ , вызывающий повышение частоты и наброс мощности на электропередачу.

Отключение линии электропередачи  $ВЛ3$  (см. рис. 42.41) создает дефицит мощности в ЭЭС2 и вызывает снижение в ней частоты, а также наброс активной мощности на линии электропередач  $ВЛ1$ ,  $ВЛ2$ .

При всех указанных возмущениях возможны случаи, когда в установившемся режиме по линии электропередач  $ВЛ1$ ,  $ВЛ2$  должна передаваться мощность, значительно превышающая мощность доаварийного режима. Если эта мощность превышает предел статической устойчивости линии электропередачи или нарушается динамическая устойчивость, дальнейшая нормальная работа линии электропередачи невозможна, так как наступает асинхронный режим.

Когда передающая часть ЭЭС представляет собой мощную ГЭС (ЭС1, рис. 42.41), имеющую связь с небольшой местной ЭЭС  $P_{н1}$ , отключение магистральной линии электропередачи ( $ВЛ1$ ,  $ВЛ2$ ) приводит не только к подъему частоты, но и к перегрузке (набросу мощности) на линию связи и другие элементы местной энергосистемы. При отключении магистральной линии электропередачи ( $ВЛ1$ ,  $ВЛ2$ ) возможны повышения напряжения (на шинах I—III, рис. 42.41) из-за сброса нагрузки с гидрогенераторов (так как их АРЧВ медленно действующие) или из-за большой зарядной емкости (мощности) линии электропередачи СВН (при ее одностороннем отключении). Устранение указанных последствий аварийных возмущений (нарушения устойчивости, отключения потребителей, повреждения оборудования) в современных ЭЭС осуществляется устройствами ПА (см. рис. 42.40) путем установления баланса механической и электрической мощностей в приемной и передающей частях ЭЭС.

Установление баланса мощностей осуществляется (см. рис. 42.40) устройствами АПНУ (так называемой балансирующей автоматикой). Отключение части нагрузки на приемном конце производится (без замедления) специальной автоматикой отключения нагрузки (САОН), а также устройствами АЧР (при снижении частоты) и устройствами автоматики для предотвращения аварийного понижения напряжения. Кроме того, развитию аварий

в дефицитной части ЭЭС препятствуют и устройства частотного пуска гидрогенераторов (АЧПГ) и перевода их в генераторный режим из режима синхронного компенсатора (АПГР).

В ряде случаев установлению баланса мощностей предшествует деление ЭЭС (ДС), осуществляемое устройствами делительной автоматики, предотвращающей возникновение асинхронного режима. Деление ЭЭС должно сопровождаться мерами по восстановлению синхронизма. Для этого требуется прежде всего обеспечить условия ресинхронизации, т. е. сблизить частоты соответствующих частей ЭЭС, например, путем восстановления в них баланса мощностей. Это осуществляет автоматика ресинхронизации. При сближении частот разделившихся частей ЭЭС повторно (от устройства АПВУС или АПВОС, см. § 42.7) включается отключившийся при делении выключатель.

При возникновении АР в первую очередь принимаются меры, способствующие ресинхронизации. К ним относятся АУМПП, ОГ и ОН, направленные на восстановление баланса мощностей в несинхронно работающих частях ЭЭС. Если ресинхронизация не происходит, то ЭЭС разделяется в заранее определенных узлах (сечениях). Указанные действия выполняются устройствами АЛАР и делительной автоматики.

При повышении в ЭЭС частоты принимаются меры по ее снижению (АУМПП, ОГ, ЭТ) и разделению ЭЭС для отделения ТЭС. Это осуществляется автоматикой ограничения повышения частоты (АОЧ). Последствия аварийного отключения линий электропередачи на передающем конце ликвидируются устройствами АОЧ и автоматики от наброса активной мощности путем деления ЭЭС и выравнивания баланса мощностей воздействием на генераторы и нагрузку. Для защиты электрооборудования в таких режимах предусматривается автоматика ограничения повышения напряжения (АОН). Эта автоматика действует на включение шунтирующих реакторов, установленных на линии электропередачи (если они были отключены), и на отключение линии электропередачи, являющейся источником перенапряжения в случаях, когда возникает реальная угроза пробоя изоляции.

Таким образом, УПА, выполняя свои функции (см. рис. 42.40), реагируют на параметры электромагнитных и электромеханических процессов в ЭЭС и управляют их протеканием. Поэтому образуется связь между устройствами ПА через контролируемые ими процессы. Это обстоятельство заставляет рассматривать ПА как единую систему, общим

назначением которой является предотвращение выхода режимов работы ЭЭС при аварийных ситуациях из области допустимых режимов или возврат их в эту область по допустимой траектории, а также восстановление питания потребителей и нормальных схем ЭЭС.

#### **Требования, предъявляемые к противоаварийной автоматике**

Для выполнения указанных на рис. 42.40 функций УПА должны удовлетворять ряду требований. В ряде источников, например [42.7], эти требования включают в себя селективность, быстроту действия, чувствительность и надежность (по аналогии с РЗ). Однако имеется существенная разница между ПА и РЗ, хотя последняя и является частью общей системы ПА. Релейная защита действует однозначно на отключение поврежденного элемента вне зависимости от места и интенсивности возмущения. Противоаварийная автоматика должна учитывать то и другое, т. е. включать в себя устройства дозирования и распределения управляющих воздействий. Поэтому требования к ПА должны быть сформулированы несколько иначе, чем требования к релейной защите, хотя к имеющимся в ПА пусковым и измерительным органам должны быть предъявлены те же требования, что и к РЗ [42.15].

Наличие в ПА устройств АДВ выдвинуло требование точности, т. е. свойства выбирать интенсивность УВ, не превышающую максимально допустимое значение. Дело в том, что УВ, оказываемые на ЭЭС, по сути дела являются для нее возмущениями, могущими вывести ее из области допустимых режимов. Таким образом, для интенсивности УВ есть ограничение сверху. Кроме того, имеется минимально необходимая интенсивность УВ, которую желательно обеспечить, хотя практика показала, что чрезмерное усложнение аппаратуры по этой причине неоправдано.

Требование чувствительности означает свойство обеспечить УВ на режим работы ЭЭС при всех тех возмущениях, когда режим может выйти из области допустимых режимов и не вернуться в нее. Это требование очевидно: ПА должна выявлять возможность выхода режима работы энергосистемы из допустимой области, иначе ПА не могла бы выполнять свои функции. Применительно к пусковым органам УПА (см. ниже) это требование (аналогично соответствующему требованию к устройствам РЗ) обуславливает способность УПА реагировать на отклонения и нарушения нормального режима.

Требование селективности — это способ-

ность оказать управляющее воздействие только в тех случаях, когда без него режим работы энергосистемы может выйти из допустимой области и не вернуться в нее. Выполнение этого требования устраняет излишние срабатывания УПА, ухудшающие эксплуатационные показатели ПА. На практике необходимо обеспечить выполнение требования чувствительности и желательно выполнение требования селективности.

Надежность, как и в РЗ, означает в соответствии с [42.15] свойство выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Иными словами УПА, как и УРЗ, должны безотказно действовать при нарушениях нормального режима, т. е. должны быть исключены отказы функционирования ПА (отказы срабатывания при требуемом срабатывании, излишние срабатывания при повреждениях или режимах с требованием несрабатывания и ложные срабатывания при отсутствии повреждений или в условиях, когда их действие не предусмотрено). Надежность УПА обеспечивается совершенством принципов и схем, надежностью аппаратуры, приборов и элементов этих устройств, надежностью цепей и источников питания, применением автоматического контроля их исправности, а также резервированием УПА и дублированием каналов передачи информации и управления. Считается целесообразным резервировать устройства АПНУ устройствами АЛАР, учитывая возможность их отказа или неэффективного действия, применять на основных связях три комплекта устройств АЛАР (основной быстродействующий; резервный на противоположном конце той же линии, срабатывающий по истечении определенных выдержки времени или циклов АР; дополнительный, реагирующий на ток нулевой последовательности и действующий в неполнофазных режимах), обеспечивать резервирование в устройствах АОЧ и АОН на случай их отказа.

Требование быстродействия означает свойство оказать УВ до наступления необратимого процесса выхода режима работы энергосистемы из допустимой области (например, до нарушения устойчивости). При этом чем быстрее будет оказано УВ при авариях, тем меньше необходима интенсивность этого воздействия и тем больше возможность сохранения устойчивости.

Современные устройства РЗ линий при наличии воздушных выключателей обеспечивают полное время отключения КЗ 0,1–0,2 с. Время действия УПА не должно превышать этих значений.

Свойства ПА находятся в сложной зависи-

мости друг от друга. Поэтому целесообразно использовать понятие эффективности функционирования, которое обеспечивается всеми указанными свойствами в целом. Эффективность функционирования ПА – это свойство сохранить после аварийного возмущения синхронную или результирующую динамическую устойчивость, т. е. удержать систему в области допустимых режимов или вернуть ее в эту область по траектории, обеспечивающей сохранность оборудования и бесперебойность энергоснабжения основных потребителей. При этом, если последнее свойство достигнуто при выполнении ряда критериев оптимальности, обеспечивающих требуемое качество переходного процесса, а также минимум и максимум некоторых режимных параметров или других факторов энергосистемы и минимум управляющих воздействий, имеет место оптимальное управление. Критерием оптимальности может быть минимум аварийного ущерба, минимум отключений потребителей и т. п.

Противоаварийное управление называется качественным, если обеспечиваются свойства селективности и оптимальности.

#### **Принципы действия и способы выполнения устройств и систем противоаварийной автоматики**

Развитие ПА проходило по двум основным направлениям. Первоначально создавался децентрализованный комплекс отдельных автономных устройств, взаимосвязанных общностью режима ЭЭС, резервирующих друг друга и согласованных по параметрам настройки.

По мере увеличения единичных мощностей, развития ОЭС и усложнения связывающих их линий электропередач увеличивалось число УПА и количество их типов. Поэтому современная ПА содержит много отдельных автономных устройств, достаточно эффективно выполняющих важные задачи по обеспечению надежности работы энергосистем и их живучести.

Эти автономные (локальные) устройства и комплексы образуют систему ПА, осуществляющую децентрализованное противоаварийное управление, для которого характерно или полное отсутствие, или наличие ограниченной информации о запасах по пропускной способности межсистемных связей в других районах противоаварийного управления, а УВ осуществляются на нескольких объектах управления, где произошли нарушения схемы и режима. В децентрализованных системах ПА не требуется применения средств телемеханики для передачи данных о параметрах исходного ре-

жима. На объектах, где произошло нарушение режима или схемы ЭЭС, формируются УВ, которые передаются к исполнительным устройствам ПА на объектах управления с помощью устройств телеотключения и т. п.

В 70-х годах начали создаваться централизованные комплексы ПА, в которых вся информация об исходной схеме ЭЭС, режиме, месте, виде и тяжести аварийного возмущения собирается в одном центральном устройстве ПА. На основе анализа полученной информации это устройство вырабатывает УВ, которые передаются на объекты управления.

Главной функцией ПА (см. рис. 42.40) является предотвращение нарушения устойчивости при недопустимых отклонениях режимных параметров или при внезапных нарушениях нормального режима работы, осуществляемое устройствами АПНУ. Системы и устройства АПНУ должны обеспечить устойчивость и живучесть ЭЭС СССР в целом. Поэтому в будущем более целесообразно их построение по централизованной структуре. Другие функции ПА, например ликвидация асинхронного режима, выполняемые устройствами делительной автоматики и АЛАР, а также функции, выполняемые устройствами АЧР, АОЧ, АОН и др., носят локальный характер и в будущем могут выполняться по децентрализованной структуре.

Построение устройств ПА характеризует-ся противоречием между непрерывным характером электромеханических переходных процессов и дискретным, чаще всего однократным, действием устройств ПА. Поэтому структура устройств ПА в большинстве случаев отличается от структуры замкнутых АСР нормального режима и во многом приближается к структуре устройств РЗ.

Принципы построения УПА разнообразны, но в общем случае они включают пусковые и измерительные органы, логические элементы и исполнительные устройства. Кроме того, в них входят в том или ином виде также и устройства АДВ, АЗД и устройства распределения и реализации УВ. Конструктивно возможно объединение некоторых вышеперечисленных устройств в одном блоке, например пускового и измерительного органов, логических элементов с устройством АДВ и т. п. Пусковой и измерительные органы реагируют на изменение параметров режима и схемы ЭЭС. Устройства АДВ в зависимости от сигналов пускового и измерительного органов формируют УВ на ЭЭС, которые реализуются через исполнительные устройства.

Управляющие воздействия ПА должны соответствовать возмущению и его реальной опасности при данном состоянии ЭЭС. В ка-

честве пусковых и измерительных органов используются блок-контакты выключателей, разъединителей, а также реле и устройства, реагирующие на электрические величины (ток, напряжение, активную и реактивную мощность, частоту, разность фаз, скольжение, их симметричные составляющие и производные или сочетание этих величин). Следует отметить, что основными параметрами, определяющими электромеханические переходные процессы, являются угол  $\delta$ , скольжение  $s$  и ускорение  $ds/dt$  роторов генераторов. Однако для измерения этих параметров нужна достаточно сложная аппаратура, требующая в большинстве случаев передачи вектора напряжения из одной части ЭЭС в другую. Поэтому часто производится их косвенное измерение. Логические элементы, устройства АДВ, АЗД, распределения и реализации воздействий могут быть построены с помощью релейно-контактных схем, диодных матричных коммутаторов, цифровых, аналоговых и гибридных ЭВМ.

Пусковые и измерительные органы реагируют на аварийные возмущения и изменения параметров режима и схемы ЭЭС и выдают соответствующую информацию устройствам АДВ и АЗД, которые в зависимости от сигналов пусковых устройств и информации об исходном (доаварийном) режиме формируют УВ на ЭЭС, реализуемые через устройства распределения и реализации воздействий и исполнительные устройства ПА. В качестве исполнительных устройств используются выключатели, системы регулирования турбин, системы регулирования возбуждения и т. п.

В ряде случаев информация от пусковых устройств к устройствам АДВ (АЗД), или команды к исполнительным устройствам, могут передаваться с помощью устройств телепередачи, а параметры доаварийного режима и переходного процесса могут измеряться с помощью устройств телеизмерения, при этом используются два вида телеинформации: доаварийная (до возникновения аварии) и аварийная (при возникновении аварии).

Для передачи сигналов аварийной информации и команд используется пятикомандная аппаратура ВЧТО-М (телеотключение по высокочастотному каналу). Во ВНИИЭ создана более совершенная аппаратура на основе устройств АНКА-АВПА, обеспечивающая передачу по одному каналу связи до 14 аварийных сигналов-команд и, кроме того, передачу фазы напряжения (время передачи команд составляет 15–30 мс). ПО «Союзэнергоавтоматика» готовит к выпуску устройство УСПА, работающее совместно с АНКА-АВПА и позволяющее увеличить количество передаваемых команд до 49 [42.10].

Для телепередачи информации о нормальном режиме применяется система телемеханики ТМ-800А, которая может использоваться с управляющей ЭВМ типа ТА-100; на базе могут быть реализованы функции УАДВ.

#### Автоматика, предотвращающая нарушение устойчивости

Основной функцией рассматриваемой автоматики является обеспечение статической, динамической и результирующей устойчивости ЭЭС. Мероприятия, осуществляемые с этой целью (ОГ, АУМПТ, ЭТ, ОН, ДС, а также ФВ, ФК и ОР), приведены на рис. 42.40. АПНУ, как указывалось, представляет собой балансирующую автоматику, сочетающую ОГ, АУМПТ, ЭТ в передающей части ЭЭС и ОН в приемной. Отключение нагрузки в приемной части ЭЭС осуществляется устройствами САОН путем передачи управляющих телесигналов.

Применение АПНУ позволяет полнее использовать пропускную способность линий электропередачи, т. е. повышает эффективность использования оборудования ЭЭС. При отсутствии АПНУ в соответствии с рис. 42.42 и 42.43 значение передаваемой мощности не должно превышать  $P_{T1} \leq P_{12}^{\text{II}} - \Delta P_3^{\text{II}}$ , а при наличии АПНУ, обеспечивающего разгрузку линии электропередачи на  $\Delta P_T$ ,  $P_{T1}^0 = P_{12}^0 - \Delta P_3^0$  ( $\Delta P_3^0$ ,  $\Delta P_3^{\text{II}}$  — необходимые запасы в доаварийном и послеаварийном режимах). Таким образом, эффективность АПНУ определяется увеличением передаваемой мощности на  $\Delta P_T = (P_{12}^0 - \Delta P_3^0) - (P_{12}^{\text{II}} - \Delta P_3^{\text{II}})$ , которое может достигать 15% от  $P_{12}^0$ . При передаваемой мощности  $P_{T1}^0$  устойчивость достигается только за счет АПНУ. Поэтому она считается условной. Работа линий электропередачи в зоне «условной» устойчивости дает значительный экономический эффект за счет увеличения их пропускной способности и в целом по стране составляет 10–15 млн. кВт [42.9].

Разгрузка линий электропередачи осуществляется в целях как гашения избыточной кинетической энергии, накопленной роторами агрегатов в процессе динамического перехода для обеспечения динамической устойчивости, так и обеспечения необходимого запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме. Указанные цели при ОГ и ОН достигаются одновременно, а при ЭТ, когда устройства АПНУ однократно включают нагрузочные резисторы на время 1–1,5 с, — только первая цель. Отключение части генераторов осуществляется главным образом на крупных ГЭС, а на ТЭС разгрузка производится посредством

АУМПТ (для энергоблоков 300 МВт и выше). При этом может осуществляться быстрая импульсная (кратковременная) разгрузка агрегатов (ИР) для гашения избыточной кинетической энергии и длительная разгрузка — ограничение мощности агрегатов в пределах их регулировочного диапазона (ДР) для восстановления условий статической устойчивости.

Для осуществления АУМПТ используется электрогидравлический преобразователь (ЭГП), являющийся обязательной составной частью электрогидравлических систем регулирования паровых турбин, или дополнительная электрическая часть — электроприставка (ЭП) гидромеханических систем регулирования (см. § 42.3). Электроприставка или ЭГП реализует быстродействующее (запаздывание не более 0,03–0,05 с) пропорциональное воздействие на первичную систему регулирования турбины (АРЧВ) в виде импульса особой формы с прямоугольным передним фронтом, длительностью  $\tau_n = 0,1 \div 0,3$  с, амплитудой  $A_n$  и медленно спадающим по экспоненте задним фронтом. Амплитуда сигнала  $A_n$  выбирается значительно большей, чем значения сигналов, циркулирующих в системе АРЧВ в нормальных режимах, что блокирует сигнал обратной связи по перемещению гидравлического привода клапанов. В результате быстро закрываются группы клапанов цилиндров высокого (ЦВД) и среднего давления (ЦСД) турбины, причем снижение механической мощности агрегата  $\Delta P_{n,p}$  пропорционально значению  $\tau_n$ . Длительная разгрузка является продолжением процесса АУМПТ, начинается она в момент достижения мощности агрегата после импульсной разгрузки значения  $P_{T1} = P_{12}^{\text{II}} - \Delta P_3^{\text{II}}$  (см. рис. 42.43) и осуществляется изменением уставки системы регулирования турбины в сторону снижения мощности воздействием на МУТ (см. § 42.3).

Для повышения точности выполнения разгрузки на данное значение  $\Delta P_T$  при ограничении мощности ТЭС вводится обратная связь через ЭГП по электрической или механической мощности агрегата, при этом мощность агрегатов может снижаться до значений не ниже 70% номинального значения для пылеугольных блоков и не ниже 50% для газомазутных. Если по условиям исходного режима и аварийного возмущения разгрузка ТЭС должна быть большей указанного регулировочного диапазона, то применяется ОГ с воздействием на парогенераторы [42.9].

АУМПТ и ОГ осуществляются устройствами АПНУ по факту аварийного возмущения с учетом мощности, передаваемой по линии,  $2P_0$  (см. рис. 42.41), а в некоторых случаях

и с учетом значения сброса активной мощности  $\Delta P_x$  при КЗ (см. рис. 42.42 и 42.43).

В настоящее время в СССР применяются комплексы и системы АПНУ, управляющие расположенными на значительных расстояниях (1–2 тыс. км) объектами (электростанциями и подстанциями), объединенными каналами связи для передачи известительной и управляющей информации. Такие комплексы и системы являются централизованными и осуществляют восстановление баланса мощностей после аварийных возмущений, снижая генерируемую мощность в избыточной части энергообъединения и отключения нагрузки в дефицитной. Устройства и системы САОН, следовательно, являются составной частью системы АПНУ и обеспечивают отключение части нагрузки путем передачи управляющих телесигналов. При этом отключаются крупные потребители, допускающие перерывы электроснабжения.

На рис. 42.44 приведена функциональная схема системы АПНУ района энергообъединения, пусковые и измерительные органы которой при выявлении нарушений нормального режима фиксируют: отключение участка линии электропередачи – по отключениям выключателей, срабатыванию релейной защиты, сбросу передаваемой мощности ( $\Delta P_x$ , см.

рис. 42.42), разности между токами и мощностями в поврежденной и неповрежденной частях сети; успешное и неуспешное АПВ (в условиях, когда линия электропередачи не имеет шунтирующих связей) – по тем же признакам; тяжесть КЗ – по снижению напряжения прямой последовательности, сбросу активной мощности, затягиванию отключения КЗ из-за отказа выключателя или быстросрабатывающей защиты; аварийную перегрузку линии электропередачи – по изменениям активной мощности или угла сдвига фаз между напряжениями в начале и конце линии электропередачи; перегрузку элемента ЭЭС – по току.

Кроме того, пусковые устройства (ПУ) определяют тяжесть исходного и аварийного режимов, фиксируя исходные (доаварийные) значения активной мощности различных элементов ЭЭС и значения сброса активной мощности, снижения напряжения прямой последовательности, времени отключения КЗ – по действию измерительных органов мощности  $UW$ , напряжения  $UV$ , реле времени, и исходное состояние схемы ЭЭС – по состоянию реле положения выключателей  $KQ$  (или вспомогательных контактов выключателей). Такие ПУ до последнего времени выполнялись на аппаратуре, применяемой в релейной защите, недостаточно приспособленной для целей ПА.

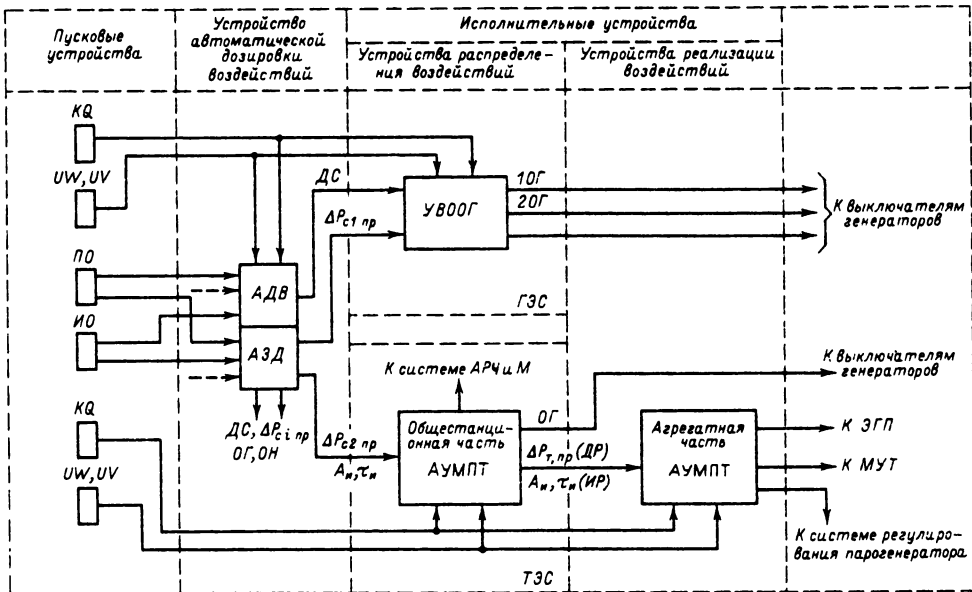


Рис. 42.44. Функциональная схема системы АПНУ района ЭЭС:

ПУ – пусковые устройства; УВООГ – устройства выбора очередности отключаемых генераторов; АУМПТ – аварийное управление мощностью паровых турбин;  $\Delta P_{c1 пр}$ ,  $\Delta P_{c2 пр}$ ,  $\Delta P_{т пр}$ ,  $\Delta P_{т пр}$  – предписанные значения мощностей разгрузки ГЭС, ТЭС и турбоагрегата ТЭС;  $A_i, \tau_i$  – амплитуда и длительность сигнала АУМПТ

В настоящее время Всесоюзным научно-исследовательским институтом релестроения (ВНИИР) по техническому заданию института «Энергосетьпроект» разработано несколько комплексов аппаратуры: УПА-1, УПА-2 (комплексы мощности), ПА-501 (комплекс разности фаз), ПА-601 (комплекс частоты).

Схемы таких комплексов состоят из измерительных преобразователей режимных параметров, элементов для определения значений скоростей или скачкообразных изменений этих параметров и измерительных реле напряжения, фиксирующих определенное значение напряжения, получаемых на выходе названных выше преобразователей и элементов.

Схемы построены на операционных усилителях (транзисторных и выполненных на базе линейных интегральных микросхем серий К153 и К553) и логических элементах, выполненных также на интегральных микросхемах, главным образом серии К155, и элементах серии «Логика Т».

Устройства автоматической дозировки воздействий (АДВ) определяют интенсивность управляющих воздействий и выдают соответствующие команды на электростанции, линии электропередачи или потребителям. Эти команды вырабатываются в зависимости от интенсивности аварийного возмущения и параметров исходного (доаварийного) режима, информация о которых поступает от ПУ. Если устройства АДВ оценивают послеаварийное состояние ЭЭС непосредственно в момент возникновения возмущения, т. е. прогнозируют это состояние, то увеличивается быстрдействие ПА и может быть снижена интенсивность управляющих воздействий. Для этого управляющие воздействия вырабатываются с использованием аппаратуры запоминания дозровок (АЗД), в которую введены результаты предварительных расчетов, образующие массив управляющих воздействий. АЗД может совмещаться с АДВ, но может находиться и в местах реализации ОГ и АУМПП.

При создании ЕЭС СССР в устройствах АДВ централизованных систем АПНУ используются ЭВМ. Имеются два варианта применения ЭВМ: АДВ на базе управляющей ЭВМ типа ТА-100 и АДВ с использованием двух мини-ЭВМ типа СМ, обеспечивающих взаимное резервирование [42.10]. АДВ на базе ЭВМ могут работать тремя способами:

1) АДВ, автоматически получая по телеканалам информацию о схеме и режиме района противоаварийного управления, периодически (через каждые 10–20 с) производит расчеты дозровок УВ для всех ПУ и настраивают с помощью аппаратуры АЗД пути прохождения команд управления от ПУ к ИУ;

2) АДВ осуществляет пересчет уже имеющихся дозровок УВ не циклически, а только после изменений схемы и режима ЭЭС, требующих новой дозировки;

3) ЭВМ в АДВ в нормальных режимах не работает, а производит расчеты дозровок УВ только после срабатывания ПУ.

Наиболее предпочтителен первый способ (способ «До»), так как при периодической работе ЭВМ производится проверка ее исправности, что повышает надежность АДВ.

Расчеты дозровок УВ осуществляются с использованием результатов предварительных расчетов устойчивости ЭЭС, выполненных на более мощных ЭВМ, и информации о схеме и режимах ЭЭС (см. рис. 42.41). В результате для каждого из опасных сечений ЭЭС, в которых возможны нарушения устойчивости, определяется комбинация УВ, предотвращающих эти нарушения, и выбирается способ ДС. При ДС в части ЭЭС с избытком активной мощности осуществляется ОГ и АУМПП, а в части ЭЭС с ее недостатком – ОН.

Планируется для ЕЭС СССР в ближайшие 5–10 лет осуществить 12–15 систем АПНУ для районов противоаварийного управления на базе мини- и микро-ЭВМ.

Для координации этих систем предполагается создание координирующих АДВ (КАДВ).

Для узлов ЭЭС малой и средней сложности УАДВ может быть построено с помощью релейных схем и коммутаторов. На рис. 42.45 приведена схема релейно-контактного устройства АДВ, в которое введена информация об исходном состоянии ЭЭС, включающая значение активной мощности, передаваемой по линии электропередачи (см. рис. 42.41), и инфор-

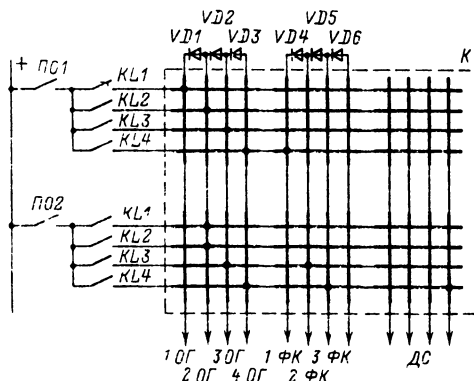


Рис. 42.45. Схема релейно-контактного УАДВ с коммутатором:

1ОГ – 4ОГ – воздействия на отключение различного числа генераторов; 1ФК – 3ФК – различные воздействия на форсировку продольной компенсации



мация о схеме линии электропередачи. Рассматриваемое АДВ получает сигналы от двух пусковых органов *ПО1* и *ПО2* об отключении соответствующего участка линии электропередачи и имеет четыре ступени измерения исходного значения мощности (промежуточные реле *KL1 – KL4*).

Если в соединениях (штекерах) входных и выходных шин коммутатора устанавливать диоды, то образуются устройства, получившие названия диодных матричных коммутаторов (КДМ) и способные не только хранить информацию, но и выполнять логические операции И или ИЛИ [42.2]. При этом требуются меньшее число реле и коммутаторы меньших размеров. При использовании диодов *VD1 – VD6* в схеме УАДВ может осуществляться передача сигналов от более интенсивной ступени разгрузки к менее интенсивной (так называемый «диодный спуск»).

Для стационарного уровня создаются подсистемы ПА на базе микро-ЭВМ, определяющие и распределяющие необходимую мощность и вид разгрузки станции в соответствии с аварийным возмущением или заданием, поступающим от районного УАДВ, между агрегатами. На заводе «Электропульт» готовится серийное производство разработанного в ВЭИ им. В. И. Ленина двух модификаций такого устройства: ПАА-1 – для управления мощностью ТЭС и АЭС и ПАА-2 – для управления мощностью ГЭС [42.16].

Для обеспечения требуемой надежности (коэффициент готовности не менее 0,997, частота ложных срабатываний не выше 0,01 в год) устройство выполняется из трех идентичных комплектов с мажоритарной схемой контроля выходных сигналов на базе микро-средств управляющей вычислительной техники серии В7 [42.19]. Каждый комплект содержит одноплатную микро-ЭВМ типа ПМВО1, программируемые параллельные и последовательные интерфейсы, контроллеры прерывания, программируемые интервальные таймеры, оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) и постоянное перепрограммируемое устройство (ППЗУ). Микросистема содержит аналого-цифровые (АЦП) и цифро-аналоговые (ЦАП) преобразователи, специальный математический процессор и т. д. Система бесперебойного питания и УСО аналогичны системе питания и УСО АРВ-СДМ (см. рис. 42.22). Параметры режима вводятся в устройство ПАА в виде унифицированных токовых сигналов  $\pm 5$  мА, а интенсивность аварийных возмущений – в виде трех ступеней.

В нормальных режимах в устройстве ПАА циклически рассчитываются УВ для всех пусковых органов и ступеней аварийных возму-

щений на основе информации о текущем режиме и схеме сети и готовятся цепи воздействия на соответствующие исполнительные устройства. Расчет УВ ведется по полиномиальным функциональным зависимостям вида

$$\Delta P_{УВ} = C_0 + \sum_{i=1}^n C_i P_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n C_{ij} P_i P_j,$$

где  $\Delta P_{УВ}$  – значение управляющего воздействия;  $P_i, P_j$  – значения контролируемых параметров;  $C_i, C_{ij}$  – коэффициенты.

Полиномиальные зависимости сформированы заранее для нормальной и ремонтной схем ЭЭС и вместе с программой записаны в ППЗУ, что обеспечивает сохранение внесенной информации и быстрое восстановление работоспособности устройства.

Вычисленные и принятые от высшего уровня УВ для сохранения устойчивости распределяются между агрегатами с учетом их загрузки, состояния и очередности отключения, задаваемых автоматически или с пульта управления. На ТЭС и АЭС осуществляется ИР (три ступени), ДР и ОГ, если для реализации УВ регулировочный диапазон станции недостаточен.

#### Автоматика, ликвидирующая асинхронный режим

В наиболее тяжелых случаях цепочечного (каскадного) развития аварий, сопровождающегося отказами РЗ, АПНУ может не предотвратить нарушения устойчивости параллельной работы, следствием чего явятся АР. Асинхронный режим может возникнуть и вследствие перегрузки линий электропередачи. При АР происходят значительные периодические изменения перетоков мощности, токов и напряжений, что создает опасность повреждения элементов ЭЭС и нарушения устойчивости других электропередач и узлов нагрузки. Поэтому устройства АЛАР, предотвращающие или прекращающие АР, действуют на ДС в заранее предусмотренном сечении. Устройства АЛАР не должны срабатывать при незначительных перегрузках линий электропередачи, синхронных качаниях и АР в смежных сечениях.

На слабых связях АР обычно возникает либо при нарушении баланса мощности в одном из соединяемых районов ОЭС, либо при отключении параллельной линии большой пропускной способности (сильной связи). Это приводит к значительному возрастанию токов и перетоков мощности по слабым связям. Поэтому устройства АЛАР на слабых связях вы-

полняются быстродействующими (без счетчика циклов АР) с пусковыми органами на базе реле тока, напряжения и сопротивления, отстроенных от нормального режима и синхронных качений.

На сильных связях высоких и сверхвысоких напряжений делительная автоматика фиксирует наличие АР с помощью реле тока, сопротивления, активной мощности, используя два его признака: периодическое изменение значения и знака активной мощности и периодическое увеличение тока линии электропередачи. После установления факта АР (за один-два цикла) устройство АЛАР действует на отключение контролируемой линии.

На сильных связях при недопустимости АР (когда снижение напряжения может привести к нарушению устойчивости смежных линий электропередач) применяются быстродействующие устройства АЛАР, реагирующие на значение угла между векторами напряжений на концах линии электропередачи или скорость изменения сопротивления на зажимах реле пускового органа и срабатывающие при увеличении угла до значений порядка 90–120° (т. е. АР не допускается).

На межсистемных транзитных связях с промежуточными подстанциями (ПС) применяются устройства АЛАР, выявляющие знак скольжения для осуществления такого ДС, при котором нагрузка промежуточных ПС подключается к избыточной части ОЭС.

После формирования ЕЭС СССР, ввиду того что при АР возникает опасность дальнейшего развития аварии из-за явлений электро-механического резонанса и нарушения работы с. н. станций, принято решение [42.10] о внедрении на межсистемных и основных внутренних связях основных устройств АЛАР, предотвращающих АР, и резервных устройств, действующих при отказе основных и прекращающих затяжные АР.

#### **Автоматика ограничения повышения частоты и напряжения**

При отделении части ЭЭС с избытком активной мощности, в которой имеются ГЭС и ТЭС, возможно недопустимое для турбин ТЭС повышение частоты, ликвидируемое действием локальных автономных устройств АОЧ. Предусматриваются три-четыре ступени такой автоматики для обеспечения требуемого качества управления. Первые ступени АОЧ, реле частоты которых имеют уставки 51–51,5 Гц, отключают часть гидрогенераторов, а последующие ступени с уставками 52,5–53,5 Гц действуют на отделение ТЭС с нагрузкой, соответствующей их мощности.

При избытке реактивной мощности, вызванном односторонним отключением линий электропередачи сверхвысоких напряжений, автоматика ограничения повышения напряжения (АОН) действует сначала на включение нормально отключенных шунтирующих реакторов, затем на отключение линии, являющейся источником перенапряжений, и в последнюю очередь на отключение оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов). Автоматика выполняется с использованием максимального реле напряжения с повышенным коэффициентом возврата ( $k_b \geq 0,95$ ).

При наличии нескольких линий, которые могут стать источниками перенапряжений, автоматика дополняется реле направления реактивной мощности.

#### **Автоматика, ограничивающая аварийное снижение частоты**

Система автоматического ограничения снижения частоты в современных ЭЭС включает в себя устройства автоматического частотного ввода резерва, АЧР, ЧАПВ и автоматику выделения электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, а также автоматику выделения генераторов на питание с. н. электростанций [42.5].

При снижении частоты в первую очередь осуществляется мобилизация включенного резерва на ТЭС, автоматический частотный пуск резервных гидрогенераторов, автоматический перевод гидрогенераторов из режима СК в генераторный и автоматический пуск газотурбинных установок.

Система автоматического ограничения снижения частоты должна полностью исключить возможность снижения частоты ниже уровня 45 Гц при любом возможном дефиците и не допускать, чтобы время работы ЭЭС с частотой 47 Гц превысило 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с.

#### **Автоматическое выделение с. н. блочных ТЭС при аварийном снижении частоты**

Наряду с АЧР (см. § 42.5) для предотвращения развития аварии при значительных снижениях частоты применяется делительная автоматика (ДА), выделяющая с. н. крупных блочных ТЭС и АЭС мощностью 1800–3600 МВт и более на изолированную работу, чем обеспечивается нормальное функционирование механизмов с. н. таких станций (для АЭС исключается нарушение работы насосов, подающих воду на охлаждение реакторов).

Такое выделение позволяет осуществить

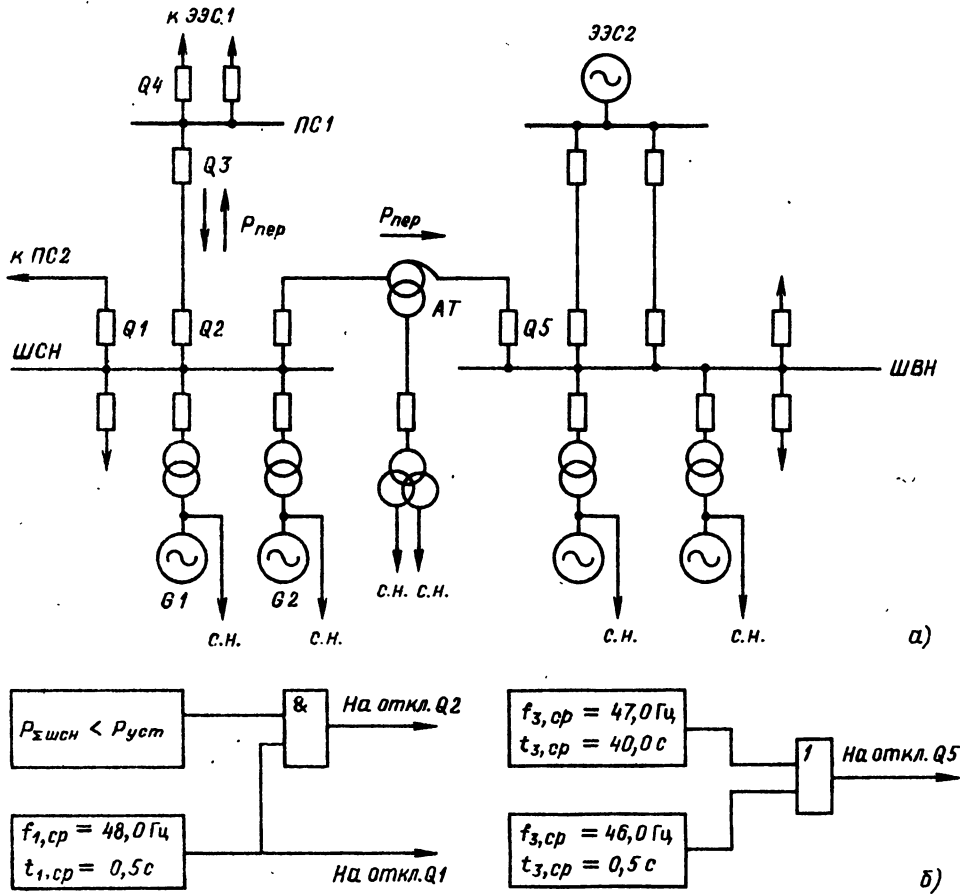


Рис. 42.46. Упрощенная схема ТЭС (а) и структурная схема автоматики выделения с. н. (б)

восстановление нормальной работы ЭЭС после тяжелых системных аварий, поскольку сохраняет в работе эти станции, даже при полной остановке других генерирующих источников в условиях значительных дефицитов мощности. Возможны три варианта: выделение ТЭС и прилегающей сети со сбалансированной нагрузкой; поблочное разделение ТЭС с выделением энергоблоков на свои с. н. и, наконец, выделение части ТЭС со сбалансированной нагрузкой и с. н. всей станции. Первый вариант сложен, требует значительного числа переключений средствами ТМ и снижает надежность энергосистемы в целом. Второй — неэффективен, так как теряется значительная мощность ТЭС, а часто и невозможен из-за недостаточного регулировочного диапазона мощных блоков. Наиболее предпочтителен третий вариант, при котором выделяется часть ТЭС, чаще всего работающая на шины среднего напряжения (ШСН) на с. н. и прилегающую

сеть с разрывом транзита через ТЭС, для осуществления которого может быть привлечено и минимальное количество прилегающих ПС.

Выделение с. н. осуществляется при соблюдении баланса мощностей в выделенной части ЭЭС с учетом действия АЧР в отделяемой сети. ДА имеет несколько ступеней, в результате чего выделение осуществляется поэтапно. На прилегающих ПС, как правило, достаточно одной ступени, осуществляющей дополнительные отключения в целях установления баланса генерируемой и потребляемой мощностей в отделяемой части ЭЭС (рис. 42.46).

При снижении частоты до значения  $f_{1,ср} = 48,0 \div 48,5$  Гц (несколько меньшего значения верхнего уровня АЧР) осуществляется перевод питания с. н. на трансформаторы с. н., подключенные к отделяемой части системы, и отключение выключателя Q1 для уменьшения нагрузки на ШСН. Одновременно в зави-

симости от нагрузки на ШСН либо отключается (при  $P_{\Sigma \text{шсн}} < P_{\text{уст}}$ ), либо остается в работе (при  $P_{\Sigma \text{шсн}} > P_{\text{уст}}$ ) выключатель Q2. Затем на ПС1 ДА с уставками  $f_{2 \text{cp}} = 48,0$  Гц,  $t_{2 \text{cp}} = 1,0$  с в зависимости от значения и направления перетока мощности (в сторону ТЭС или наоборот) отключает выключатель Q3 или Q4. При этом параллельная работа всех блоков ТЭС пока сохраняется, что позволяет персоналу произвести необходимую балансировку мощности в выделенном районе изменением перетока через АТ и другие действия в соответствии с типовой инструкцией по ликвидации аварий при угрозе аварийного останова агрегатов.

При дальнейшем снижении частоты в ЭЭС до 47 Гц и ниже или приближении технологических параметров (давление жидкости в системе регулирования турбин, давление масла в системе смазки генератора и т. п.) к критическим значениям возникает угроза останова агрегатов. Поэтому ДА с уставками  $f_{3 \text{cp}} = 47,0$  Гц,  $t_{3 \text{cp}} = 40$  с или  $f_{4 \text{cp}} = 46,0$  Гц,  $t_{4 \text{cp}} = 0,5$  с производит окончательное выделение части ТЭС (генераторы G1, G2 со всеми с. н. и прилегающей сетью) на изолированную работу отключением выключателя Q5.

## 42.5. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

### Основные сведения

*Сокращенные обозначения:* АЧР — автоматическая частотная разгрузка; ЧАПВ — автоматическое включение потребителей, отключенных устройствами АЧР; АЧП — автоматический «частотный» пуск резервных гидроагрегатов и АПГР — перевод этих агрегатов из компенсаторного в генераторный режим; с. н. — собственные нужды; У — устройство.

*Назначение АЧР.* Автоматическое отключение части нагрузки при снижении частоты ЭЭС, вызванном возникшим аварийным дефицитом активной мощности, в целях восстановления нормального уровня частоты.

*Значение АЧР и предъявляемые требования.* Понижение частоты в ЭЭС нарушает ее нормальное функционирование и даже может приводить к цепочечному развитию локальной аварии (с выпадением генерируемой активной мощности) в общесистемную с нарушением энергоснабжения целых районов (см. § 42.4). Если возникший дефицит активной мощности не покрывается включенным резервом активной мощности системы и снижение частоты достигает опасного уровня, единственной возможностью восстановления частоты оказы-

вается автоматическое отключение части нагрузки соответственно значению дефицита. По мере развития ОЭС требования к поддержанию в них нормального значения частоты непрерывно повышались, и в настоящее время верхняя граница снижения частоты, от которой начинается автоматическая разгрузка системы, достигла 49–49,2 Гц. Дефицит активной мощности бывает общесистемным, вызванным выпадением крупного источника генерируемой мощности, и местным, возникающим в энергодефицитных районах при аварийных потерях их связи с системой, обеспечивающей им недостающую активную мощность. Благодаря большой мощности ОЭС возможные в них дефициты активной мощности в процентном отношении невелики и вызываемые ими снижения частоты не бывают глубокими, однако и такие снижения могут быть для них опасными (см. § 42.4). В противоположность этому дефицит в аварийно отделившихся районах может быть весьма большим относительно располагаемой мощности электростанций и вызывать глубокое снижение частоты. Последнее в первую очередь опасно для с. н. ТЭС, которые снижают свою производительность, что ведет к снижению мощности, усугублению дефицита и развитию «лавины частоты». Критической для с. н. ТЭС является частота около 46,5 Гц. Кроме того, одновременно с дефицитом активной мощности возникает дефицит и реактивной мощности, обусловленный как увеличением ее потребления вследствие снижения реактивного сопротивления элементов системы, так и некоторым понижением напряжения на электростанциях, перегруженных реактивной мощностью. В результате снижается напряжение в узлах потребления, что может приводить к неустойчивости нагрузки с развитием «лавины напряжения». Следует отметить, что при значительном снижении напряжения наступает уменьшающая дефицит мощности саморазгрузка потребителей за счет действий защиты от понижения напряжения и отпадения магнитных пускателей, что приводит к отключению и ответственных потребителей.

К функционированию АЧР предъявляются требования возможно более быстрой ликвидации возникшего дефицита, но без излишних отключений нагрузки, и претодвращения даже кратковременного (в переходном процессе) опускания частоты ниже 45 Гц и подъема частоты в зону 49,2–50 Гц (чем ближе к 50 Гц, тем лучше). Дальнейший подъем частоты в указанной зоне происходит за счет АЧП и АПГР резервных гидроагрегатов и действий диспетчера системы.

Поскольку значения возникающих дефи-

цитов мощности носят вероятностный характер, а вызываемые ими снижения частоты зависят от состава и частотных характеристик нагрузки и системы в целом, комплекс устройств АЧР должен обладать способностью самонастраивания в различных условиях и правильно функционировать как при местных, так и при общесистемных дефицитах. Для этого отключения нагрузки производятся относительно небольшими дозами по мере снижения частоты. При этом используются три категории устройств АЧР.

Первая категория АЧР-1, быстродействующая, предназначенная для задержки снижения частоты и предотвращения ее опускания ниже 45 Гц, состоит из ряда очередей с частотами срабатывания, равномерно размещенными в диапазоне частот 49–46,5 Гц с интервалами 0,1 Гц. Суммарная мощность очередей АЧР-1 принимается равной максимально возможному дефициту и распределяется по очередям примерно поровну.

Вторая категория АЧР-2 имеет единую уставку по частоте 49,2 Гц и ряд очередей, действующих с нарастающими выдержками времени. Назначение категории АЧР-2 — подъем частоты выше 49,2 Гц после действий категории АЧР-1.

Третья, дополнительная категория АЧР (быстродействующая) используется в энергодефицитных районах, если одна категория АЧР-1 не в состоянии предотвратить опускание частоты ниже 45 Гц или если требуется дополнительно отключить нагрузку для предотвращения лавины напряжения.

Расчеты АЧР производятся с использованием частотных характеристик электроэнергетической системы — статической и динамической.

Статическая частотная характеристика электроэнергетической системы включает в себя частотные характеристики нагрузки и генерирующей части системы.

Частотная статическая характеристика нагрузки определяет изменения мощности нагрузки  $P_n$  электроэнергетической системы в зависимости от изменения частоты  $f$  при постоянстве напряжения и имеет вид

$$P_n = P_0 + P_1 f / f_{ном} + P_2 (f / f_{ном})^2 + P_3 (f / f_{ном})^3 + P_4 (f / f_{ном})^4$$

Это выражение описывает все известные виды нагрузки систем.

Ниже приведены статические частотные характеристики для разных видов нагрузок электроэнергетической системы:

Лампы накаливания, нагревательные приборы и выпрямительные установки . . . . .	$P_0$
Металлорежущие станки, мельницы, поршневые насосы и компрессоры . . . . .	$P_1 f / f_{ном}$
Потери в сетях и специальные установки . . . . .	$P_2 (f / f_{ном})^2$
Центробежные насосы и вентиляторы при статическом напоре: малом . . . . .	$P_3 (f / f_{ном})^3$
большом . . . . .	$P_4 (f / f_{ном})^4$
Собственные нужды ТЭЦ . . . . .	$P_4 (f / f_{ном})^4$

В небольшом диапазоне частот (50–45 Гц) частотная характеристика мощности нагрузки может быть спрямлена (рис. 42.47), что оправдывается ее малой кривизной в области частот 50–45 Гц, а также изменениями в известных пределах самой характеристики соответственно изменениям состава нагрузки, чем предопределяется приближенность расчетов при ее использовании. При понижении частоты мощность нагрузки уменьшается, а при повышении увеличивается. Эти изменения уменьшают небаланс активных мощностей генерации и потребления (дефицит или избыток генерации) и соответственно изменения частоты. Таким образом, сама нагрузка действует подобно автоматическому регулятору частоты. Это явление называется регулирующим эффектом нагрузки (РЭН) и оценивается коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки по частоте  $k_n$ , характеризующим относительное изменение ее мощности при относительном изменении частоты:

$$k_n = \partial P_{n*} / \partial f_* \approx \Delta P_{n*} / \Delta f_*$$

Эта производная показывает также, какое влияние на значение  $k_n$  оказывают разные виды нагрузки:

$$k_n = (\partial P_{n*} / \partial f_*)_{f = f_{ном}} = P_{1*} + 2P_{2*} + 3P_{3*} + 4P_{4*}$$

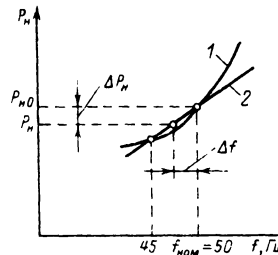


Рис. 42.47. Статическая частотная характеристика нагрузки:

1 — истинная; 2 — спрямленная;  $k_n = \Delta P_n f_{ном} / P_{n0} \Delta f$

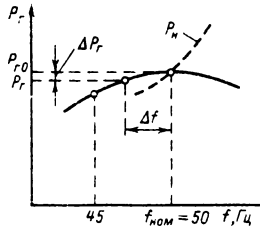


Рис. 42.48. Статическая частотная характеристика генерирующей части ЭЭС:  
 $P_N$  — частотная характеристика нагрузки

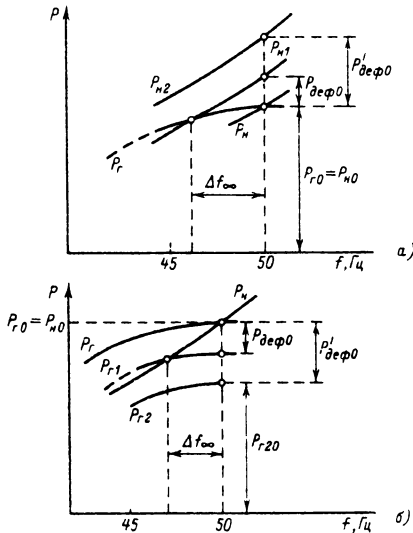


Рис. 42.49. Совмещение статических частотных характеристик генерации и потребления:  
 а — наброс нагрузки; б — отклонение генерируемой мощности

По экспериментальным данным в электроэнергетических системах обычные значения  $k_N = 1,5 \div 2,5$ . В диапазоне спрямленной части характеристики нагрузки  $k_N = \text{const}$ .

Статическая частотная характеристика генерирующей части системы в области 50–45 Гц близка к квадратичной параболе с максимумом при 50 Гц (рис. 42.48) и крутизной меньше крутизны характеристики нагрузки. Совмещение характеристик нагрузки и генерирующей части при разных дефицитах показано на рис. 42.49. Непересечение характеристик свидетельствует о наступлении лавины частоты.

При отклонениях частоты менее 10% мощность генераторов меняется относительно мало, и определяющее значение имеет характеристика нагрузки, которая и используется для расчета АЧР.

Динамическая частотная характеристика энергосистемы определяет изменения во времени частоты системы вследствие возникновения дефицита или избытка генерируемой мощности при условии постоянства напряжения, количества включенных генераторов и впуска энергоносителя первичных двигателей. При этом обычно в диапазоне частот 50–45 Гц генерируемая мощность принимается постоянной.

При достаточно сильных электрических связях электростанций и нагрузок электроэнергетическую систему можно рассматривать как эквивалентный агрегат с моментом инерции  $J$ , равным сумме моментов инерции генераторов и нагрузки.

Дифференциальное уравнение движения эквивалентного агрегата в условиях небаланса мощностей генераторов и нагрузки имеет вид

$$J d\omega/dt = M_{\text{неб}} = P_{\text{деф}}/\omega,$$

где  $M_{\text{неб}} = M_G - M_{\text{нагр}}$  — разность вращающего момента эквивалентного агрегата  $M_G$  и момента сопротивления нагрузки  $M_{\text{нагр}}$ , а  $P_{\text{деф}}$  — мощность дефицита.

После отнесения  $P_{\text{деф}}$  к мощности  $P_{N0}$  нагрузки при 50 Гц, введения относительного отклонения частоты  $\Delta f_*$  и с учетом того, что  $P_{\text{деф}*} = P_{\text{деф}0*} - k_N \Delta f_*$ , где  $P_{\text{деф}0*}$  — относительный дефицит при частоте 50 Гц, уравнение принимает вид

$$(J\omega_{\text{ном}}/P_{N0}) d\Delta f_*/dt = P_{\text{деф}0*} - k_N \Delta f_*.$$

При небольших отклонениях частоты

$$J\omega_{\text{ном}}/P_{N0} \approx J\omega_{\text{ном}}^2 = T_J,$$

где  $T_J$  — отнесенная к мощности нагрузки постоянная механической инерции эквивалентного агрегата, лежащая по опытным данным в пределах 10–15 с.

Окончательно после преобразования уравнение движения эквивалентного агрегата соответствует уравнению типового аperiodического звена и в операторной форме имеет вид

$$\left( \frac{T_J}{k_N} p + 1 \right) \Delta f_* = \frac{1}{k_N} P_{\text{деф}0*},$$

где  $T_J/k_N = T_\tau$  — постоянная времени изменения частоты, с;  $1/k_N$  — коэффициент передачи звена.

Соответствующая алгоритмическая структурная схема показана на рис. 42.50.

При отсутствии регулирующего эффекта нагрузки ( $k_0 = 0$ ) эквивалентный агрегат системы описывается интегрирующим звеном. Наличие РЭН создает отрицательную жесткую обратную связь, преобразующую интегрирующее звено в аperiodическое. Поэтому при скачкообразном возникновении или изме-

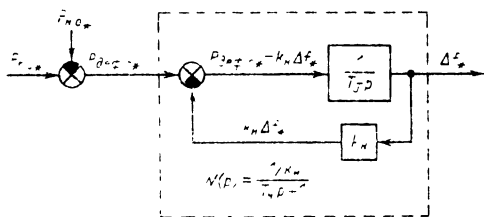


Рис. 42.50. Алгоритмическая схема ЭЭС в условиях дефицита активной мощности

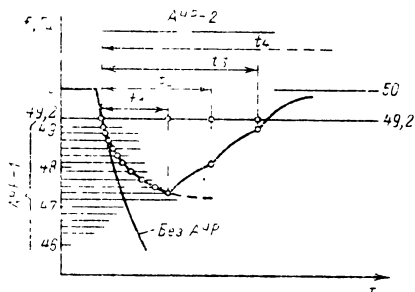


Рис. 42.51. Характер изменений частоты под действием очередей АЧР-1 и АЧР-2

нении небаланса активной мощности переходный процесс изменения частоты протекает по экспоненте

$$f = f_{\infty} + (f_{\text{нач}} - f_{\infty}) e^{-t/T_{\text{ч}}},$$

где  $f_{\infty}$  и  $f_{\text{нач}}$  — соответственно установившееся и начальное значения частоты.

В зависимости от дефицита относительное отклонение частоты во времени определяется выражением

$$\Delta f_{*} = (P_{\text{деф}0} / k_n) (1 - e^{-t/T_{\text{ч}}})$$

и установившееся отклонение частоты при отступлении АЧР

$$\Delta f_{\infty} = P_{\text{деф}0} f_{\text{ном}} / (P_{\text{н}0} k_n).$$

Выше закон изменения частоты был определен без учета включенного резерва мощности. Если таковой имеется, но покрывает дефицит лишь частично, то к моменту снижения частоты до 49 Гц он обычно уже мобилизуется, и далее снижение частоты происходит практически по экспоненте. Поэтому в расчетах АЧР за исходную принимается номинальная мощность генераторов.

Характер изменения частоты в процессе АЧР иллюстрируется рис. 42.51.

Начальная скорость снижения частоты от исходного значения  $f_{\text{ном}}$  описывается так:

$$(df/dt)_{\text{нач}} = P_{\text{деф}0} f_{\text{ном}} / (P_{\text{н}0} T_{\text{ч}}).$$

## Расчет и организация АЧР

**Общие сведения.** 1. При анализе возможных дефицитов мощности следует учитывать:

- для изолированной электростанции — отключение наиболее мощного генератора (блока) или секции сборных шин;
- для энергосистем — полное отключение наиболее мощной электростанции;
- для частей ЭЭС и для систем, входящих в ОЭС, — отключение питающих линий; при наличии слабых связей — отключение генерирующей мощности с последующим отключением слабых связей вследствие увеличения передаваемой мощности сверх предела их статической устойчивости;
- для ОЭС в целом — главным образом возможность их разделения на части из-за отключений межсистемных связей или отключений генерирующей мощности с последующим отключением этих связей из-за аварийного изменения передаваемой по ним мощности, а также возможность возникновения асинхронного хода по отдельным связям и, как следствие этого, развитие аварии с отключением генерирующей мощности.

Оценка подобных дефицитов должна выполняться для всех характерных режимов: вечернего и утреннего максимумов, ночного и дневного минимумов, для рабочих, выходных и праздничных дней в разные периоды (зима, лето, период паводка). При этом следует рассмотреть реально возможные наложения как аварийных режимов, так и ремонтных условий, начиная с элементарных узлов и кончая ОЭС в целом.

2. При выборе объемов АЧР целесообразно идти от анализа местных аварий ко все более общим и размещать устройства АЧР по возможности так, чтобы не нарушалась устойчивость межсистемных связей.

3. При выборе объема категорий АЧР-1 в каждом районе, ЭЭС в целом, группе систем и ОЭС следует в целях запаса принимать дефициты больше расчетных на 5% мощности нагрузки (района, системы). Расчетный дефицит принимается равным максимально возможному.

4. Уставки очередей АЧР-1 по частоте размещаются в диапазоне частот 49–46,5 Гц, со ступенью 0,1 Гц и примерно равномерным распределением всего объема АЧР-1 по очередям. При этом допускается неселективное одновременное срабатывание некоторых автоматов смежных очередей за счет погрешностей реле частоты. По мере накопления опыта использования АЧР и введения совмещенного действия категорий АЧР-1 и АЧР-2 были до-

пущены некоторые отступления от этого правила (см. ниже).

5. Устанавливаемое после действий АЧР-1 значение частоты  $f_{\infty}$  приближенно, без учета времени действия УАЧР и выключателей и при неизменной мощности генераторов равно [42.17]:

$$f_{\infty} = \frac{P_{Г0} f_{\text{ном}} - P_{\text{н0}} (f_{\text{ном}} - k_{\text{н}} f_{\text{ном}} - n_{\text{АЧР1}} f_{\text{нач}})}{P_{\text{н0}} (k_{\text{н}} + n_{\text{АЧР1}})}$$

Величина

$$n_{\text{АЧР1}} = \frac{P_{\text{АЧР1}} f_{\text{ном}}}{(f_{\text{нач}} - f_{\text{кон}}) P_{\text{н0}}}$$

при большом числе очередей характеризует регулирующий эффект АЧР-1 ( $f_{\text{нач}}$  и  $f_{\text{кон}}$  — верхняя и нижняя границы уставок АЧР-1).

Действительное значение  $f_{\infty}$  несколько выше, а наименьшее значение частоты в переходном процессе несколько ниже за счет времени действия автоматики и отключения выключателя. Зависимость  $f = \varphi(t)$  при действии АЧР-1 может быть приближенно рассчитана путем группировки ряда смежных очередей в одну и условия  $T_{\text{ч}} = T_{\text{J}}/k_{\text{н}} = \text{const}$ . Точные расчеты, учитывающие изменения  $T_{\text{J}}$  и приведенного к номинальной частоте остающегося дефицита после действия очередей, производятся на ЭВМ.

6. Всем очередям АЧР-2 задается единая уставка по частоте, равная 49,2 Гц.

Начальная уставка АЧР-2 по времени 5–10 с и конечная 60 с (70–90 с в случае возможной мобилизации мощности ГЭС) с минимальной ступенью 3 с.

Более ответственные потребители присоединяются к очередям с большими выдержками времени.

Объем АЧР-2 должен быть достаточным для восстановления частоты после действий устройств АЧР-1, а также для предотвращения значительного снижения частоты при медленных аварийных снижениях генерируемой мощности (каскадное развитие аварии и т. п.). Для решения первой задачи объем АЧР-2 должен быть не менее 10% мощности системы (района). Для решения второй задачи, когда действует в основном только АЧР-2, ее объем должен составлять не менее 40% объема АЧР-1. Для уменьшения общего количества потребителей, присоединяемых к устройствам АЧР-1 и АЧР-2, рекомендуется и внедряется совмещенное их действие. При этом категория АЧР-2 действует на те же нагрузки, что и АЧР-1, и дополнительно имеет несколько отдельных очередей с общим объемом разгрузки не менее 10% мощности системы (района) и начальными выдержками времени.

Таблица 42.7. Суммарные объемы разгрузки при раздельном и совмещенном действии категорий АЧР-1 и АЧР-2

$P_{\text{дефо}}$	$P_{\text{АЧР-1, не менее}}$	$P_{\text{АЧР-2, не менее}}$	$\sum P_{\text{АЧР}}$ при действии АЧР-1 и АЧР-2, не менее	
			раздельном	совмещенном
0,1	0,15	0,1	0,25	0,25
0,2	0,25	0,1	0,35	0,35
0,3	0,35	0,14	0,49	0,45
0,4	0,45	0,18	0,63	0,55
0,5	0,55	0,22	0,77	0,65

Совмещенный пуск УАЧР (по частоте и времени) желателен для 100% очередей АЧР-1. Постепенное его внедрение начинается с очередей АЧР-1 с более высокими уставками по частоте.

При раздельном действии категорий АЧР-1 и АЧР-2 общий объем категории АЧР-2 должен приниматься равным 40% объема АЧР-1.

Соответственно в этом случае суммарный объем АЧР-1 и АЧР-2

$$\sum P_{\text{АЧР}*} \geq (P_{\text{дефо}*} + 0,05) + 0,4(P_{\text{дефо}*} + 0,05) = 1,4P_{\text{дефо}*} + 0,07.$$

При совместном действии АЧР-1 и АЧР-2

$$\sum P_{\text{АЧР}*} \geq (P_{\text{дефо}*} + 0,05) + 0,1 = P_{\text{дефо}*} + 0,15.$$

Примерное соотношение объемов АЧР-1 и АЧР-2 при разных значениях дефицита приведено в табл. 42.7.

В случае совмещения действия АЧР-2 на первые верхние семь очередей АЧР-1 [42.17] ступень уставок АЧР-1 между этими очередями может быть увеличена до 0,2–0,3 Гц, что повысит их селективность. При этом отключаемая каждой очередью мощность соответственно увеличивается. Уставки времени очередей устройств АЧР-2 принимаются с интервалом 5 с от 25 с для первой очереди до 55 с для седьмой. Очередей АЧР-2, действующих самостоятельно, четыре — с выдержками времени 10, 14, 17, 20 с.

7. При отсутствии данных в расчетах принимаются значения  $T_{\text{J}} = 10 \div 15$  с и меньшее из наблюдаемых значение  $k_{\text{н}}$ .

8. Дополнительная категория АЧР должна применяться в отключающихся энергодефицитных районах, если категория АЧР-1 не в состоянии предотвратить опускание частоты ниже 45 Гц или развитие лавины напряжения. Действие этой категории осуществляется не по признаку снижения частоты, а немедленно по фактору, вызывающему, как его следствие, глубокое снижение частоты (отключение линий и трансформаторов, резкую скорость по-



Таблица 42.8. Предельные дефициты активной мощности, вызывающие понижение частоты до 45 Гц

Постоянная механической инерции $T_J$ , с	$P_{пр}$ , %, при $t_{с,а}$ очередей АЧР-1, с		
	0,3	0,5	0,7
10–12	65–75	55–65	45–55
13–14	75–80	65–70	55–60
15–16	80–85	70–75	60–65

нижения частоты). Ввиду такого способа пуска эта категория не реагирует на общесистемные дефициты, а потому не заменяет АЧР-1.

Возможность опускания частоты ниже 45 Гц в переходном процессе, несмотря на наличие АЧР-1, зависит от глубины дефицита, значения постоянной механической инерции системы  $T_J$  и времени  $t_{с,а}$  срабатывания очередей АЧР-1 (суммы времен действия аппаратуры автоматики и отключения выключателя).

В табл. 42.8 на основании ряда расчетов приведены предельные значения дефицитов  $P_{пр}$ , превышение которых приводит к опусканию частоты ниже 45 Гц. При этом принимались: объем АЧР-1 равен с запасом максимальному дефициту, количество очередей 20 и  $k_n = 1,5 \div 2,5$ .

Для предотвращения опускания частоты ниже 45 Гц требуемый минимальный объем дополнительной разгрузки  $P_{доп}$  определяется по формуле

$$P_{доп} > 1,1 (P_{деф0} - P_{н0} P_{пр} / 100),$$

где 1,1 – коэффициент запаса;  $P_{деф0}$  и  $P_{н0}$  – начальные мощности дефицита и нагрузки, относительные значения или МВт и  $P_{пр}$ , %.

При отсутствии данных о  $T_J$  принимается  $P_{пр} = 45\%$ .

По условию предотвращения лавины напряжения рассчитываются уровни напряжений в узлах нагрузки в исходном режиме и при минимальной частоте в переходном процессе [42.17].

Точный расчет требует знания большого количества различных характеристик и параметров (нагрузки во всех узлах, регуляторов возбуждения синхронных машин, загрузки электродвигателей и трансформаторов и т. д.), обычно известных не полностью. Поэтому проводят приближенные упрощенные расчеты на моделях переменного тока или ЭВМ, заменяя генераторы ЭДС  $E'$  за переходным сопротивлением  $x'_d$  (исходя из исходного режима), а нагрузки – постоянными сопротивлениями.

Если упрощенные расчеты покажут, что во всех узлах  $U \geq 0,8 U_{ном}$ , то считают опасность лавины напряжения исключенной. В противном случае нужны детальные расчеты и натурные эксперименты.

В ряде случаев при  $U \leq (0,6 \div 0,7) U_{ном}$  наблюдается массовая саморазгрузка потребителей за счет отпадания магнитных пускателей и действия минимальных защит напряжений. Если при этом устойчивость ответственной нагрузки не нарушается и устанавливающиеся уровни напряжения приемлемы для потребителей, то разгрузка по напряжению не требуется. Дополнительная разгрузка по условию снижения напряжения осуществляется от тех же факторов, что и по условию снижения частоты, а также по снижению напряжения в соответствующем узле. Если возможны как снижение частоты ниже 45 Гц, так и лавина напряжения, то дополнительные разгрузки могут распространяться на одних и тех же потребителей с условием, что суммарный объем разгрузки не меньше максимального по каждому из условий. Допускается действие дополнительных разгрузок на потребителей, отключаемых очередями АЧР-1.

9. Как правило, УАЧР ставятся на подстанциях ЭЭС. Однако в целях большей избирательности АЧР допускается их установка и непосредственно у потребителей; например, на крупных предприятиях, потребляющих тепло от ТЭС, допустимо отключать только потребителей, не связанных с потреблением тепла, поскольку полное или частичное прекращение потребления пара снижает мощность ТЭС и усугубляет дефицит. В подобных случаях рассматривается вопрос о резервировании на подстанциях системы устройствами АЧР с меньшей частотой и большим временем срабатывания.

Если мощность очереди АЧР более 5% мощности нагрузки (крупные электропечи и т. п.), то для предотвращения неселективного отключения более ответственных потребителей в случае отказа этой очереди целесообразно предусмотреть для нее дублирующее УАЧР.

10. При обесточении подстанций в паузах АПВ и АВР допускается действие УАЧР за счет подпитки от выбегающих электродвигателей и синхронных компенсаторов. Восстановление питания отключенных потребителей после подачи напряжения должно осуществляться устройствами ЧАПВ, выдержки времени которых следует исключать или снижать до 1–2 с по признаку глубокого снижения напряжения. Допускается также блокировка УАЧР по признакам обесточения подстанции или размещение на ней только УАЧР-2.

11. В случае возникновений в системе асинхронных режимов размещение и выбор уставок устройств АЧР подлежат особому рассмотрению. Если другие способы обеспечения ресинхронизации недостаточны, то ей

способствует действие части устройств АЧР в энергодефицитной части системы (где частота понижена). Наоборот, если ресинхронизация возможна без отключения нагрузки, действия УАЧР следует предотвратить (см. § 42.4 и [42.17]). После ресинхронизации отключенные нагрузки снова включаются посредством ЧАПВ.

12. Дополнительным к АЧР мероприятием при авариях с особенно большими дефицитами мощности является делительная автоматика по частоте, предназначенная для сохранения собственных нужд ТЭС путем отключения ТЭС с примерно сбалансированной нагрузкой, когда это допустимо по условиям работы электростанции (схема ТЭС, ее местоположение, теплофикационный режим). В этом случае автоматика имеет два пуска: один с частотой срабатывания на 1 Гц ниже границы уставок АЧР-1 и временем срабатывания 0,5 с и второй с уставками около 47 Гц и 30–40 с.

Кроме того, делительная автоматика целесообразна, если сохраняемая нагрузка высокоответственна, а нагрузка, отключаемая обычной АЧР до или после отключения электростанции, менее ответственна; выполнение дополнительной разгрузки по местным факторам затруднительно (по ответственности потребителей нельзя отключить крупную ПС или линию, нагрузки сильно рассредоточены и т. п.), если временно почему-либо объем разгрузки недостаточен. Уставка по частоте такой автоматика выбирается по местным условиям в пределах 46,5–47,5 Гц и по времени – не более 1 с, т. е. допускается неселективность автоматики относительно АЧР.

13. Учитывая возможность ликвидации дефицитов мощности в изолированных системах путем мобилизации мощности ТЭС, а в системах, входящих в ОЭС, – в результате АПВ и синхронизации по межсистемным связям, следует в принципе ориентироваться на использование ЧАПВ везде, где имеются УАЧР, ограничивая, однако, его использование, если оно после ресинхронизации по «слабой» связи приводит к повторному нарушению устойчивости.

В первую очередь целесообразность ЧАПВ определяется высокой ответственностью потребителей (отключаемых последними очередями АЧР), большей вероятностью действий УАЧР (первые очереди АЧР), значительным временем восстановления питания потребителей после АЧР (на ПС без телеуправления и постоянного дежурства персонала, удаленных от пункта размещения оперативных выездных бригад).

Селективность ЧАПВ обеспечивается разными уставками времени и разными уставками

ми по частоте в узких пределах (49,5–50 Гц). При ориентации на ресинхронизацию энергосистем (районов) уставки по частоте принимаются близкими к 50 Гц (выше частоты ресинхронизации и включений связи путем АПВУС), а уставки времени увеличиваются.

Минимальный интервал времени между смежными очередями ЧАПВ – в пределах системы или отдельного узла 5 с. Распределение нагрузки по очередям ЧАПВ – по возможности равномерное. Очередность присоединений потребителей в УЧАПВ обратна очередности присоединения к УАЧР (последние очереди АЧР обеспечиваются первыми очередями ЧАПВ).

В качестве типового решения ЧАПВ может иметь четыре очереди по частоте – 49,6; 49,7; 49,9; 50 Гц – с выдержками времени для первой очереди 10 с, для второй и третьей очередей 10, 20 и 40 с, для четвертой 10, 20 и 30 с.

К первой очереди ЧАПВ с уставками 49,6 Гц и выдержкой 10 с присоединяются потребители с односторонним питанием там, где возможно действие УАЧР за счет напряжения, поддерживаемого на шинах при выбеге двигательной нагрузки.

*Некоторые разработки по совершенствованию АЧР и ее устройств.* Предложенный способ выполнения АЧР с зависимой выдержкой времени устройств, органически сочетающих функции устройств АЧР-1 и АЧР-2, позволяет уменьшить снижение частоты и ускорить ее подъем [42.17].

В тех же целях можно осуществлять разгрузку по параметрам: абсолютному снижению частоты, производной частоты и ее знаку и времени. Внедрение указанных способов зависит от организации выпуска устройств и разработки методов согласования их действий с действиями АЧР, уже внедренной в ЭЭС.

#### Принципы выполнения устройств АЧР и ЧАПВ

В устройствах АЧР, ЧАПВ и делительной автоматики используются реле понижения частоты типа ИВЧ-3 (электромеханическое) и типа РЧ-1 (полупроводниковое) [42.17]. Неправильное импульсное замыкание контакта реле ИВЧ-3 при резких изменениях напряжения на входе заставляет в очередях АЧР-1 предусматривать задержку на срабатывание не менее 0,25–0,3 с. При напряжениях менее  $0,6U_{\text{ном}}$  начинается резкое понижение уставки. Поэтому при использовании ИВЧ-3 в энергодефицитных районах важное значение имеет быстрое действие дополнительной разгрузки и,

в частности, с действием на отключение потребителей, присоединенных к очередям АЧР-1. Уменьшение зависимости уставки от напряжения возможно путем включения ИВЧ-3 через электромагнитный стабилизатор напряжения или автоматическим переключением входа реле на промежуточный повышающий трансформатор при снижениях напряжения на 50%. Оба способа громоздки и требуют дополнительной аппаратуры. Полупроводниковое реле лишено указанных недостатков и по мере его выпуска будет заменять электромеханическое реле, в первую очередь, очевидно, в устройствах АЧР-1 в районах с большими дефицитами мощности. Коэффициент возврата обоих реле близок к единице.

Основной принцип выполнения устройств ЧАПВ основан на автоматической перенастройке сработавшего реле частоты на частоту возврата, соответствующую выбранной уставке ЧАПВ. Поскольку уставки ЧАПВ выше уставок очередей АЧР, перенастройка реле частоты не меняет его состояния, и очередь АЧР действует так, как будто бы перенастройки не было. При срабатывании очереди АЧР в ее схеме готовится цепь повторного включения нагрузки. После возврата реле частоты запускается реле времени, которое, срабатывая, осуществляет ЧАПВ.

Перенастройка реле ИВЧ-3 производится шунтированием в его схеме части резистора (служашего для плавной регулировки уставок) контактом промежуточного реле, действующего при срабатывании ИВЧ-3. Аналогично перенастраивается полупроводниковое реле путем шунтирования одного из его частотных контуров.

Принцип построения простейшей схемы одной очереди с ЧАПВ показан на рис. 42.52.

Реле понижения частоты  $KF$  действует на отключение нагрузки через термически устойчивое реле времени  $KT1$  (с уставкой, равной выдержке времени очереди АЧР) и промежуточные реле  $KL1$  и  $KL2$ . При этом контакт  $KL1.3$  действует на повышение уставки реле  $KF$  до частоты запуска схемы ЧАПВ. В схеме очереди АЧР-1 полупроводниковое реле частоты действует непосредственно на промежуточное реле, а реле ИВЧ-3 — через промежуточное реле с задержкой на срабатывание не менее 0,25–0,3 с. Одновременно реле  $KL3$  срабатывает, самоудерживается и подготавливает цепь пуска второго реле времени  $KT2$  очереди ЧАПВ. После подъема частоты до уставки ЧАПВ реле частоты получает возврат, и его уставка понижается до частоты уставки очереди АЧР. Одновременно с контактом  $KL1.2$  запускается реле  $KT2$  и импульсным контактом  $KT2.2$  действует на АПВ нагрузки,

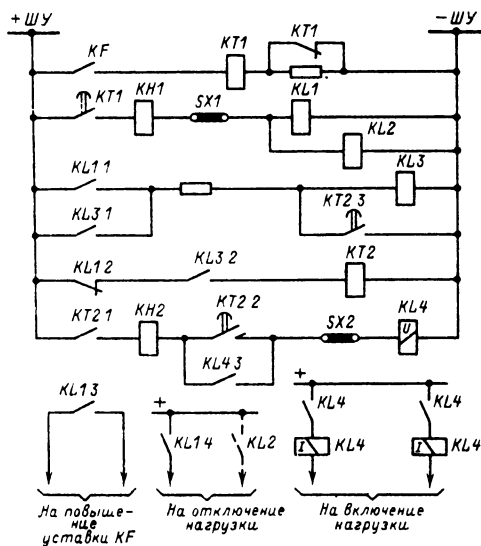


Рис. 42.52. Упрощенная схема одной очереди АЧР с ЧАПВ

а упорным контактом  $KT2.3$  самодеблокируется, и вся схема возвращается в исходное состояние.

В практических схемах ввиду больших выдержек времени АЧР-2 и ЧАПВ используются моторные реле, в том числе многоконтактные, позволяющие на одном реле осуществлять несколько очередей АЧР-2 и ЧАПВ. Кроме того, в некоторых случаях необходимо запрещать повторные действия ЧАПВ, если после их действия частота вновь снижается. Ряд таких схем, в том числе комплексное полупроводниковое устройство, содержащее тракты АЧР-1, АЧР-2 и ЧАПВ, описаны в [42.17]. Там же даны обстоятельные пояснения к расчетам и организации АЧР.

## 42.6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ И ОБОРУДОВАНИЯ

### Основные сведения

**Назначение.** Восстановление питания потребителей путем автоматического присоединения резервных источников питания вместо рабочих источников, получивших повреждение, ошибочно отключенных, и т. п.

**Области применения.** Автоматическое включение резервного трансформатора, линии, секционного выключателя, резервного механизма (насоса, компрессора и т. п.).

*Технический и экономический эффект АВР.* Восстановление без серьезных нарушений нормального технологического процесса потребителей. Упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры при замене кольцевых сетей радиально-секционированными с введением АВР.

*Общие положения по АВР.* 1. АВР должно предусматриваться в случаях, когда исчезновение рабочего питания вызывает обесточение или ограничение мощности потребителей.

2. Как правило, УАВР должны действовать при потере питания от рабочего источника по любой причине, включая КЗ на резервируемом элементе, за исключением потери питания вследствие действия устройства АЧР (см. § 42.5). В таких случаях резервирование от источника питания, разгружаемого путем АЧР, запрещается.

Возврат к нормальной схеме питания может быть как автоматическим, так и неавтоматическим.

3. Действие УАВР должно быть однократным.

4. Включение электрического резервного питания должно происходить после отключения выключателя на вводе от источника рабочего питания во избежание отключения резервного источника в случае устойчивого КЗ в тракте рабочего питания. (В распределительных сетях, защищаемых плавкими предохранителями, практикуется АВР без предварительного отделения поврежденной цепи рабочего питания. В случае несамоликвидирующегося повреждения указанной цепи после АВР плавится предохранитель в цепи резервирующего элемента.)

5. В установках с н. электростанций УАВР, включившее резервный источник питания вместо одного из рабочих, должно сохранять готовность к действию по резервированию и остальных рабочих источников.

6. В случае недопустимой перегрузки резервного источника питания после АВР или если не обеспечивается самозапуск ответственных электродвигателей, предусматривается автоматическая разгрузка (за счет неотчетственных потребителей) длительная или только на время самозапуска с автоматическим обратным включением нагрузки после самозапуска электродвигателей. Во избежание сброса нагрузки допускается соответственно конкретным условиям замена или дополнение УАВР устройствами АПВ рабочих источников.

7. Если при неявном резерве защита, действующая на резервирующие выключатели, имеет выдержку времени более 1–1,2 с, целесообразно вводить ускорение действия этой защиты после АВР. Для отстройки ускоренной

защиты от бросков тока включения (имеющих в первый момент после АВР повышенное значение за счет несинхронной и несинфазной с напряжением системы остаточной ЭДС электродвигателей) в цепь ускорения действия защиты вводится выдержка времени 0,5 с.

8. Выключатели, на которые действуют электрические УАВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

*Основные принципы выполнения устройств автоматического включения резервного электрического питания.* В соответствии с п. 4 основных сведений при пуске УАВР команда на включение резервирующей цепи подается от размыкающего вспомогательного контакта выключателя рабочей цепи или замыкающего контакта его реле положения «Отключено». Так как рабочее питание может исчезнуть и без отключения выключателя рабочего ввода (при повреждении рабочего тракта вне данного объекта, ближе к источнику питания), предусматривается минимальный пусковой орган напряжения (ПОН), отключающий рабочий ввод при устойчивом исчезновении напряжения, после чего немедленно включается резервное питание. ПОН обычно содержит блокирующий элемент, запрещающий отключение выключателя рабочего ввода, если напряжение на резервирующем вводе отсутствует или оно ниже значения, обеспечивающего самозапуск электродвигателей после АВР.

Если рабочая и резервная цепи питаются от общего источника (например, двухтрансформаторная подстанция, питаемая одной линией), то ПОН теряет смысл и не предусматривается.

Для отстройки от КЗ, не вызывающих потери рабочего питания (включая случаи восстановления рабочего питания действием соответствующего УАПВ), ПОН снабжается выдержкой времени. Отстройка ПОН от понижений напряжения в процессе самозапуска после внешних КЗ и АПВ рабочего питания производится по напряжению.

При резервировании неэлектрического питания (например, насосных установок) пусковой орган УАВР реагирует на устойчивое понижение контролируемого параметра (скорости движения жидкости, давления и т. д.). При наличии обратных клапанов резервный агрегат включается без отключения рабочего агрегата.

Однократность действия УАВР обеспечивается различно в зависимости от конструкции привода выключателя и вида оперативного тока.

На рис. 42.53 показан способ обеспечения однократности АВР и контроля исправности

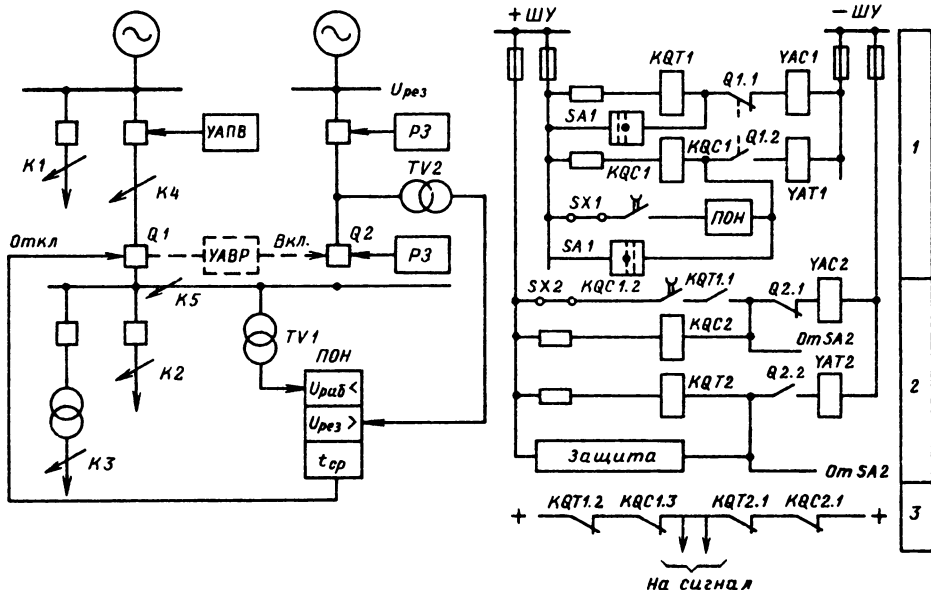


Рис. 42.53. Принцип обеспечения однократности АВР и контроля исправности цепей включения резервного питания при постоянном оперативном токе:

1 и 2 — цепи управления соответственно выключателей Q1 и Q2; 3 — сигнал о неисправности цепей управления; YAC и YAT — электромагниты включения и отключения выключателей; KQC и KQT — реле положения выключателей соответственно «Включено» и «Отключено»; t<sub>cp</sub> — выдержка времени ПОН; SA — ключи управления выключателями

цепи включения от УАВР с использованием реле положения выключателей при постоянном оперативном токе.

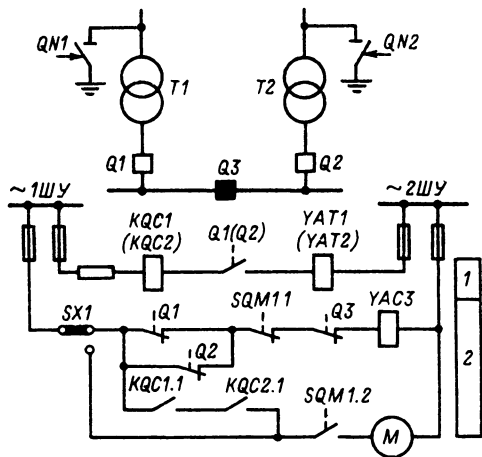


Рис. 42.54. Принцип получения однократности автоматического включения секционного выключателя на переменном оперативном токе:

1 — идентичные цепи реле положения «Включено» выключателей Q1 и Q2; 2 — цепи выключателя Q3; YAT1, YAT2 — электромагниты отключения выключателей Q1 и Q2; YAC3 — электромагнит включения выключателя Q3; SX1 — накладка для неавтоматического завода пружин

Реле KQC1 положения «Включено» выключателя рабочего ввода имеет замедление на возврат и служит в качестве реле РОД — однократности действия УАВР.

ПОН не действует при внешних КЗ в точках K1 — K3 и срабатывает при КЗ в точке K4 и неуспешном АПВ линии, а также при КЗ в точке K5. После отключения Q1, как уже неужный, ПОН автоматически выводится из действия. Накладка SX1 — для выведения УАВР при ремонтах и ревизиях. В цепи сигнала о неисправности цепи управления выключателем нормально разомкнут один из контактов реле положения «Включено» (KQC1) или «Отключено» (KQT1). При обрыве в цепях управления оба реле отпущены, и в цепи сигнализации возникает сигнал. Задержка реле KQC1 на возврат должна быть достаточной для надежного включения Q2.

Рисунок 42.54 поясняет в качестве примера способ получения однократности АВР секционного выключателя Q3 с пружинно-грузовым приводом на переменном оперативном токе. При включенных выключателях Q1, Q2 автоматический моторный редуктор M (АМР) заводит пружины и поднимает груз привода выключателя Q3. При заведенных пружинах вспомогательный контакт привода SQM1.1 замыкается, а SQM1.2 размыкается. После от-

ключения выключателя Q1 или Q2 следует команда на включение Q3. Одновременно в цепи АМР размыкается контакт реле положения KQC1 или KQC2. Если АВР неуспешно (включение на устойчивое КЗ) и Q3 отключается защитой, то завода привода и повторного АВР нет.

Варианты выполнения минимального пускового органа напряжения (ПОН). К схемам ПОН предъявляется требование несрабатывания этого органа при исчезновении или снижении напряжения  $U_{раб}$  вследствие наиболее вероятных повреждений (обрыва фазы, двухфазного КЗ) во вторичных цепях трансформатора напряжения. Примеры удовлетворяющих этому требованию схем показаны на рис. 42.55, а-д. В схемах рис. 42.55, б-г реле времени переменного тока серии ЭВ-200 служат одновременно и как реле времени, и как минимальные реле напряжения. При напряжении не более  $0,85U_{ном}$  эти реле втягивают якорь и за-

водят пружины часового механизма. При исчезновении или достаточном снижении напряжения якорь реле отпадает и освобождает часовой механизм, ведущий подвижной контакт на замыкание. В схеме рис. 42.55, д ПОН действует только при исчезновении тока через рабочий ввод. Ток срабатывания минимального реле тока КА выбирается меньшим минимального значения тока  $I_{раб}$ .

Предохранитель в одной из фаз А или С выбирается на номинальный ток, значительно больший, чем номинальный ток другого предохранителя, с тем чтобы при КЗ между фазами А и С успела сплавиться плавкая вставка только одного предохранителя. В схеме рис. 42.55, б после сгорания одного предохранителя схема выпрямления становится однофазной, но выпрямленное напряжение остается больше уставки реле КТ2. Уставка ПОН по напряжению  $U_{раб}$  соответственно его назначению должна быть минимальной.

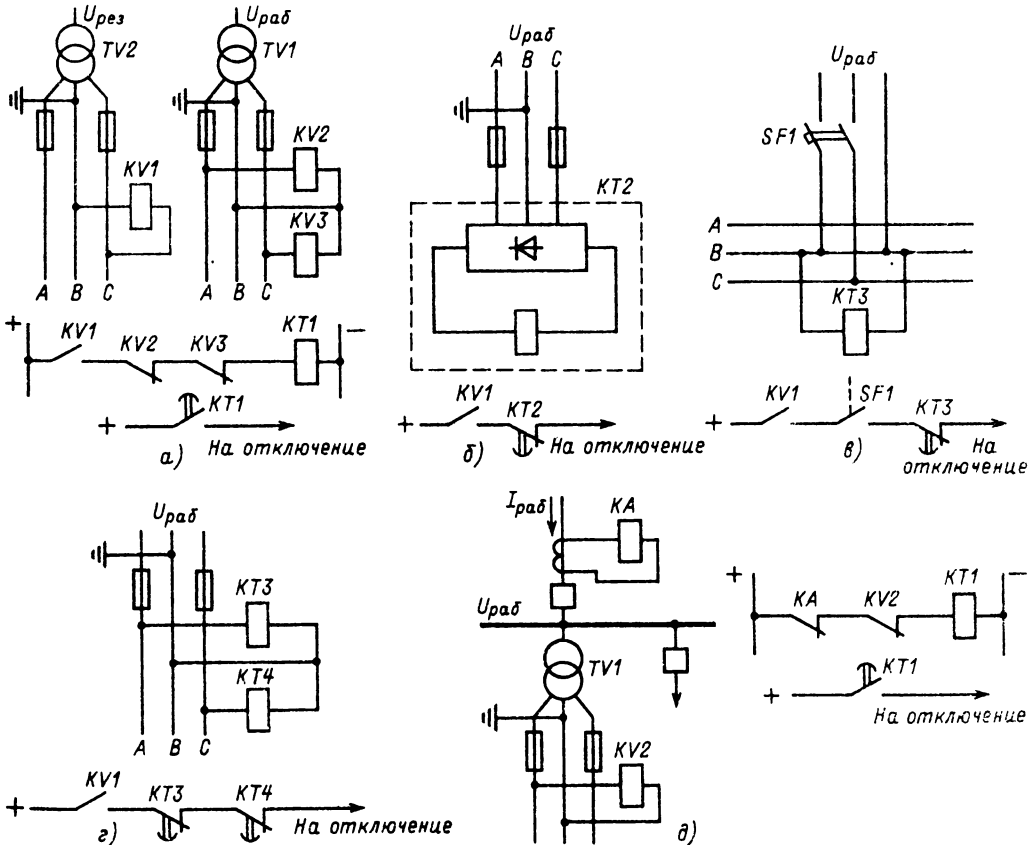


Рис. 42.55. Варианты схем ПОН УАВР:

KV1 – KV3 – реле напряжения типа РН-54; КТ1 – реле времени ЭВ-100; КТ2 – реле времени ЭВ-215К – ЭВ-245К; КТ3, КТ4 – реле времени ЭВ-215 – ЭВ-245

У реле РН-54 минимальная уставка по шкале равна  $0,4U_{ном}$ , что приемлемо для отстройки от минимального напряжения самозапуска нагрузки, т. е. обычно  $(0,6-0,7)U_{ном}$ . Отпускание якоря и пуск часового механизма реле времени переменного тока (схемы рис. 42.55, 6-2) у разных экземпляров — от 5 до 55%  $U_{ном}$ , что позволяет подобрать подходящее реле.

При наличии двух трансформаторов напряжения на каждый включается одно реле напряжения.

Уставка реле КV1 контроля  $U_{рез}$  принимается около  $0,7U_{ном}$ .

Если в схемах с переменным оперативным током к контактам реле ПОН, контролирующим  $U_{раб}$ , подводится непосредственно переменное напряжение  $U_{рез}$ , то надобность в реле контроля наличия последнего отпадает.

В случае неуспеха АВР выходная цепь ПОН остается подготовленной для отключения выключателя, что может воспрепятствовать последующему оперативному включению выключателя рабочего ввода. Во избежание этого следует цепь отключения от ПОН завести через замыкающий вспомогательный контакт выключателя с блокировкой на время подачи ключом управления команды «Включить» или через реле положения «Отключено», имеющее небольшую задержку на возврат.

Блокировка между выключателями для ускорения действия УАВР. В случае рабочего питания объекта от трансформатора или короткой кабельной линии выключатель питающей стороны, отключаясь, действует своим вспомогательным контактом на отключение выключателя рабочего ввода объекта, что вызывает немедленное действие УАВР.

Ускорение действия защита после АВР при неясном резерве (рис. 42.56). Применяется, если защита действует на секционный выключатель с выдержкой более 1,2 с и сокращает выдержку до 0,5 с, т. е. происходит неполное устранение выдержки во избежание необходимости загробления токового органа защиты для его отстройки (в случае успешного АВР) от тока включения, повышенного за счет еще не затухшей ЭДС электродвигателей на их выбеге. Уставка импульсного контакта реле времени КТ равна 0,5 с. Реле КQT положения выключателя «Отключено» должно иметь задержку на возврат не менее 0,5 с.

### Примеры схем АВР

Устройство автоматического включения секционного выключателя на постоянном оперативном токе (рис. 42.57). Оперативные цепи выключателей разделены и питаются от отдельных предохранителей.

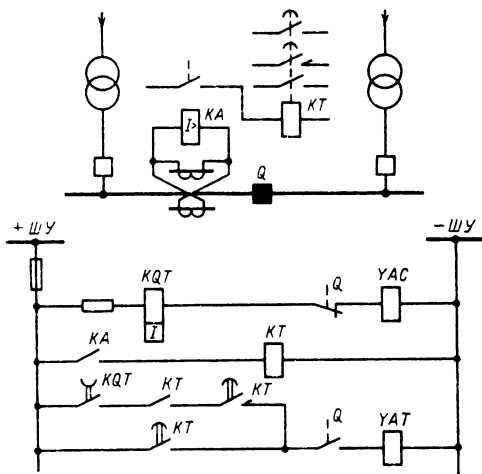


Рис. 42.56. Принцип введения ускорения действия защиты после АВР (обозначения те же, что и на предыдущих схемах)

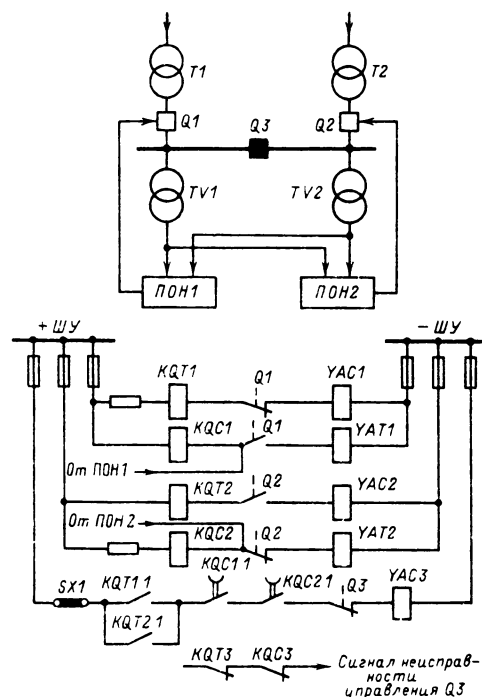


Рис. 42.57. Схема устройства автоматического включения секционного выключателя на постоянном оперативном токе

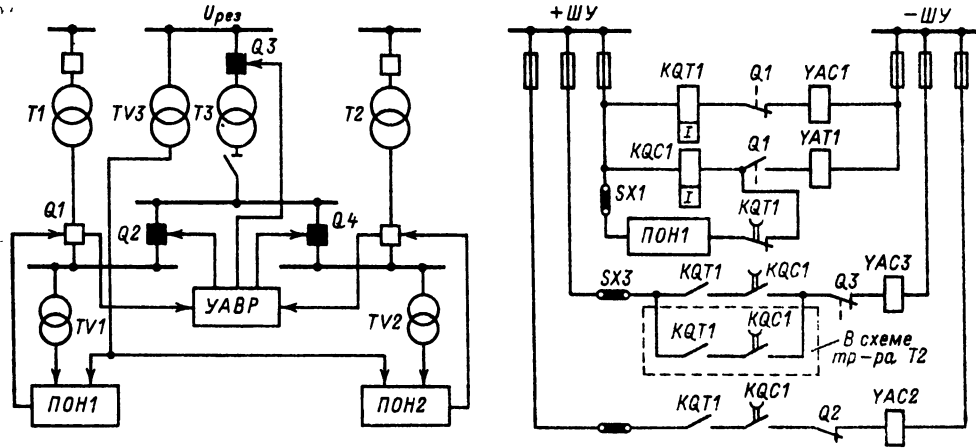


Рис. 42.58. Схема устройства автоматического включения резервного трансформатора на постоянном оперативном токе

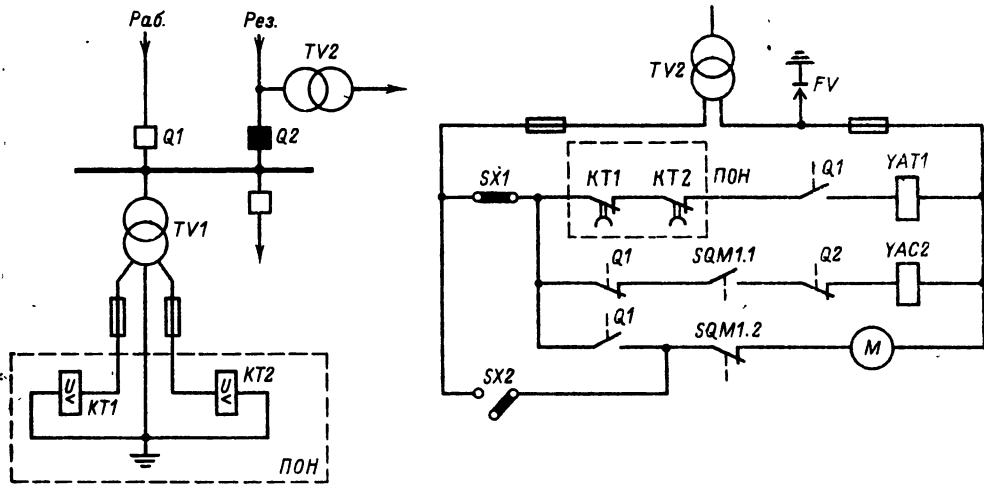


Рис. 42.59. Схема автоматического включения резервной линии 3–10 кВ на переменном оперативном токе:

KT1, KT2 – реле времени переменного тока; контакт SQM1.1 замыкается при готовности привода к включению; контакт SQM1.2 размыкается при заведенных пружинах привода; YAC2, YAT1 – электромагниты включения Q2 и отключения Q1

Устройство автоматического включения секционного выключателя на оперативном переменном токе – см. рис. 42.54.

Устройство автоматического включения резервного трансформатора (рис. 42.58). На схеме показаны два рабочих трансформатора (T1, T2) и один резервный (T3). Схема дана для секции шин, питаемой от T1, для другой секции схема идентична. Порядковые номера реле положения KQT, KQC, вспомогательных контактов выключателей Q и электромагнитов включения YAC и отключения YAT со-

ответствуют номерам выключателей. При выводе трансформатора T3 в ревизию развилка с выключателями Q2 и Q4 ставится под напряжение от наименее нагруженной секции включением Q2 или Q4. Съемом накладки SX3 блокируется включение от УАВР выключателя Q3, и в схеме ПОН шунтируется замыкающий контакт реле напряжения, контролирующего наличие  $U_{рез}$  (не показано), чем обеспечивается автоматическое резервирование другой секции.

Устройство автоматического включения резервной линии 3–10 кВ (рис. 42.59). Конт-



роль наличия  $U_{рез}$  производится автоматически за счет питания автоматики от  $TV2$ . Защитное заземление вторичных цепей осуществляется через пробивной предохранитель во избежание КЗ при повреждении изоляции относительно земли. Если  $TV2$  отсутствует, то для отключения  $Q1$  и команды на включение  $Q2$  используется энергия конденсаторов, заряженных от  $TV1$ , и питание электродвигателя завода пружин подается также от  $TV1$ . Однократность АВР — за счет автоматического завода пружин привода  $Q2$  только при включенном  $Q1$ . Наладка  $SX2$  — для завода пружин персоналом.

**Сочетание АВР с АПВ.** В случае открытых сборных шин (на которых возможны КЗ) и переменного режима подстанции (раздельная и параллельная работа трансформаторов) применяется комбинация устройств АВР и АПВ. Устройства АПВ ставятся на выключателях трансформаторов, запускаются защитой последнего от внешних КЗ и, сработав, блокируют УАВР (или УАВР выдают действия УАПВ). Разработано комбинированное устройство АВР—АПВ для двухтрансформаторной подстанции с переменным оперативным током, использующее комплект РПВ-358. Ввод устройства в действие — ключом режима, переключаемым соответственно режиму подстанции.

**Согласование действий устройств АВР и автоматической частотной разгрузки (АЧР) [42.5].** При наличии на подстанции нагрузок, отключаемых устройствами АЧР (как менее ответственных) и неотключаемых (ответственных), они выделяются на отдельные секции шин (рис. 42.60). При этом применяется либо «одностороннее» УАВР, обеспечивающее резервирование питания только ответственных нагрузок (рис. 42.60, а), либо более со-

вершенная схема с «двусторонним» УАВР (рис. 42.60, б), резервирующим питание также и неотвеченной нагрузки, если только она не отключена устройством АЧР. Реле понижения частоты  $KF$ , питаемое от секции шин 2 (частота снижается на обеих секциях), замыкает контакт и блокирует выходную цепь  $ПОН1$  при понижении частоты. Уставка реле  $KF$  выше частоты срабатывания УАЧР, и  $ПОН1$  блокируется ранее отключения выключателя  $Q1$ . При отсутствии напряжения на секции 2 контакт  $KF$  разомкнут, но  $ПОН1$  по общему правилу не может действовать. При нормальной частоте и наличии напряжения на секции 2 действует  $ПОН1$  в случае исчезновения напряжения на секции 1;  $ПОН2$  действует как обычно при отсутствии напряжения на секции 2 и наличии напряжения на секции 1.

#### 42.7. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

Общее сокращенное обозначение АПВ. Сокращенные обозначения по разновидностям соответственно: ТАПВ, ОАПВ — трехфазное, однофазное; БАПВ, НАПВ, АПВОС, АПВУС — быстродействующее, несинхронное, с ожиданием синхронизма, с улавливанием синхронизма; АПВС — с самосинхронизацией генераторов; ЧАПВ — автоматическое включение потребителей, отключенных устройствами АЧР; АПВШ — сборных шин; У — устройство.

**Назначение.** Восстановление питания потребителей или междусистемных и внутрисистемных электрических связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами защиты при повреждении элементов электроэнергетической системы или случайных отключениях. Автоматическое включение после восстановления частоты по-

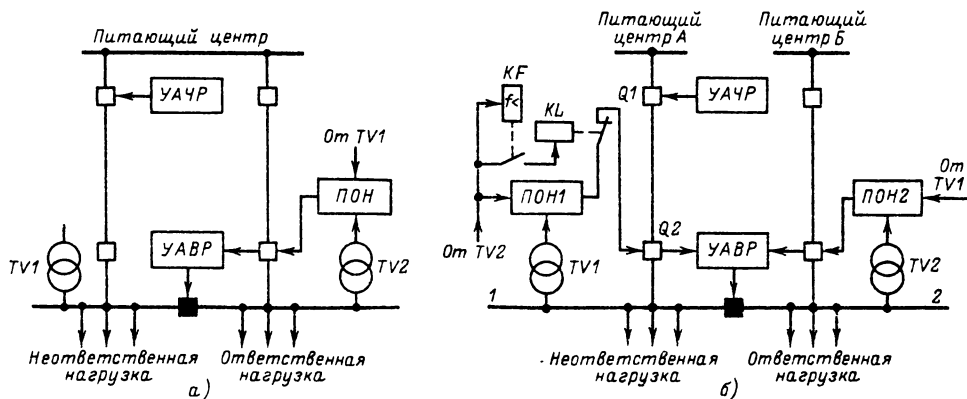


Рис. 42.60. Согласование действий устройств АВР и автоматической частотной разгрузки

потребителей, отключенных устройствами АЧР.

**Области применения.** Воздушные и кабельные линии, сборные шины станций и подстанций, силовые трансформаторы. АПВ обязательно для линий всех напряжений выше 1000 В, понижающих одиночных трансформаторов мощностью более 1000 кВ·А, обходных и шинносоединительных выключателей, а также ответственных электродвигателей с. н. электростанций, отключаемых для обеспечения самозапуска других, более ответственных электродвигателей. АПВШ низковольтных подстанций обязательно при отсутствии АВР. Применение ЧАПВ желательно для всех потребителей, присоединяемых к устройствам АЧР. В первую очередь ЧАПВ используется для ответственных потребителей, а также на необслуживаемых подстанциях без телеуправления (см. § 42.5).

**Технико-экономический эффект АПВ.** Быстро ликвидируются перемены в электропитании при КЗ на одиночных питающих линиях с подхватом двигательной нагрузки. Предотвращаются серьезные нарушения технологического процесса потребителей. Значительно повышается надежность электропитания по одиночным линиям, особенно имеющим пониженную грозоупорность, проходящим в районах интенсивной грозовой деятельности, а также питание потребителей, присоединенных к необслуживаемым подстанциям. АПВ отключившихся межсистемных и внутрисистемных связей ускоряет возвращение к нормальной схеме электрической системы. При этом в отключившихся энергодефицитных районах восстанавливается частота, что позволяет устройствам ЧАПВ начать действовать. Обеспечивается возможность присоединения к ответвлениям от линий подстанций без выключателей на стороне питания, сокращается количество выключателей в распределительных сетях низших напряжений (особенно сельскохозяйственных) за счет использования вместо выключателей автоматических отделителей, отключаемых в бестоковую паузу цикла АПВ выключателей. Аналогично появляется возможность включения нескольких линий с автоматическими отделителями под один общий выключатель с двукратным устройством АПВ выключателя. Уменьшаются последствия ошибочного (не от ключа управления) или самопроизвольного отключения выключателя. АПВШ быстро восстанавливает питание группы потребителей. Появляется возможность повышения быстродействия релейной защиты без существенных ее усложнений путем «ускорения действия защиты при АПВ» (см. ниже).

Средняя периодичность успешных дей-

ствий находящихся в эксплуатации устройств АПВ составляет более одного раза в год на одно устройство [42.18].

Количество успешных АПВ, %, воздушных линий по статистическим данным составляет:

Первое АПВ . . . . .	65–90 (большие цифры для более высоких напряжений)
Второе АПВ (при неуспешном первом) . . . . .	10–15
Третье АПВ (при неуспешных первых двух) . . . . .	3–5

В разветвленных кабельных сетях количество успешных АПВ может достигать 50% за счет самоликвидирующихся во время бестоковой паузы (см. ниже) КЗ на ошиновке цеховых сборок, распределительных пунктов и т. п.

**Кратность АПВ** – возможное количество повторных действий УАПВ, обеспечиваемое его схемой. Ввиду меньшей эффективности второго и особенно третьего цикла АПВ в СССР наиболее распространено однократное АПВ. Двукратное АПВ применяется реже, когда оно целесообразно по технико-экономическим соображениям (сокращение количества выключателей с заменой их автоматическими отделителями и т. п.) или диктуется требованиями повышения надежности питания по одиночным линиям и от подстанций без постоянного обслуживания. Трехкратное АПВ в СССР практически не применяется. На линиях с двусторонним питанием используются УАПВ однократного действия.

**Цикл АПВ** – время от момента возникновения КЗ до момента замыкания контактов выключателя. Составные времена циклов АПВ при пуске УАПВ от «несоответствия» (см. ниже) показаны на рис. 42.61. Минимально необходимая длительность бестоковых пауз  $t_{б,п}$  в циклах АПВ согласуется с временем деионизации среды в месте КЗ и с испытательными циклами выключателя на отключение следую-

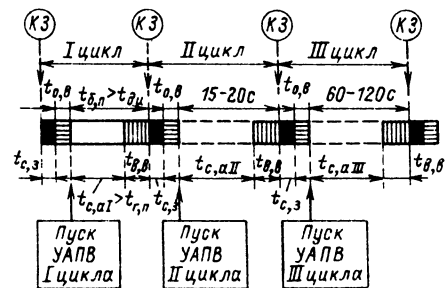


Рис. 42.61. Циклы АПВ

щих друг за другом КЗ. При одностороннем питании время срабатывания УАПВ  $t_{c,a}$  выбирается большим по четырем условиям:

$$t_{c,a} \geq t_{г,п} + t_{зап}; \quad t_{c,a} \geq t_{д,с} - t_{в,в} + t_{зап};$$

$$t_{c,a} \geq t_{г,в} - t_{в,в} + t_{зап}; \quad t_{c,a} \geq t_{в,з} - t_{в,в} + t_{зап},$$

где  $t_{г,в}$ ,  $t_{г,п}$  — времена готовности выключателя и его привода к включению;  $t_{д,с}$  — время деионизации среды;  $t_{в,в}$  — время включения выключателя;  $t_{в,з}$  — время возврата защиты смежного участка со стороны питания;  $t_{зап}$  — время запаса (обычно 0,3–0,4 с).

Приведенные условия составлены применительно к пуску УАПВ от несоответствия положения выключателя («Отключен») и ключа управления («Включен»). При пуске от защиты в правые части выражений добавляется время отключения выключателя  $t_{о,в}$ .

Времена включения выключателей  $t_{в,в}$  — см. разд. 27.

Время  $t_{г,п}$  зависит от типа, смазки и состояния привода и может иметь значения 0,2–1,0 с [42.18].

Современные выключатели после отключения КЗ допускают немедленное АПВ на КЗ (устойчивое). Поэтому для первого цикла обычно определяющим является первое или второе условие.

Во втором цикле определяющим является время  $t_{г,в}$  и время  $t_{c,a}$  принимается обычно около 20 с.

Время  $t_{д,с}$  различно при ТАПВ и ОАПВ. В случае ТАПВ защита отключает все три фазы, и условия деионизации среды наиболее благоприятны. В случае ОАПВ защита отключает только поврежденную фазу, условия деионизации ухудшаются за счет емкостной связи поврежденной фазы с находящимися под напряжением двумя неповрежденными фазами, и  $t_{д,с}$  увеличивается.

Время деионизации зависит от метеорологических условий, значения и длительности протекания тока КЗ, а также рабочего напряжения. Ориентировочные средние значения для случая ТАПВ даны в табл. 42.9.

На линиях с двусторонним питанием  $t_{c,a1}$  выбирается дополнительно с учетом вида АПВ и времени отключения противоположно конца линии.

**Запуск УАПВ.** Так называемые «механические» УАПВ составляют органическую часть привода (грузового или пружинного) выключателя и за счет кинематических связей привода приходят в действие немедленно вслед за аварийным отключением выключателя. Эти устройства не имеют регулировки величины  $t_{c,a}$  и используются обычно как однократные, главным образом в сетях 3–10 кВ. Механиче-

Таблица 42.9. Время деионизации при ТАПВ

Рабочее напряжение, кВ	Время деионизации	
	Периоды	Секунды
23–25	4	0,08
115	8,5	0,17
161	13	0,25
230	16	0,32
400–500	17,5	0,35*

\* Указано чистое время деионизации без учета уменьшения его за счет реакторов поперечной компенсации и при токе КЗ 25 кА. При меньших токах КЗ время деионизации уменьшается.

ское устройство АПВ может быть выведено из действия и заменено «электрическим» («релейным»), позволяющим получить любые кратность АПВ и  $t_{c,a}$ .

Запуск электрических УАПВ возможен:

а) от несоответствия положения выключателя («Отключено») предшествующей оперативной команде «Включить». Принцип выявления этого несоответствия показан на рис. 42.62.

Контакт реле  $KQT$  (положения «Отключено») замкнут, когда выключатель отключен. Контакт ключа управления  $SA$  с фиксацией его положения замкнут после операции «Включить» (рис. 42.62, а). Если ключ не имеет фиксации положения, то в пусковую цепь вводится контакт  $KQQ1.1$  двухпозиционного реле  $KQQ1$  фиксации команд «Включить», «Отключить», замыкающийся после команды «Включить» и остающийся замкнутым до подачи команды «Отключить» (рис. 42.62, б). После подачи команды «Отключить» контакт  $SA$  или  $KQQ1.1$  размыкается и пусковая цепь разрывается, что исключает АПВ.

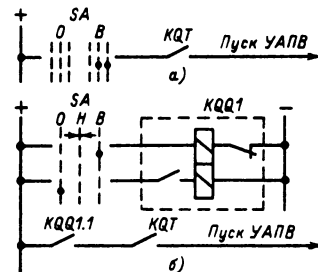


Рис. 42.62. Принцип выполнения пуска УАПВ от несоответствия положения выключателя предшествующей команде «Включить»:

а — ключ управления  $SA$  с фиксацией его положений «Включено», «Отключено»; б — ключ  $SA$  без фиксации положений после команд «Включить», «Отключить»; контакт  $KQQ1.1$  двухпозиционного реле  $KQQ1$  фиксации оперативных команд остается замкнутым после команды «Включить»

Пуск «от несоответствия» прост и универсален (АПВ — при любом отключении выключателя без оперативной команды), а потому предпочтительнее;

б) от релейной защиты. Пуск не универсален. Требуется дополнительное реле, срабатывающего при действии защиты и самоудерживающегося до завершения АПВ. Применяется тогда, когда это упрощает схему автоматики (например, при пружинно-грузовых приводах выключателей).

**Самовозврат УАПВ.** После успешного АПВ устройство должно автоматически возвращаться в состояние готовности к новому действию. Время на самовозврат принимается с запасом, обычно порядка длительности, принимаемой для последующего цикла АПВ (т. е. в однократном УАПВ 15–20 с и в двукратном 60–120 с).

**Автоматический запрет АПВ обязателен:**

- а) при включении выключателя персоналом на КЗ;
- б) при повреждении в УАПВ, можем вызвать многократное АПВ на устойчивое КЗ;
- в) для присоединений, имеющих обычное УАПВ и отключаемых устройством АЧР, — впредь до разрешения обратного включения устройством частотного АПВ;
- г) при внутренних повреждениях трансформаторов (исключение составляет блок линия — трансформатор при одностороннем питании с условием быстроты отключения).

Кроме того, АПВ может автоматически запрещаться при отключении не основной быстродействующей защитой, а резервной (например, при БАПВ).

Запрет действия УАПВ типа РПВ-58 (см. рис. 42.74) осуществляется разрядкой емкости контакта ключа управления при подаче команды «Включить» (в случае «а») и контактом соответствующей защиты или автоматики (в случае «г»). В случае «б») запрет происходит при одновременном наличии длительной команды «Включить» от УАПВ (так и от ключа управления) и команды «Отключить» (от защиты или ключа управления). Съем запрета происходит после снятия команды «Включить».

Временный запрет в случае «в») производится разрывом пусковой цепи УАПВ контактом устройства ЧАПВ. Аналогичный разрыв пусковой цепи для запретов АПВ производится в схемах, не использующих включающий импульс от заряженного конденсатора.

**Ускорение действия защиты (УДЗ) при АПВ.** Наличие АПВ позволяет ускорять отключение КЗ путем автоматического кратковременного устранения выдержки времени небыстродействующей защиты. При этом до-

пускается неселективное отключение, «исправляемое» затем действием АПВ. Благодаря этому в конечном счете обеспечивается селективность отключения поврежденного участка.

**УДЗ после АПВ.** Вначале действует селективная защита участка линии, что указывает на повреждение именно последнего. Поэтому в случае неуспешного АПВ защита может действовать снова без выдержки времени, без нарушения селективности отключения. Устранение выдержки защиты на время, достаточное для отключения выключателя, производится автоматически вслед за любым включением выключателя или по сигналу о срабатывании УАПВ [42.2]. Первый способ предпочтительнее, так как обеспечивает УДЗ и после включения выключателя на КЗ персоналом (при опробовании линии напряжением).

В схемах УАПВ на постоянном оперативном токе с этой целью обычно используется реле положения выключателя «Отключено», имеющее задержку на возврат, а в схемах на переменном оперативном токе — блок-контакты привода выключателя или дополнительное реле. УДЗ после АПВ происходит только при устойчивых КЗ и пригодно для сетей любой конфигурации.

**УДЗ до АПВ** применимо в частном случае для линий с последовательно включенными участками (как на рис. 42.63) при одностороннем питании. Единственное УАПВ ставится на головном участке линии. Селективная защита этого участка дополняется неселективной токовой отсечкой без выдержки времени, защищающей все участки линии и по общему правилу отстроенной от КЗ за трансформаторами подстанций. Остальные участки линии имеют селективную защиту и не имеют устройств АПВ. Неселективная отсечка нормально ве-

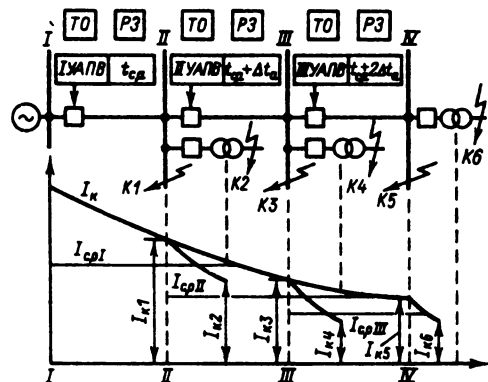


Рис. 42.63. Настройка неселективных токовых отсечек и уставки УАПВ при поочередном АПВ: Т0 — отсечка без выдержки времени; P3 — небыстродействующая резервная защита;  $I_{c,0}$  — токи срабатывания отсечек

дена и при КЗ на любом участке линии отключает головной выключатель. Далее УАПВ включает выключатель и одновременно выводит неселективную отсечку из действия на время, необходимое для отключения поврежденного участка его селективной защитой в случае устойчивого КЗ (схему см. в [42.2]).

Таким образом, неустойчивые КЗ (их большинство) отключаются без выдержки времени, а устойчивые — с выдержкой времени.

Недостатки УДЗ до АПВ:

а) область применения ограничена линиями с односторонним питанием, имеющими последовательно включенные участки, и только при условии, что неселективная отсечка, отстроенная от КЗ за трансформаторами приключенных к линии подстанций, оказывается чувствительной к КЗ на всех участках линии;

б) головной выключатель требует частых ревизий;

в) отказ УАПВ влечет потерю нагрузки всей линии;

г) отключение устойчивых КЗ с выдержкой времени, что не позволяет сократить выдержки времени защит питающего узла.

Ввиду указанных недостатков УДЗ до АПВ применяется сравнительно редко.

*Поочередное АПВ* применимо в сетях любой конфигурации и позволяет отключать без выдержки времени как неустойчивые, так и устойчивые КЗ простыми защитами.

Принцип выполнения поочередного АПВ поясняется на примере линии с несколькими участками (рис. 42.63). Однократные УАПВ предусматриваются на каждом участке линии и имеют выдержки времени, возрастающие на ступень селективности АПВ  $\Delta t_a$  по мере удаления от источника питания. Таким образом, время срабатывания УАПВ на головном участке будет  $t_{c,a}$  и на следующих участках — соответственно  $t_{c,a} + \Delta t_a$ ,  $t_{c,a} + 2\Delta t_a$  и т. д. Основная защита участков линии — токовые отсечки без выдержки времени, защищающие весь свой участок, а потому захватывающие и предыдущий участок. Нормально все отсечки введены. В зависимости от настройки отсечек и местоположения КЗ на линии могут действовать отсечки либо только поврежденного участка, либо и последующего. В первом случае отключение КЗ селективно. Во втором случае неселективно отключается и последующий участок. Затем первым действует УАПВ последующего участка, имеющее меньшее время срабатывания. После АПВ отсечка этого участка остается еще введенной на время, достаточное для отключения участка, если КЗ на своем участке и устойчиво, а далее автоматически выводится на время больше цикла неус-

пешного АПВ предыдущего участка. После этого выведенная отсечка автоматически вводится снова. В результате любые неустойчивые и устойчивые КЗ на линии отключаются без выдержки времени и в конечном итоге селективно. Благодаря этому может быть снижено время срабатывания основной защиты питающего источника от внешних КЗ.

Типичным примером целесообразного использования поочередного АПВ является случай, когда необходимо отключение без выдержки времени КЗ, вызывающих на шинах питающего источника снижение напряжения ниже  $0,6U_{ном}$ , а селективная защита линии этого условия не обеспечивает.

Принцип автоматического управления временным выводом и обратным вводом неселективной отсечки при поочередном АПВ для случая КЗ в зоне действия отсечек двух смежных участков показан на рис. 42.64.

Нормально отсечка РТ (реле  $KA1$ ) введена контактом реле времени  $KT1.1$ , и, срабатывая, она действует на выходное промежуточное реле защиты  $KL2$ , отключающее выключатель. Одновременно отключается выключатель предыдущего (поврежденного) участка линии. Запускаются УАПВ обоих отключившихся участков. Срабатывает первым УАПВ последующего участка (цель включения выключателя опущена). При этом запускается, самоудерживается и выводит отсечку реле времени  $KT1$  (РВ). Одновременно контакт  $KT1.1$  шунтируется контактом  $KL1.1$  промежуточного реле  $KL1$  (РП), и отсечка остается введенной. Вслед за включением выключателя наступает возврат УАПВ, реле  $KL1$  теряет питание, но отсечка остается еще введенной на время замедления реле  $KL1$  на возврат. Поэтому если КЗ оказалось на своем участке и устойчиво, отсечка может подействовать. После возврата реле

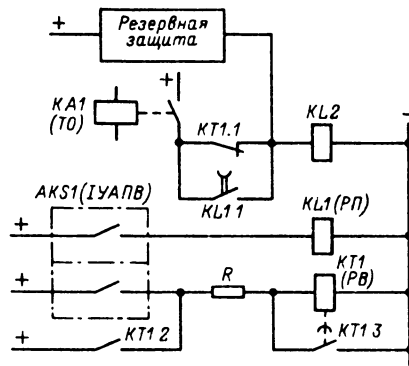


Рис. 42.64. Схема управления неселективными отсечками при поочередном АПВ (КЗ в зоне действия двух отсечек)

KL1 отсечка остается выведенной, пока вследствие замыкания контакта КТ1.3 не самодоблокируется реле времени КТ1. За это время с выдержкой  $t_{c,a} + \Delta t_a$  действует II УАПВ. Если КЗ устойчиво, то, так как отсечка последующего участка выведена, срабатывает отсечка только своего участка.

Увеличение времени АПВ удаленных (от источника питания) участков делает поочередное АПВ нецелесообразным при числе участков более трех. Возможное в принципе автоматическое исключение добавок  $\Delta t_a$ ,  $2\Delta t_a$  и т. д. к временам АПВ в случаях, когда последующий участок не отключался (признак — сохранение напряжения или тока на этом участке), требует усложнения автоматики и целесообразно в редких случаях.

**АПВ линий с ответвлениями к подстанциям без выключателей на стороне питания** (рис. 42.65). При повреждении трансформатора Т его защита действует на включение короткозамыкателя QN (см. разд. 27), что обеспечивает срабатывание быстродействующей защиты линии (если ток повреждения был недостаточен для ее действия). После отключения линии ток через QN исчезает, и в бестоковую паузу АПВ отделитель отключается от комплекта CG, состоящего из зарядного устройства (серии УЗ-400) и блока конденсаторов (серии БК-400), заряжаемых от TV в предшествующем режиме. Затем питание линии восстанавливает УАПВ, время срабатывания которого выбирается с учетом времен срабатывания короткозамыкателя (0,4–0,5 с) и отключения отделителя (от 0,5 с для 35 кВ до 1,0 с для 220 кВ).

**ТАПВ линий, включенных через общий выключатель** (рис. 42.66). При КЗ на линии защита отключает выключатель, а реле тока КА и счетчик коротких замыканий С фиксируют одно КЗ. Происходит первый цикл двукратного АПВ выключателя. Если КЗ устойчиво, то снова действует защита, счетчик фиксирует второе КЗ и в бестоковую паузу второго цикла АПВ действует на отключение автоматического отделителя QR. Происходит второе АПВ, и питание неповрежденных линий восстанавливается. В случае успешного (первого) АПВ происходит самовозврат счетчика. Для таких схем выпускаются автоматические отделители на напряжение 10 кВ и ток 100 А со встроенным счетчиком и управляющим им реле тока прямого действия [42.18].

**ТАПВ тупиковых одиночных линий с глухозаземленной нейтралью трансформаторов.** Использование для таких линий ОАПВ требует установки на приемном конце линии выключателя с пофазным управлением (как и для питающего конца), а также избирателей по-

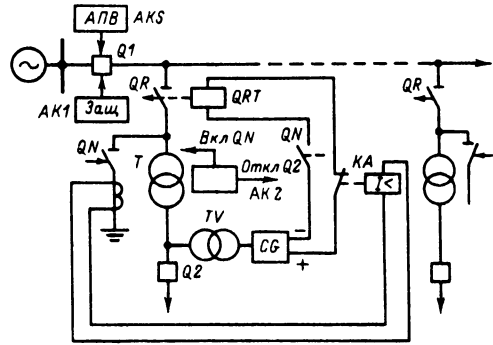


Рис. 42.65. ТАПВ линий с ПС на ответвлениях без выключателей на стороне питания:

AK2 — защита трансформатора; QRT — привод автоматического отделителя QR; CG — зарядное устройство с блоком конденсаторов

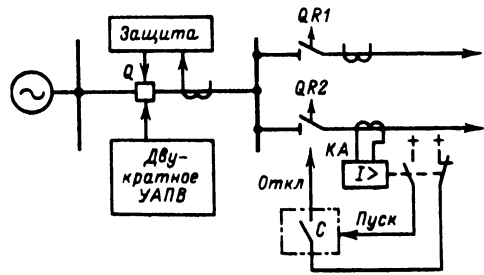


Рис. 42.66. Принцип выполнения АПВ линий, включенных через общий выключатель:

КА — реле фиксации КЗ; С — счетчик КЗ

врежденной фазы. Кроме того, необходимо иметь заземленные нейтрали трансформаторов на приемном конце. Поэтому по экономическим соображениям вместо ОАПВ применяется двукратное ТАПВ, не требующее указанных усложнений и позволяющее не заземлять нейтрали трансформаторов. В случае устойчивого повреждения одной фазы ее можно отключить разъединителями (если они имеют пофазное управление) и, заземлив нейтрали трансформаторов, перевести линию на время ремонта в неполнофазный режим, позволяющий загрузить трансформаторы до 60–70%.

**ТАПВ двухцепной линии с односторонним питанием** [42.18]. Устройства АПВ ставятся с обоих концов каждой цепи. Расчетными для выбора уставок УАПВ являются случаи КЗ, при которых в двухцепном режиме линии время действия защиты на том ее конце, где установлено УАПВ, минимально, а на другом конце максимально (отказ основной быстродействующей защиты). При равенстве времен

отключения выключателей  $t_{0,в}$  и срабатывания защиты:  $t_{c,з}$  — основной быстродействующей своего конца и  $t_{c,з,п}$  — резервной небыстродействующей противоположного конца линии — расчетные уставки  $t_{c,а}$  УАПВ каждого конца определяются условием (пуск УАПВ — от несоответствия)

$$t_{c,а} = t_{c,з,п} - t_{c,з} - t_{0,в} + t_{д,с} + t_{зап},$$

где  $t_{зап} = 0,3 \div 0,4$  с — время запаса.

Иногда время  $t_{c,а}$  одной из цепей на питающем конце увеличивают на  $(0,5 - 1,0)t_{0,в}$ , но не менее чем на 0,3 с, имея в виду случай отказа выключателя на приемном конце. Подробнее — см. [42.18].

#### Автоматический повторный пуск электродвигателей

Автоматический повторный пуск [42.18] применяется в первую очередь для ответственных электродвигателей, отключенных минимальной защитой напряжения при перерывах питания или значительных снижениях напряжения, с целью облегчения самозапуска других ответственных электродвигателей (характерно для установок с н. электростанций).

В таких случаях АПП производится после восстановления напряжения, что контролируется максимальным реле напряжения с уставкой, близкой к  $U_{ном}$ , разрешающим действовать устройству АПВ. В случае использования комплектов РПВ-58 (или РПВ-358) контакт реле напряжения вводится в цепь пуска УАПВ от несоответствия. Времена срабатывания комплектов РПВ-58 выбираются разными для исключения одновременного пуска всех электродвигателей. В случае отключения двигателя защитой последняя разряжает конденсатор в комплекте РПВ-58. При питании от общих шин асинхронных и синхронных электродвигателей (СД) в качестве пусковых органов групповых защит вместо реле напряжения используются реле понижения частоты (СД на выбеге поддерживают напряжение). При этом перед групповым АПП снимается возбуждение СД, и они переводятся в режим ресинхронизации. Само АПП производится, как сказано выше, после восстановления напряжения.

В сетях промышленных предприятий вместо отключения двигателей защитой минимального напряжения иногда применяется отключение по несоответствию положения ключа управления электродвигателем («Включен») и выключателя питающего ввода («Отключен»), а также импульсами от устройств АПВ и АВР питающих элементов.

В тех же сетях применяется иногда пуск УАПВ электродвигателя не по признаку восстановления напряжения, а по несоответствию

положений его ключа управления и выключателя.

АПП применяется также для ответственных электродвигателей напряжением до 1000 В, коммутируемых магнитными пускателями или контакторами с удерживающей обмоткой, питаемой от силовой сети. При исчезновении или сильном снижении напряжения силовой сети эти электродвигатели самоотключаются. Для осуществления АПП в таких случаях удерживающая обмотка включается не на самоудерживание, а через контакт ключа управления, всегда остающийся замкнутым в положении «Включено». Если такое решение неприемлемо по соображениям технологии или техники безопасности, то применяются устройства, осуществляющие АПП только при условии, что восстановление напряжения произойдет в течение заранее установленного времени — примерно нескольких секунд.

#### АПВ линий с двусторонним питанием

*Общие положения.* Основным видом является однократное ТАПВ. На ответственных линиях, особенно дальних, однократное ТАПВ комбинируется с однократным ОАПВ. Поскольку большинство КЗ на линиях высокого напряжения однофазные, отключение только одной поврежденной фазы повышает устойчивость электропередачи. Использование ОАПВ усложняет защиту и автоматику [42.7, 42.18]. Устройство ОАПВ должно отключать поврежденную фазу при КЗ одной фазы на землю и обеспечивать ее повторное включение через промежуток времени, достаточный для погасания дуги в месте повреждения. Важной частью ОАПВ являются органы выбора поврежденной фазы — избирательные органы (ИО), которые устанавливаются по обоим концам линии.

Основные требования к ИО [42.18], который должен:

правильно выбирать поврежденную фазу при КЗ одной фазы на землю;

отличать КЗ одной фазы на землю от КЗ двух фаз на землю;

защищать линию от повреждений, могущих возникнуть на оставшихся в работе фазах в цикле ОАПВ;

не срабатывать в неполнофазном режиме цикла ОАПВ от токов нагрузки;

иметь высокую чувствительность к КЗ через переходное сопротивление.

В случае недостаточной чувствительности ИО иногда допускается их каскадная работа (когда ИО конца линии, удаленного от места КЗ, действует только после отключения фазы с противоположного конца линии);

после неуспешного ОАПВ переводить ли-

нию на работу двумя фазами, если такой режим допустим и целесообразен, или отключать линию полностью с запретом ТАПВ, если работа двумя фазами недопустима.

Преобладающее распространение получили дистанционные ИО на основе реле сопротивления (РС).

Для выбора поврежденной фазы используются три ИО, каждый из которых включается на фазное напряжение и фазный ток, компенсированный током нулевой последовательности. Характеристики РС должны обеспечивать выполнение всех перечисленных выше требований к ИО.

Время срабатывания устройств ОАПВ и ТАПВ выбираются различными соответственно разным временам деионизации среды  $t_{д.с}$  и действий защиты. Большое время  $t_{д.с}$  после однофазного отключения (за счет емкостной и электромагнитной связи неповрежденных фаз с поврежденной) исключает быстроедействие ОАПВ.

На линиях 500 кВ и выше с шунтирующими реакторами, неотключаемыми в цикле ОАПВ, имеют место резонансные явления, приводящие к тому, что восстанавливающееся напряжение на отключенной фазе после гашения дуги подпитки имеет форму напряжения биений с периодом 0,1–0,3 с и максимальным значением до  $2,5U_{ф}$ .

Это создает условия для повторного зажигания дуги подпитки (что удлиняет  $t_{д.с}$ ), а также увеличивает коммутационные перенапряжения при успешном ОАПВ.

На линиях ультравысокого напряжения используются многофункциональные УАПВ, которые предназначены для применения совместно с основной и резервной защитами этих линий. Возникающие в этих линиях волновые процессы после отключения КЗ выдвинули совершенно новые, еще прорабатываемые вопросы осуществления АПВ.

Существует несколько видов ТАПВ линий с двусторонним питанием, применяемых соответственно конкретным условиям.

**АПВ без проверки синхронизма.** Если линия имеет достаточное число шунтирующих связей, длительное одновременное отключение которых маловероятно, то в случае ее отключения синхронизм напряжений по ее концам сохраняется, быстрого выполнения АПВ не требуется и для его осуществления достаточно убедиться в двустороннем отключении линии. АПВ выключателей производится поочередно: первое, осуществляющее опробование линии, — по признаку отсутствия на линии напряжения и второе — только в случае появления на линии нормального напряжения (первое АПВ успешно). Времена срабатывания УАПВ

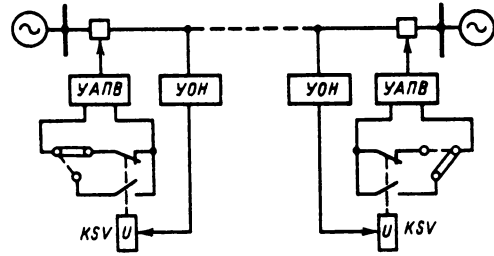


Рис. 42.67. Принцип контроля напряжения на линии с двусторонним питанием:

УОН — устройство отбора напряжения линии; КSV — реле контроля напряжения

выбираются больше времен отключения противоположного конца его защиты. Дополнительно в пусковые цепи УАПВ вводятся контакты реле контроля напряжения линии КSV — размыкающий для УАПВ, действующего первым, и замыкающий — для действующего вторым. Переключение накладками в пусковых цепях соответственно на замыкающий и размыкающий контакты меняет очередность включения выключателей для уравнивания количества отключаемых ими КЗ (рис. 42.67).

Питание реле — от трансформаторов напряжения или устройств отбора напряжения линии.

**Виды ТАПВ линий без параллельных связей.** Если параллельных связей нет или они могут отключаться, то, смотря по обстоятельствам, применяются следующие виды ТАПВ [42.18]:

- 1) несинхронное (НАПВ);
- 2) быстродействующее (БАПВ);
- 3) с ожиданием или, иначе, с проверкой (контролем) синхронизма (АПВОС);
- 4) с улавливанием синхронизма (АПВУС).

**Несинхронное АПВ.** Применяется в сетях средних напряжений и осуществляется с любым углом включения без контроля разности частот эквивалентных генераторов воссоединяемых частей системы. Какие-либо требования к быстродействию защиты и выключателей линий не предъявляются. Расчет НАПВ сводится к проверке допустимости включения с неограниченным углом (в худшем случае равным  $120-135^\circ$ ). Из сказанного в § 42.1 следует, что при  $E_T = E_C = 1,05E_{ном}$  между относительным допустимым током  $I'_{180д}$  включения с углом  $180^\circ$ , максимально допустимым углом включения  $\delta_{мд}$ , относительным сопротивлением генератора  $x'_d$  и коэффициентом запаса  $k_M$  по электромагнитному моменту существует зависимость

$$I'_{180д} (\sin \delta_{мд} + 2 \sin \delta_{мд}/2) = 2,1/(x'_d k_M).$$



После подстановки в нее значения  $\delta_{мд} = 120^\circ$  для турбогенератора и  $135^\circ$  для гидрогенераторов и нормированного для несинхронных включений значения  $k_M \approx 1,25$  (запас по току при этом около 40%) определяется нормированный допустимый ток включения с углом  $180^\circ$ , принимаемый округленно равным:

$$I''_{180н} / I_{ном} = 0,8 / x''_d$$

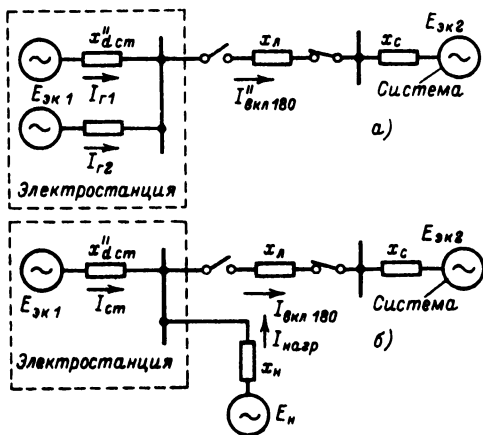


Рис. 42.68. К расчету тока включения при НАПВ: а — без учета нагрузки; б — с учетом нагрузки;  $x_{дст}$  — эквивалентное сопротивление электростанции;  $x_н$  и  $E_н$  — сопротивление и ЭДС нагрузки

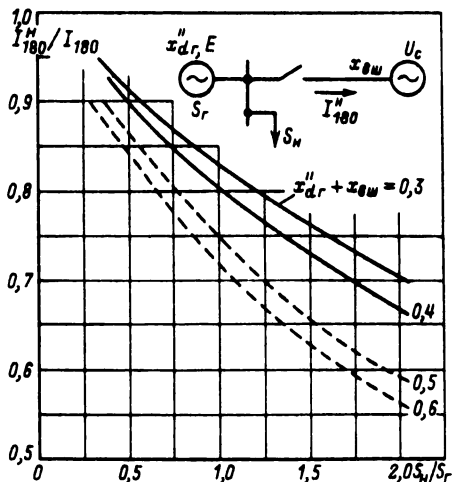


Рис. 42.69. Снижение тока несинхронного включения электростанции, вызываемое нагрузкой: — — турбогенераторы; - - - гидрогенераторы;  $I''_{180н}$  — ток ветви электростанции при учете нагрузки,  $I_{180н}$  — то же без учета нагрузки;  $S_н$  и  $S_r$  — номинальные мощности соответственно нагрузки и электростанции;  $x''_{дг}$  — эквивалентное сопротивление ветви электростанции

При учете возможных повышений относительных значений ЭДС гидрогенераторов до 1,5 и турбогенераторов до 1,2 [42.1] чаще используется нормированное значение

$$I''_{180н} / I_{ном} = 0,625 / x''_d$$

Для синхронных компенсаторов, если они отделяются самостоятельно, нормирован ток  $I''_{180н} / I_{ном} = 0,84 / x''_d$ , а при отделении вместе с генераторами — ток, нормированный для последних.

При проверке допустимости НАПВ сначала составляется схема замещения без учета нагрузок (рис. 42.68, а) для режима с минимальным количеством включенных генераторов и СК и максимальной суммой ЭДС  $E_{эк1} + E_{эк2}$  эквивалентных генераторов частей системы, а затем находится распределение тока по синхронным машинам. Сопоставление наибольшего из последних с нормированным определяет допустимость или недопустимость НАПВ. Если результат положителен, расчет заканчивается. В противном случае при наличии существенной местной нагрузки (отсасывающей ток от генератора) проводится повторный расчет с учетом нагрузки ( $E_н = 0,9$ ,  $x_н = 0,35$ ) по известным правилам, с приведением  $x_н$  к мощности эквивалентного генератора (рис. 42.68, б). График, иллюстрирующий эффект местной нагрузки, показан на рис. 42.69. Если и теперь результат отрицателен, то применяют другие виды АПВ. НАПВ не рекомендуется при наличии в частях энергосистемы мощных генераторов с форсированным охлаждением обмоток.

Критерий допустимости НАПВ для силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Допустимость НАПВ для трансформаторов и автотрансформаторов оценивается сопоставлением значений проходящих через них токов включения с углом  $180^\circ$  со значением тока трехфазного КЗ на их выводах (определяющим прочность трансформаторов и автотрансформаторов), рассчитываемым с учетом реактивного сопротивления питающей сети, задаваемого согласно ГОСТ 3484-77 мощностью КЗ в этой сети:

$U$ , кВ . . . . .	6	10-35	110	220	330
$S_K$ , МВ·А . . . . .	1000	1500	5000	10000	25000

Для двухобмоточного трансформатора расчетный ток КЗ

$$I''_{к, расч} = \frac{I_{ном}}{u_k \left( 1 + \frac{S_{ном}}{u_k S_k} \right)}$$

где  $u_k$  — напряжение КЗ трансформатора;

$S_{ном}$  — номинальная мощность трансформатора, МВ·А;  $S_k$  — соответствующая высшему напряжению мощность КЗ сети, МВ·А.

Расчетные токи КЗ мощных трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов указываются в их паспортах для каждой обмотки.

Допустимый ток несинхронного включения для соответствующей обмотки

$$I''_{180д} \leq k_T I_{к, расч.}$$

где  $k_T$  — коэффициент, учитывающий возможные при НАПВ повышения ЭДС генераторов и равный:

Относительная ЭДС	1,05	1,2	1,5
$k_T$ . . . . .	1	0,95	0,86

На практике проверку приходится производить для трансформаторов связи с мощностью, меньшей суммарной мощности соответствующих генераторов. Для блочных трансформаторов проверка, очевидно, не требуется.

НАПВ линии при возникшем после ее отключения асинхронном ходе по оставшейся включенной слабой параллельной связи. Если при отсутствии слабой обходной связи НАПВ линии недопустимо, то при наличии таковой оно может оказаться и допустимым, а асинхронный режим слабой связи ликвидируется. Графики рис. 42.70 показывают, насколько ток в ветви станции (части системы) при включении с наличием слабой связи  $I_1$  меньше тока  $I_2$  при включении без нее [42.1].

Восстановление синхронизма после НАПВ. Непременное условие — обеспечение результирующей динамической устойчивости после АПВ. Простые методы расчета отсутствуют [42.1, 42.3]. Опыт показывает, что в большинстве случаев синхронизм восстанавливается,

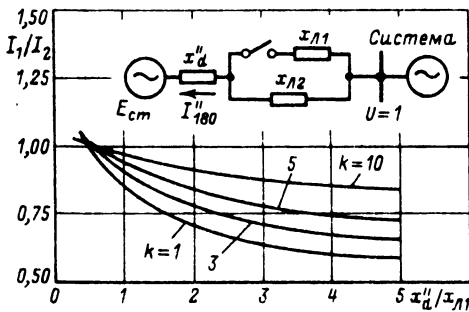


Рис. 42.70. Кратность тока в ветви станции при НАПВ линии ( $x_{л1}$ ) и асинхронном режиме оставшейся слабой связи ( $x_{л2}$ ) относительно тока при отсутствии этой связи:  $k = x_{л2}/x_{л1}$ ;  $X_d''$  — эквивалентное сопротивление ветви электростанции

особенно при преобладании ТЭС за счет большого асинхронного момента турбогенераторов и быстрого действия регуляторов частоты вращения паровых турбин.

Последовательность действий устройств НАПВ. Очередность и способ контроля действий устройств НАПВ такие же, как и при АПВ без проверки синхронизма.

Особым вопросом НАПВ является возможность неправильных действий релейной защиты, вызываемых кратковременным появлением токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей (вследствие неодновременности замыканий фаз выключателя), а также сверхтоками и понижениями напряжения в разных точках системы в момент включения и при последующем асинхронном режиме. Способы предотвращения таких действий см. в [42.1, 42.18].

Особенности и расчет БАПВ, АПВОС, АПВУС. Эти виды АПВ в противоположность НАПВ осуществляют включение с ограниченным углом включения, что расширяет возможности их применения. При ограниченном  $\delta_{мд} < 120 \div 135^\circ$  допустимый расчетный ток включения с углом  $180^\circ$  увеличивается против нормированного для НАПВ значения тем больше, чем меньше  $\delta_{мд}$ . Это увеличение можно оценить коэффициентом  $k_8 > 1$ . При этом  $I''_{180с} = k_8 I''_{180н}$ , где  $I''_{180с}$  — допустимый ток при  $\delta_{мд} < 120 \div 135^\circ$ . На рис. 42.71 даны построенные ВНИИЭ на основе серии расчетов обобщенные графики  $k_8$ , пригодные (с точностью 2–5% в сторону запаса) для всех генераторов [42.1]. Если угол включения известен, то график дает непосредственно значение  $k_8$ . В случае определения неизвестного угла  $\delta_{мд}$  рассчитывается по схеме замещения ток включения с углом  $180^\circ$  и делится на ток, нормированный для НАПВ, что дает значение  $k_8$ , по которому из графика находят  $\delta_{мд}$ .

Особенности и расчет БАПВ. Работа БАПВ основывается на том, что в случае отключения линии быстродействующей защи-

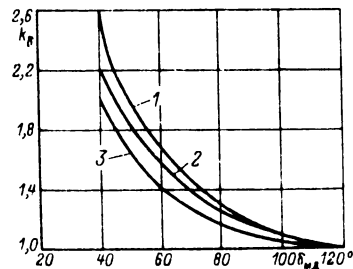


Рис. 42.71. Кривые  $k_8 = f(\delta_{мд})$ : 1 — турбогенераторы с косвенным охлаждением; 2 — то же с непосредственным охлаждением; 3 — все гидрогенераторы

той и последующего быстрого АПВ с обеих сторон напряжения по концам линии не успевают разойтись на значительный угол. При времени включения выключателей (воздушных) 0,2–0,3 с устройства БАПВ концов линии, смотря по времени деионизации среды, могут действовать без выдержки времени или с выдержкой 0,1–0,2 с. Угол  $\Delta\delta$  свига фаз напряжений рассчитывается в предположении равноускоренного движения роторов эквивалентных генераторов разделившихся частей системы с учетом начального угла, обусловленного нагрузкой [42.2, 42.3, 42.18].

Далее принимается  $\delta_{мд} = \Delta\delta$  и проверяется допустимость БАПВ по этому условию, как сказано выше. Затем, после определения скольжения в момент включения, по известным правилам проверяется сохранение синхронной динамической устойчивости. В тех редких случаях, когда допускается результирующая динамическая устойчивость, необходимы специальные меры по предотвращению неправильных действий релейной защиты [42.18]. При отключении линии резервными небыстродействующими защитами действие УБАПВ автоматически запрещается. Схемы выполнения БАПВ см. в [42.18].

Для линий 330–750 кВ, оборудованных трансформаторами напряжения и высокочастотной защитой, вместо БАПВ применяется ускорение ТАПВ с одной стороны и АПВОС с другой стороны линии. Выдержка времени ускоренного ТАПВ выбирается так же, как и при БАПВ. В устройстве АПВОС применяются более совершенные органы контроля напряжения и синхронизма. По сравнению с БАПВ сочетание ускоренного ТАПВ и АПВОС имеет то преимущество, что время бестоковой паузы получается лишь незначительно больше, чем при БАПВ, но зато исключаются несинхронные включения и включения на устойчивое КЗ со второго конца (поскольку АПВОС производится только при успешном включении с первого конца).

**Особенности и расчет АПВОС.** Устройства АПВОС применяются на линиях с двумя-тремя параллельными связями, если при наложении аварий в ремонтном режиме такие линии оказываются одиночным транзитом, после размыкания которого разделившиеся части системы становятся несинхронными [42.18].

Прямое назначение УАПВОС – осуществление АПВ при синхронизме напряжений. Однако по конструкции УАПВОС они могут действовать и при потере синхронизма, если разность частот несинхронных напряжений мала. Выключатели линии включаются поочередно. Устройства АПВОС устанавливаются

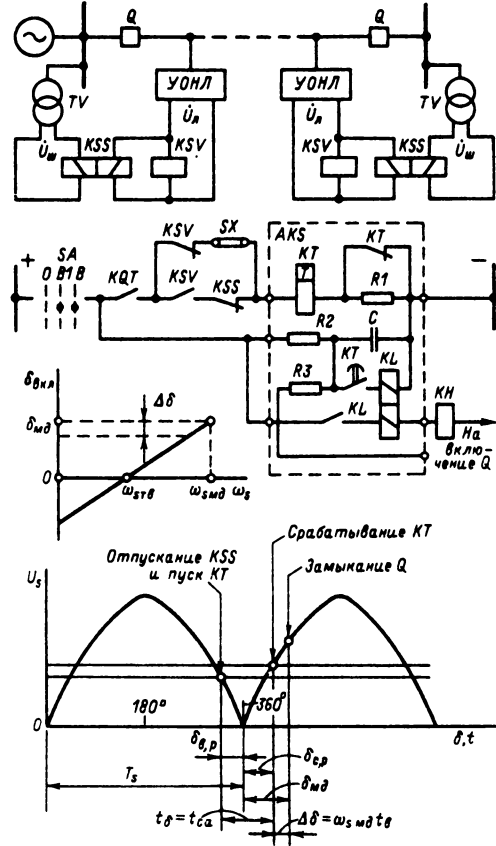


Рис. 42.72. Схема устройства АПВОС:

AKS – устройство РПВ-58; KSV – реле контроля напряжения линии;  $\delta_{в,р}$ ,  $\delta_{с,р}$  – углы соответственно возврата и срабатывания реле контроля синхронизма KSS; диаграмма – для случая  $\omega_1 = \omega_{смд}$

на обоих концах линии, что позволяет менять очередность включения этих концов. В комплект УАПВОС входят комплектное УАПВ типа РПВ-58 (см. рис. 42.74), реле контроля напряжения линии KSV типа РН-53 и контроля синхронизма KSS типа РН-55. Схема УАПВОС показана на рис. 42.72. Накладка SX устанавливается в устройстве, действующем первым по признаку отсутствия напряжения линий  $U_n$ , и удаляется в устройстве, действующем вторым, с проверкой синхронизма напряжений  $U_n$  и  $U_{ш}$ . Реле KSS реагирует на геометрическую разность  $\Delta U$  напряжений  $U_n$  и  $U_{ш}$ , т. е. на угол между ними, и имеет регулировку уставок по углу от 20 до 40°. Угол  $\delta_{в,р}$  возврата реле KSS выбирается с коэффициентом запаса 1,15–1,20, т. е. большим наибольшего угла  $\delta_n$  между напряжениями по концам линии, обусловленного нагрузкой параллельных связей. При отсутствии напряжения  $U_n$  (после

неуспешного АПВ противоположного конца) напряжение  $\Delta U = U_{ш}$ , что соответствует углу  $60^\circ$ , реле *KSS* не отпускает, и АПВ запрещается. То же происходит при отсутствии  $U_{ш}$ . Если  $U_{л} = U_{ш} = 0$ , реле *KSS* отпускает, но цепь пуска комплекта *AKS* типа РПВ-58 разомкнута контактом реле *KSV*, имеющего уставку около  $0,7U_{ном}$ . В случае успешного АПВ противоположного конца замкнуты контакты *KSV* и *KSS* в цепи пуска комплекта *AKS* и с выдержкой времени  $t_{с,а}$  реле *KT* происходит АПВ. При равных временах отключения выключателей выдержки времени  $t_{с,а}$ , учитывающая время отключения противоположного конца линии, выбирается равной:

$$t_{с,а} = t_{р31} - t_{р32} - t_{в} + t_{д,с} + t_{зап},$$

где  $t_{р31}$  и  $t_{р32}$  — времена действий защиты противоположного и своего конца линии;  $t_{в}$  — время включения выключателя;  $t_{д,с}$  — время деионизации среды и  $t_{зап} = 0,3 \div 0,4$  с — время запаса. В редком случае потери синхронизма возникает взаимное скольжение  $U_{л}$  и  $U_{ш}$  с угловой частотой  $\omega_s$  и происходят биения напряжения  $\Delta U$ . За период этих биений контакт реле *KSS* замкнут в течение времени  $t_{\delta}$  прохождения суммы углов возврата  $\delta_{в,р}$  и срабатывания  $\delta_{с,р}$  этого реле. Если  $t_{\delta} > t_{с,а}$ , то АПВ происходит. В противном случае УАПВОС, запускаясь и возвращаясь в каждом периоде скольжения  $T_s$ , «ожидает» снижения скольжения до значения, меньшего или в пределах равного  $\omega_{s,мд} = (\delta_{в,р} + \delta_{с,р})/t_{с,а}$ , получающегося принудительно, поскольку уставки по углу и времени заданы. Наибольший угол включения имеет место при  $t_{\delta} = t_{с,а}$  (рис. 42.72) и равен  $\delta_{мд} = \delta_{с,р} + \omega_{s,мд} t_{в}$ .

Как правило, значение  $\omega_{s,мд}$  невелико (например, при  $\delta_{в,р} + \delta_{с,р} = 72^\circ$  и  $t_{с,а} = 1,5$  с оно равно  $0,27\%$ ), и угол включения лишь ненамного превосходит угол  $\delta_{с,р}$ . С учетом перемены очередности включения сторон линии время  $t_{с,а}$  устанавливается одинаковым для обеих сторон (по большему из значений).

Если угол  $\delta_n$  превосходит предел шкалы уставок *KSS* (такие случаи появились), то указатель шкалы выводит за ее предел. Если этого недостаточно, то добавляют второе реле *KSS*, включаемое на разность напряжений, сдвинутую по фазе на угол  $\phi$  относительно основного напряжения  $\Delta U$ , и контакты реле соединяют параллельно («Энергосетьпроект»). Тогда при одинаковой уставке обоих реле  $\delta_{в,р}$  замыкание ими пусковой цепи происходит при угле  $\delta_{в,р} + \phi$ . Если  $U_{л}$  и  $U_{ш}$  несинхронны, то  $\omega_{s,мд} = (\delta_{в,р} + \phi + \delta_{с,р})/t_{в}$ , а наибольший угол включения в зависимости от знака скольжения или такой же, как и при одном реле *KSS*, или

на угол  $\phi$  больше. Целесообразный сдвиг — на угол  $\phi = 30^\circ$ . Проверка допустимости включения в несинхронном режиме — как при БАПВ. Неравенство напряжений линии и шин создает отклонения от расчетной уставки по углу и должно учитываться при выборе коэффициента запаса.

**Особенности и расчет АПВУС.** Устройства АПВУС используются на одиночных и двухцепных линиях с двусторонним питанием, не имеющих шунтирующих связей, в случае невозможности по тем или другим причинам применения НАПВ или БАПВ. Включение концов линии поочередное, как при АПВОС, с возможностью изменения очередности. Устройства АПВУС предусматриваются с обеих сторон.

Устройства АПВУС отличаются от УАПВОС только более совершенным органом контроля синхронизма типа синхронизатора с постоянным или дискретно увеличивающимся при увеличении  $\omega_s$  углом опережения [42.2, 42.6, 42.18]. Это позволяет обеспечивать значение  $\omega_{s,мд}$  на порядок больше, чем разрешает УАПВОС, одновременно с ограниченным углом включения. По принципу их выполнения синхронизаторы не могут действовать при нулевом скольжении. Однако при необходимости (например, на двухцепной линии) легко обеспечить действие УАПВУС и при синхронизме напряжений добавлением одного реле времени. Указанные особенности АПВУС позволяют использовать его в любых случаях.

На рис. 42.73 показана схема УАПВУС на основе синхронизатора с постоянным углом опережения [42.6]. Скольжение контролируется на протяжении разности углов возврата (отпускания)  $\delta_{в,р1}$  реле *KSS1* и  $\delta_{в,р2}$  реле *KSS2*. Если время  $t_{\delta}$  прохождения этого угла больше выдержки времени  $t_x$  реле *KT1*, запускаемого при возврате реле *KSS1*, то последнее успевает сработать и стать на самоудерживание через контакт *KSS1.1*. При этом в цепи высокоомной обмотки реле *KL1* замкнут мгновенный контакт реле *KT1*, и в момент отпускания реле *KSS2* реле *KL1* действует и посылает команду на включение. Угол возврата реле *KSS2* есть постоянный угол опережения  $\delta_{оп}$ . На диаграмме рис. 42.73 показан предельный случай  $\omega_s = \omega_{s,мд}$ , когда  $t_{\delta} = t_x$ . Значение  $\omega_{s,мд} = (\delta_{в,р1} - \delta_{в,р2})/t_x$ , а наибольший угол включения  $\delta_{мд} = \omega_{s,мд} t_{в} - \delta_{в,р2}$ . Выбор значения  $t_x$  никак не связан с временем отключения противоположного конца линии (что имеет место в случае АПВОС), т. е. здесь имеется полная свобода. То же в отношении выбора углов возврата реле *KSS*. Уменьшение угла включения в сравнении с АПВОС видно из сопоставления диаграмм для обоих видов АПВ.

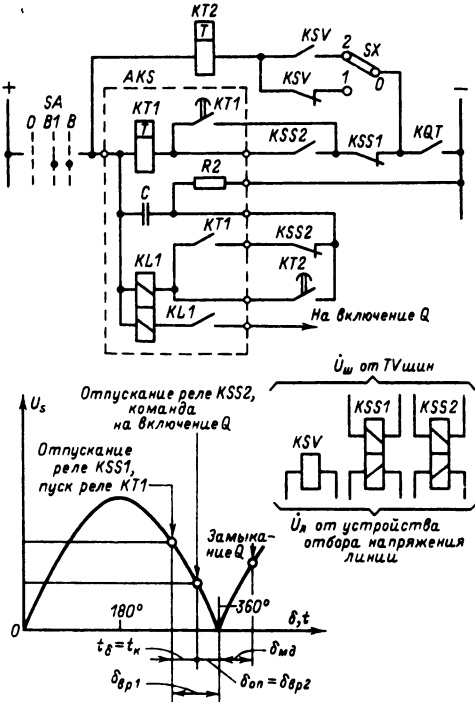


Рис. 42.73. Схема устройства АПВУС:

KSS1 и KSS2 – реле контроля синхронизма (прочие обозначения – как на рис. 42.72, диаграмма – для случая  $\omega_s = \omega_{с.мд}$ )

Если  $\omega_s > \omega_{с.мд}$ , т. е.  $t_d < t_k$ , реле KSS2 отпускает раньше срабатывания реле времени KT1, последнее теряет питание, и включения не происходит.

Если требуется действие УАПВУС и при синхронизме напряжений, предусматривается реле времени KT2, и накладка SX ставится в положение 0–2. Введение реле KT2 требует небольших внутренних пересоединений в устройстве РПВ-58.

Для конца линии, включаемого первым, накладка должна быть в положении 0–1.

Исходя из возможных уставок реле контроля синхронизма можно иметь  $\delta_{в,р1} \approx 50^\circ$  (с выводом указателя уставки за предел  $40^\circ$ ),  $\delta_{в,р2} = 20^\circ$ . Приняв  $t_k = 0,1$  с, получим  $\omega_{с.мд} = (50 - 20)/0,1 = 300^\circ/\text{с}$ , что соответствует скольжению 1,67%. При времени выключателя 0,3 с максимальный угол включения  $\delta_{мд} = 300 \cdot 0,3 - 20 = 70^\circ$ .

Упомянутая схема с тремя углами опережения [42.2, 42.18] позволяет получить примерно в 2 раза большие  $\omega_{с.мд}$ .

Неравенство синхронизируемых напряжений и всегда имеющееся в условиях АПВУС

ускорение  $d\omega_s/dt$  вносят погрешности в работу устройств.

Гораздо более совершенные УАПВУС можно получить, используя синхронизатор с постоянным временем опережения, выбирающим угол опережения, пропорциональный скольжению (см. ГАС). Синхронизаторы типа АСТ-4 и УБАС для этой цели не подходят ввиду незначительных значений допускаемых скольжений и неравенства входных напряжений. Вполне подходит синхронизатор СА-1, позволяющий получать угол опережения до  $120^\circ$  и  $\omega_{с.мд}$  до 2%, а если допустить погрешность во времени опережения большей паспортной, то  $\omega_{с.мд}$  может быть еще большей. Учет ускорения и нечувствительность к значительному неравенству напряжений – дополнительные преимущества синхронизатора СА-1. Небольшой угол включения, в том числе и при большом времени выключателя, – особенность использования принципа постоянного времени опережения. В МЭИ разработан бесконтактный синхронизатор для АПВУС, сходный по своим показателям с синхронизатором СА-1, но обеспечивающий угол опережения до  $220^\circ$  и допустимое скольжение до 4%.

АПВ с самосинхронизацией генераторов [42.2]. После отключения одиночной связи с системой ГЭС без существенной местной нагрузки происходит АПВ приемного конца

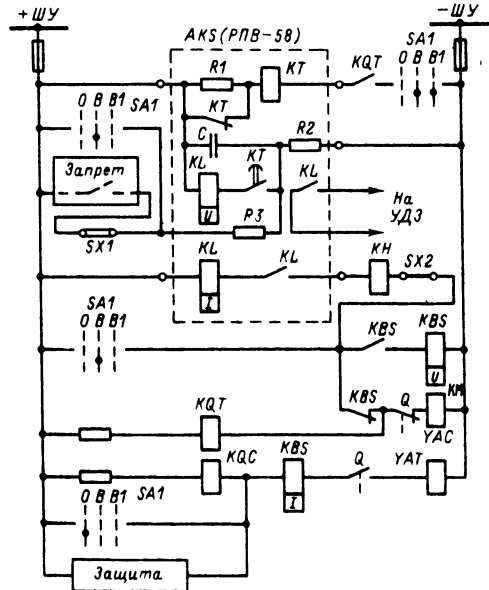


Рис. 42.74. УАПВ однократного действия типа РПВ-58:

KBS – реле блокировки от многократных включений

линии. В случае его успеха магнитное поле генераторов гасится, и после АПВ питающего конца линии генераторы самосинхронизируются с системой. В настоящее время устройство может представлять интерес только для мелких местных ГЭС.

### Примеры устройств АПВ [42.2]

**УАПВ однократного действия на постоянном оперативном токе типа РПВ-58** (рис. 42.74). Пуск — от несоответствия. Ключ управления  $SA1$  — с фиксацией положений (если ключ без фиксации, то вместо его контактов используются реле фиксации оперативных команд, см. рис. 42.62). В нормальном исходном режиме при включенном выключателе  $Q$  конденсатор  $C$  заряжен через высокоомный резистор  $R2$ . Постоянная времени контура  $R2C$  — около 20 с. После отключения выключателя не от  $SA1$  (защитой, самопроизвольно) реле  $KQT$  положения выключателя «Отключено» запускает термически устойчивое реле времени  $KT$  комплекта РПВ-58, которое с выдержкой  $t_{c,a}$  замыкает цепь импульсной разрядки конденсатора на высокоомную обмотку промежуточного реле  $KL$ . Последнее, срабатывая, дает команду «Включить» на контактор  $KM$  включения выключателя и самоудерживается своей низкоомной обмоткой до окончания операции включения. Если АПВ успешно и выключатель остался включенным, пусковая цепь размыкается, конденсатор дешунтируется и начинает вновь заряжаться. После его полной зарядки (15–20 с) устройство готово к новому действию (самовозврат УАПВ). В случае неуспеха АПВ и нового отключения выключателя реле  $KT$  опять запускается и через время  $t_{c,a}$  снова замыкает конденсатор на обмотку  $KL$ . Однако заряд конденсатора еще мал, реле  $KL$  не действует, а конденсатор остается шунтированным и не подзаряжается, пока персонал не включит выключатель. При дистанционном отключении выключателя  $Q$  пусковая цепь размыкается контактом ключа  $SA1$ . Для запрета АПВ после включения выключателя персоналом на КЗ другой контакт  $SA1$ , замыкающийся на время подачи команды «Включить», быстро разряжает  $C$  через резистор  $R3$ .

Если включение успешно, то после отпущения ключа (переход в положение «Включено») начинается нормальная зарядка  $C$ . Аналогично разрядкой конденсатора запрещается АПВ от контакта соответствующих устройств защиты или автоматики. Многократное АПВ на устойчивое КЗ, возможное в случае сваривания контакта  $KL$  в цепи включения, предотвращает двухобмоточное реле блоки-

ровки  $KBS$ . Если существует постоянно поданный плюс от контакта  $KL$  (или ключа управления), то при появлении команды «Отключить» на электромагнит отключения УАТ реле  $KBS$  срабатывает, самоудерживается второй обмоткой и размыкает цепь включения контактора  $KM$  включения выключателя, пока не будет снята длительная команда «Включить». Все другие возможные повреждения в схеме устройства приводят только к его отказу.

**УАПВ однократного действия типа РПВ-358**. Предназначается для схем с выпрямленным переменным оперативным током на подстанциях, имеющих выключатели с электромагнитным приводом (см. разд. 27) и отличается от устройства РПВ-58 наличием полупроводникового выпрямителя в цепи зарядки конденсатора  $C$ , препятствующего его разрядке при понижениях напряжения источника оперативного тока. Реле блокировки от многократных включений ( $KBS$  на рис. 42.74) должно иметь задержку на возврат для предотвращения отказа блокировки вследствие понижения напряжения оперативного тока при близких КЗ.

**УАПВ двукратного действия типа РПВ-258** на постоянном оперативном токе (рис. 42.75). Выполнено на принципе УАПВ типа РПВ-58, но имеет два емкостно-резисторных контура:  $R1C1$  — первого цикла и  $R2C2$  — второго. Постоянные времени зарядки обоих контуров 60–120 с. Уставки времени срабатывания  $t_{c,a}$  первого цикла — на импульсном контакте  $KT.2$  и второго цикла — на упорном контакте  $KT.3$  реле времени  $KT$ . Зарядка контура  $R1C1$  — через обмотку реле  $KT$ .

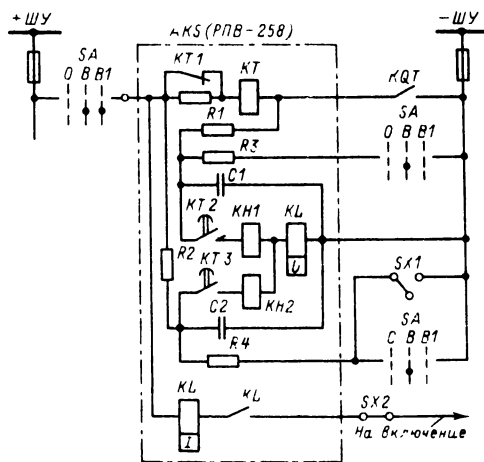


Рис. 42.75. УАПВ двукратного действия типа РПВ-258

Резисторы  $R3, R4$  — для временного запрета АПВ в момент подачи ключом команды «Включить». Наложение накладки  $SX1$  выводит второй цикл из действия. Указательные реле  $KH1, KH2$  встроены в корпус устройства. В цикле АПВ после отключения выключателя (и замыкания контакта  $QQT$  реле положения «Отключено») и до момента его повторного включения емкость  $C1$  начинает разряжаться через резистор  $R1$ . Однако ввиду большой постоянной времени контура и малого времени первого цикла эта разрядка незаметна.

Устройства АПВ выключателей с пружинно-грузовыми приводами (см. разд. 27) на переменном оперативном токе [42.18]. Пружинно-грузовые приводы выключателей имеют встроенный механизм, позволяющий однократно «механическое» АПВ без выдержки времени, не требующее релейной аппаратуры (кроме одного указательного реле). Отсутствие выдержки времени  $t_{c,a}$  и выявившаяся ненадежность «механического» УАПВ заставили выводить его из действия и переходить к «электрическому» УАПВ с добавлением для получения  $t_{c,a} > 0$  реле времени или устройства РПВ-358 [42.2, 42.18].

В первом случае пуск УАПВ происходит от защиты (действующей на отдельный электромагнит отключения, при срабатывании которого в приводе замыкается специальный вспомогательный контакт, вводимый в пусковую цепь АПВ), во втором случае пуск УАПВ возможен от положения несоответствия. Кроме ряда указанных схем однократного АПВ разработана также схема двукратного УАПВ [42.18], которое осуществляет первое АПВ без выдержки времени, а второе — с выдержкой,

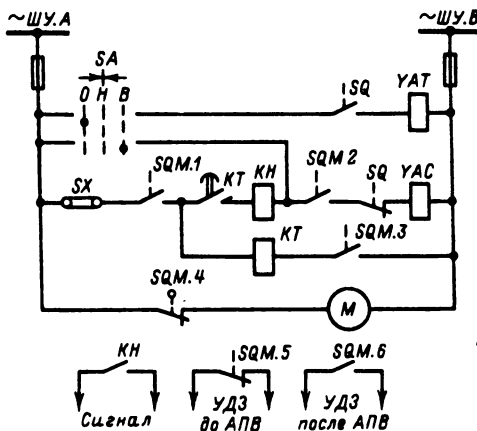


Рис. 42.76. УАПВ однократного действия для выключателя с пружинно-грузовым приводом:  $SQ$  — вспомогательные контакты выключателя;  $SQM$  — вспомогательные контакты привода

устанавливаемой на реле времени. Время автоматического завода включающих пружины (и подъема груза) привода после неуспешного первого АПВ, составляющее в зависимости от типа выключателя 6—15 с, укладывается в обычное время второго цикла АПВ (около 20 с).

В качестве примера на рис. 42.76 приведена схема однократного УАПВ для выключателя с пружинно-грузовым приводом. Пуск УАПВ — от контактов привода  $SQM.1$  и  $SQM.3$ , замыкающихся после отключения защиты от отдельного электромагнита (цепь не показана). Контакт привода  $SQM.2$  замкнут после подготовки привода к включению. Контакт  $SQM.4$  замкнут при незаведенных и разомкнут при заведенных пружинах. Команда на АПВ — через импульсный контакт реле времени  $KT$ , запускаемого при аварийном отключении. В случае успеха АПВ реле  $KT$  остается сработавшим, а его импульсный контакт разомкнутым, пока выключатель не будет включен (ключом  $SA$ ), чем обеспечивается однократность АПВ. Пружины автоматически заводятся после как успешного, так и неуспешного АПВ. (В некоторых схемах однократность АПВ достигается автоматическим заводом пружин после успешного АПВ.)

АПВ линий с двусторонним питанием, включенных более чем через один выключатель (схемы с двумя выключателями на цепь, полуторная, многоугольник). АПВ каждого конца линии производится сначала только одним выключателем, которому дается приоритет. Если его АПВ успешно, то АПВ второго выключателя производится по признаку наличия синхронизма напряжений по обеим сторонам этого выключателя. В схемах с выключателями, общими для линии и блока генератор — трансформатор (полуторная схема, многоугольник), АПВ общего выключателя должно автоматически запрещаться в случае отключения блока его защиты.

Устройство АПВ-503 [42.7] применяется на линиях 330—500 кВ и обеспечивает отключение и последующее включение одной или трех фаз в зависимости от вида КЗ (рис. 42.77, 42.78).

Схема ОАПВ содержит блоки: избиратели поврежденных фаз, цепи действия на отключение поврежденных фаз, реле времени и цепи включения при действии ОАПВ, цепи перевода действия защиты на отключение трех фаз, цепи защиты линии в неполнофазном режиме работы.

На рис. 42.77 изображена схема избирателя поврежденной фазы, на рис. 42.78 — схема оперативных цепей. ИО каждой фазы выполнен в виде двух реле сопротивления, характе-

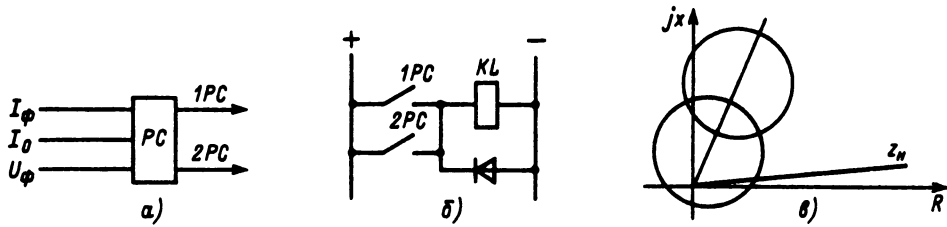
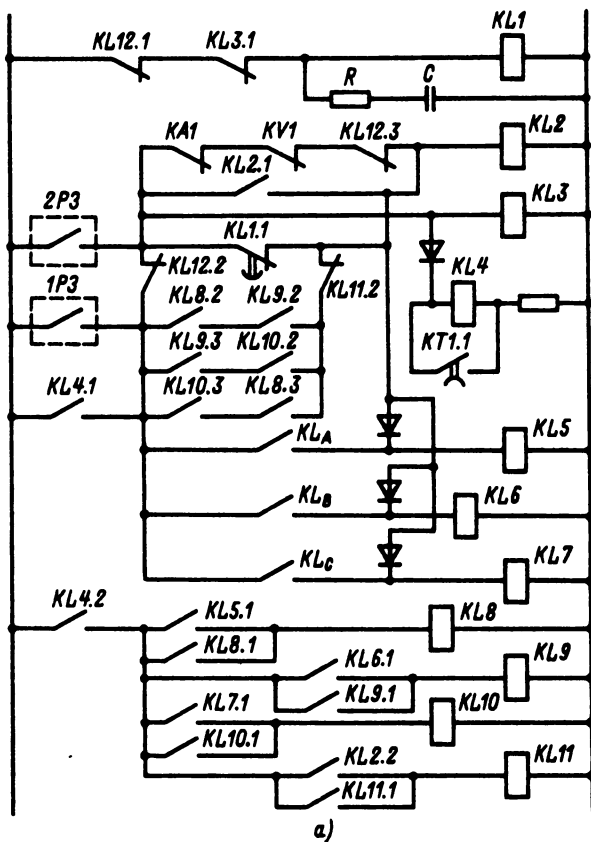
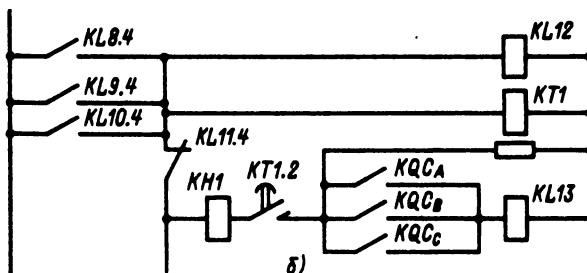


Рис. 42.77. Избиратель поврежденной фазы в устройстве ОАПВ типа АПВ-503:

а – цепи переменного тока; б – оперативные цепи; в – характеристика



а)



б)

Реле перевода на отключение трех фаз при отказе одного избирателя при КЗ (4 <sup>1</sup> )
Цепи отключения трех фаз
Реле-повторитель действия защиты
Пусковое реле ОАПВ
Отключающие реле
Фиксация действия избирательных органов
Фиксация действия на отключение трех фаз

Реле фиксации действия на отключение одной или трех фаз
Реле времени ОАПВ
Включающее реле ОАПВ KL13 → Разрядка конденсаторов УТАПВ

Рис. 42.78. Оперативные цепи ОАПВ в схеме устройства АПВ-503:

а – цепи отключения; б – цепи включения



ристики которых представляют две пересекающиеся окружности.

Все защиты для правильного взаимодействия с ОАПВ разделены на три группы: защиты  $1PЗ$ , которые могут сработать неправильно за счет несимметрии токов и напряжений; защиты  $2PЗ$ , которые не могут сработать за счет несимметрии токов и напряжений; резервные защиты, которые имеют выдержку времени больше цикла ОАПВ и на пуск ОАПВ не действуют.

Пуск ОАПВ происходит от защит  $1PЗ$  или  $2PЗ$  через промежуточное реле  $KL4$ . При однофазном КЗ срабатывает соответствующий избиратель, подается напряжение на реле, отключающее поврежденную фазу.

Однократность действия ОАПВ обеспечивается за счет соответствующего выбора выдержек времени, регулируемых на импульсном и упорном контактах реле времени  $KT1$ . Возврат схемы ОАПВ в исходное состояние происходит при закорачивании обмотки  $KL4$  упорным контактом  $KT1.1$ .

#### Принципы выполнения АПВ шин

Автоматическое повторное включение шин (АПВШ) низших напряжений подстанций [42.18] используется при отсутствии АВР (рис. 42.79). Отказ от АВР может вызываться целесообразностью параллельной работы трансформаторов на данном напряжении или чрезмерной перегрузкой трансформатора при включении на него нагрузки обеих секций шин. В случае внутреннего повреждения трансформатора АПВ должно запрещаться. Свидетельством такого повреждения служит срабатывание газовой защиты трансформатора, чувствительный сигнальный элемент которой (поплавок) выводит УАПВ из действия, например, разрядкой конденсатора комплекта РПВ-58 (см. рис. 42.74). Поскольку этот элемент не быстродействующий, время срабатывания УАПВШ должно быть соответственно увеличено. Дополнительный запрет АПВШ при действии дифференциальной защиты трансформатора нецелесообразен, поскольку последняя действует и в случае КЗ на выводах трансформатора, при которых запрещать АПВШ нет необходимости. На однострансформаторных подстанциях с односторонним питанием выключатель на стороне высшего напряжения, как правило, отсутствует, обязательное (при трансформаторах мощностью выше 1000 кВ·А) АПВШ производится выключателем со стороны низшего напряжения, и запрещать АПВШ при внутреннем повреждении трансформатора нет необходимости.

Для АПВ шин высших напряжений подстанций используются УАПВ выключателей линий, имеющих питание с противоположного конца [42.6, 42.18]. Защиты шин отключают только питающие присоединения. Первоочередная задача АПВШ в этих случаях — подхват нагрузки, питаемой от шин, для чего может быть достаточным АПВ одного из питающих присоединений или выключателя смежной секции шин. (На электростанциях это может быть и выключатель соответствующего блока генератор—трансформатор.) Устройству АПВ выбранного выключателя разрешается действовать при условии наличия напряжения со стороны линии и отсутствия напряжения на шинах (выключатели всех питающих присоединений отключились), для чего в схему УАПВ дополнительно вводится минимальное реле отсутствия напряжения шин. Если АПВШ успешно и на шинах восстановилось напряжение, остальные питающие присоединения начинают автоматически включаться соответственно алгоритму их функционирования (АПВОС, АПВУС, НАПВ). На присоединениях, немедленное АПВ которых по какому-либо причинам нецелесообразно, действие УАПВ запрещается подействовавшей защитой шин. Во избежание перегрузки аккумуляторной батареи токами включения выключателей следует исключить возможность одновременного включения нескольких выключателей (настройкой времен срабатывания соответствующих УАПВ). Поскольку ток КЗ в защите шин при их опробовании включением только одного питающего присоединения меньше, чем ток при КЗ включенных и других питающих присоединениях, чувствительность за-

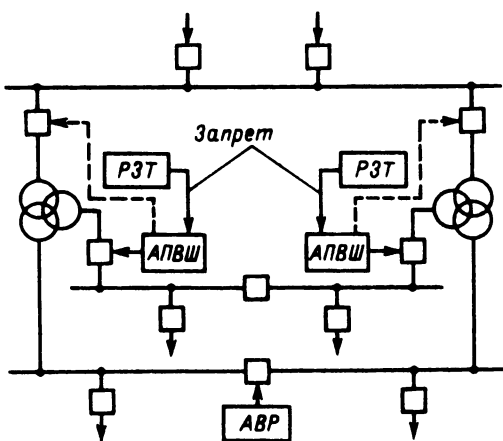


Рис. 42.79. Пример применения АПВШ в случае отсутствия АВР:

$PЗТ$  — защита трансформатора от внутренних повреждений;  
 $PЗС$  — защита на секционном выключателе

Для АПВ шин высших напряжений подстанций используются УАПВ выключателей линий, имеющих питание с противоположного конца [42.6, 42.18]. Защиты шин отключают только питающие присоединения. Первоочередная задача АПВШ в этих случаях — подхват нагрузки, питаемой от шин, для чего может быть достаточным АПВ одного из питающих присоединений или выключателя смежной секции шин. (На электростанциях это может быть и выключатель соответствующего блока генератор—трансформатор.) Устройству АПВ выбранного выключателя разрешается действовать при условии наличия напряжения со стороны линии и отсутствия напряжения на шинах (выключатели всех питающих присоединений отключились), для чего в схему УАПВ дополнительно вводится минимальное реле отсутствия напряжения шин. Если АПВШ успешно и на шинах восстановилось напряжение, остальные питающие присоединения начинают автоматически включаться соответственно алгоритму их функционирования (АПВОС, АПВУС, НАПВ). На присоединениях, немедленное АПВ которых по какому-либо причинам нецелесообразно, действие УАПВ запрещается подействовавшей защитой шин. Во избежание перегрузки аккумуляторной батареи токами включения выключателей следует исключить возможность одновременного включения нескольких выключателей (настройкой времен срабатывания соответствующих УАПВ). Поскольку ток КЗ в защите шин при их опробовании включением только одного питающего присоединения меньше, чем ток при КЗ включенных и других питающих присоединениях, чувствительность за-

щиты шин при неуспешном АПВ должна прерываться и обеспечиваться. Это может повлиять на выбор присоединения, включаемого первым, а также потребовать специальных мер по повышению чувствительности защиты в данном режиме. Важность АПВШ для надежности электроснабжения вызывает разработку все более совершенных схем, в частности с использованием двукратного АПВШ («Энергосетьпроект»).

#### 42.8. Развитие автоматизации энергосистем

Дальнейшее развитие автоматизации энергосистем как подсистемы АСДУ ЭЭС СССР обуславливается широким внедрением ЭВМ и управляющих вычислительных комплексов на их базе и связано с созданием централизованных иерархических систем управления и регулирования.

Система АРЧМ, решающая в настоящее время задачи управления нормальными режимами по частоте и активной мощности, начнет преобразовываться (по мере внедрения средств противоаварийного регулирования) во всережимную систему регулирования мощности на разных уровнях АСДУ ЭЭС СССР.

Совершенствование локальной автоматики будет осуществляться путем создания различных программируемых адаптивных устройств.

На низших ступенях (агрегатный и станционный уровни) на базе микро-ЭВМ создаются комплексные регуляторы возбуждения и мощности турбин и другие системы и устройства регулирования и управления технологическими процессами на электростанциях и подстанциях.

В дальнейшем целесообразно осуществить комплексную микропроцессорную систему управления агрегатами в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, включая АРВ, АРЧВ, АУМПТ, пуск, включение на параллельную работу, отключение и останов синхронных машин.

В такой системе, например, вместо аналоговых автоматических синхронизаторов в математическое обеспечение будет входить программа, реализующая алгоритм наиболее совершенного автосинхронизатора, для завершения нормального пуска агрегата и т. п.

#### Список литературы

42.1. Хачатуров А. А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия, 1969. 216 с.

42.2. Электротехнический справочник. Т. 3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электриче-

ской энергии/Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. 6-е изд. М.: Энергоиздат, 1982, с. 395—498.

42.3. Вештков В. А. Переходные электро механические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1978. 415 с.

42.4. Панфилов Н. И., Сиротинский Е. Л. Повышение качества точной синхронизации генераторов/Электричество. 1981. № 1. С. 17—21.

42.5. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. 640 с.

42.6. Автоматика электроэнергетических систем/О. П. Алексеев, В. Е. Казанский, В. Л. Козис и др. М.: Энергоиздат, 1981. 480 с.

42.7. Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981. 432 с.

42.8. ГОСТ 13109—67. Нормы качества электрической энергии у ее приемников. М.: Изд-во стандартов, 1972.

42.9. Управление мощными объединениями/Н. И. Воробай, В. В. Ершевич, Я. Н. Лугинский и др. М.: Энергоатомиздат, 1984. 256 с.

42.10. Совалов С. А. Режимы Единой энергосистемы. М.: Энергоатомиздат, 1983. 384 с.

42.11. Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах/Под ред. Г. Р. Герценберга. М.: Энергия, 1968. (Тр. ВЭИ им. В. И. Ленина, вып. 78, с. 7—27).

42.12. Регуляторы возбуждения сильного действия на интегральных микрохемах для мощных синхронных генераторов/Г. Р. Герценберг, В. Е. Каштелян, М. И. Покровский и др./Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах. (Тр. ВЭИ им. В. И. Ленина, 1980, вып. 89, с. 3—10).

42.13. Микропроцессорный унифицированный автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-СДМ/Б. И. Акерман, Е. А. Бушмарина, В. В. Долгов и др./Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах. (Сб. научных трудов ВЭИ им. В. И. Ленина, 1983, с. 3—12).

42.14. Иофьев Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974. 416 с.

42.15. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976. 560 с.

42.16. Алгоритмы и устройство противоаварийной автоматики с применением микро-ЭВМ/Л. А. Богуславский, Г. Н. Ботин, В. Д. Ковалев и др./Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах (Сб. научных трудов, ВЭИ им. В. И. Ленина, 1983, с. 21—29).

42.17. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: Энергия, 1980. 344 с.

42.18. Богорад А. М., Назаров Ю. Г. Автоматическое повторное включение в энергосистемах. М.: Энергия, 1969. 33 с.

42.19. Микросредства управляющей вычислительной техники серии В7/Н. Н. Шереметьевский, В. М. Долкарт, Г. Х. Новик и др./Средства автоматизации управления электротехническими системами и изделиями. Тр. ВНИИЭМ, т. 62, 1980. С. 5—22.

42.20. Основные положения и временные руководящие указания по определению устойчивости энергетических систем. Л.: Энергия, 1964. 19 с.

# АВТОМАТИЗАЦИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

## СОДЕРЖАНИЕ

43.1. Основные понятия теории информации применительно к автоматизированному диспетчерскому и технологическому управлению в энергосистемах . . . . . Сообщение, сигнал, информация (498). Мера количества информации (499). Коды и кодирование (500). Двоичные коды (501). Коды, исправляющие ошибки (504).	498	43.3. Средства сбора, передачи, обработки и отображения информации в АСДУ Измерительные преобразователи (514). Средства передачи информации (514). Средства обработки информации (522). Средства диалога и отображения информации (523).	514
43.2. Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления в энергетике . . . . . Назначение и функции (506). Основные задачи (507). Комплекс технических средств АСДУ (508). Комплекс технических средств ОИУК АСДУ (510).	506	43.4. Определение мест повреждения в воздушных и кабельных сетях напряжением выше 1000 В . . . . . Общие сведения (524). Локационные искатели (524). Фиксирующие приборы (526). Указатели повреждений (529). Определение мест повреждения кабельных линий (530).	524
		Список литературы . . . . .	531

### 43.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ТЕОРИИ ИНФОРМАЦИИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К АВТОМАТИЗИРОВАННОМУ ДИСПЕТЧЕРСКОМУ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ УПРАВЛЕНИЮ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Энергосистема – сложный объект, и управление ею может быть эффективным лишь при наличии автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). Под АСДУ понимается человеко-машинная система, обеспечивающая автоматизированный сбор и обработку оперативно-диспетчерской (ОДИ), расчетно-плановой (РПИ) и производственно-статистической (ПСИ) информации, необходимой диспетчеру для принятия решений по управлению энергосистемой. Для управления технологическими процессами энергетических объектов (электростанций, подстанций) вводятся автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) на основе микро- и мини-ЭВМ. Таким образом, в АСДУ и в АСУ ТП постоянно формируются, передаются, принимаются

и осмысливаются сообщения о состоянии объектов энергосистемы, параметрах ее режима, о принятых диспетчером решениях по управлению системой.

#### Сообщение, сигнал, информация

Под сообщением (объектом передачи) понимается некоторая совокупность сведений, подлежащая передаче. Средством передачи сообщения является сигнал, под которым понимается некоторый физический процесс, однозначно соответствующий данному сообщению.

Структурная схема передачи сообщения представлена на рис. 43.1. Сообщение  $O$ , сформированное отправителем, преобразуется в передатчике в сигнал  $C1$ , представляющий собой, как правило, электромагнитные колебания. Сигнал  $C1$  поступает в канал связи  $KC$ , под которым понимается совокупность технических средств, необходимых для передачи сигнала на большие расстояния. Сигнал  $C2$  с выхода  $KC$  подается в приемник, в котором происходит преобразование сигнала в сообщение  $P$ , поступающее к получателю. Вследствие помех, т. е. воздействий, мешающих передаче сигнала по  $KC$ , особенно на большие

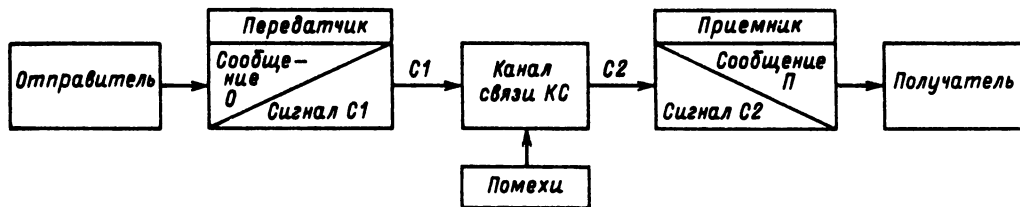


Рис. 43.1. Структурная схема передачи сообщения

расстояния, сигнал  $C2$  не полностью соответствует сигналу  $C1$ , и, следовательно, сообщение  $П$  может отличаться от сообщения  $0$ , что, естественно, нежелательно. Поэтому передача сообщений должна быть организована таким образом, чтобы получатель правильно понял отправителя, несмотря на наличие помех в  $КС$ , т. е. при передаче сообщений должны быть снижены потери или искажения передаваемой информации.

Информация является основным содержанием сообщения, т. е. представляет собой те сведения, содержащиеся в сообщении, которые неизвестны получателю до получения данного сообщения. Сообщение формируется, как правило, из нескольких элементов, каждый из которых может принимать качественно различные значения (качества). Пусть число элементов сообщения  $n$ , а число качеств, которое может принимать каждый элемент,  $m$ . Тогда общее число сообщений, которые могут быть сформированы из этих элементов, составляет

$$N = m^n. \tag{43.1}$$

### Мера количества информации

**Неопределенность и информация.** Получение информации представляет собой процесс раскрытия неопределенности случайного события. При этом ясно, что степень неопределенности оказывается тем больше, чем большее число исходов имеет это событие, т. е. чем больше  $m$ . Таким образом, степень неопределенности есть функция числа исходов, т. е.  $f(m)$ . Функция  $f(m)$ , характеризующая количественную меру неопределенности, должна, очевидно, удовлетворять следующим условиям:

при  $m = 1$   $f(m) = 0$ ;

при возрастании  $m$   $f(m)$  возрастает;

степень неопределенности  $n$  независимых случайных событий с числом исходов соответственно  $m_1, m_2, \dots, m_n$  равняется сумме степеней неопределенности этих событий, т. е.

$$f(m_1, m_2, \dots, m_n) = f(m_1) + f(m_2) + \dots + f(m_n). \tag{43.2}$$

**Мера Хартли.** Хартли в 1928 г. предложил использовать в качестве  $f(m)$  логарифм  $m$  по основанию 2. В этом случае начальная неопределенность события с  $m$  исходами может быть представлена как

$$h_{нач} = \log_2 m. \tag{43.3}$$

Получение информации есть уменьшение неопределенности. Количество полученной информации  $I$  равно разности между начальной неопределенностью  $h_{нач}$  и оставшейся после получения информации конечной неопределенностью, т. е.

$$I = h_{нач} - h_{кон}. \tag{43.4}$$

Если после получения информации неопределенность полностью раскрыта ( $h_{кон} = 0$ ), то

$$I = h_{нач} = \log_2 m. \tag{43.5}$$

За единицу количества информации (бит) принимается в соответствии (43.5) количество информации, содержащееся в событии с двумя (равновероятными) исходами ( $m = 2$ ).

В событиях, каждое из которых имеет  $m_i$  исходов,

$$I = \sum_{i=1}^n \log_2 m_i. \tag{43.6}$$

**Мера Шеннона.** Однако мера неопределенности Хартли не учитывает уменьшение неопределенности события в случае разных вероятностей исходов этого события. С целью учета вероятности исходов события для определения степени неопределенности используется энтропия, т. е. среднее значение неопределенности всех  $m$  исходов, имеющих вероятности  $P_1, \dots, P_i, \dots, P_m$ .

Неопределенность  $i$ -го исхода

$$h_i = \log_2 P_i. \tag{43.7}$$

Среднее значение неопределенности всех  $m$  исходов, т. е. энтропия,

$$H = - \sum_{i=1}^m P_i \log_2 P_i. \tag{43.8}$$

Количество информации, содержащееся в сообщении о событии, согласно Шеннону есть разность энтропии до и после получения сообщения, т. е.

$$I = H_{\text{нач}} - H_{\text{кон}}. \quad (43.9)$$

Если сообщение полностью раскрывает неопределенность события, то

$$I = H_{\text{нач}} = - \sum_{i=1}^m P_i \log_2 P_i. \quad (43.10)$$

Если сообщение отражает  $n$  событий и состоит из  $n$  элементов, каждый  $j$ -й из которых может иметь  $m$  качеств с вероятностями  $P_{1j}, \dots, P_{ij}, \dots, P_{mj}$ , то

$$I = - \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m P_{ij} \log_2 P_{ij}. \quad (43.11)$$

Статистическая мера информации не всегда является приемлемой при оценке количества ОДИ. Она дает представление лишь о среднестатистическом количестве информации, которое может быть получено от контролируемого объекта. Для оценки количества ОДИ требуется иная мера информации, позволяющая оценить количество информации, содержащееся в конкретном сообщении.

**Кибернетическая мера информации.** Кибернетическая мера информации характеризует увеличение уверенности принятия диспетчером правильного решения по управлению энергосистемой при наличии поступившей информации.

Под степенью уверенности принятия решения ( $g$ ) понимается отношение вероятности принятия правильного решения при наличии поступившей информации ( $P_{\text{н}}$ ) к вероятности принятия правильного решения при наличии априорной (среднестатистической) информации ( $P_{\text{а}}$ ) о состоянии контролируемого объекта:

$$g = P_{\text{н}}/P_{\text{а}}. \quad (43.12)$$

За единицу кибернетической меры информации принимается такое количество информации, наличие которого позволяет повысить степень уверенности принятия решения в 2 раза. Количество информации определяется при этом как

$$I_{\text{к}} = \log_2 g = \log_2 (P_{\text{н}}/P_{\text{а}}). \quad (43.13)$$

#### Коды и кодирование

**Основные характеристики кодов.** Основание кода. Коды характеризуются числом ( $m$ ) используемых различных элементов кода, т. е. числом символов или букв кодового

языка. При  $m = 2$  имеет место двужначный (бинарный) код, при  $m = 3$  — трехзначный код и т. д.

Разрядность кода ( $n$ ) есть число символов в кодовой комбинации (длина кодового слова). Если длина всех кодовых слов одинакова ( $n = \text{const}$ ), код называется равномерным.

Мощность кода есть число рабочих кодовых комбинаций  $N_{\text{р}}$ , используемых для передачи сообщений, из общего числа всех возможных кодовых комбинаций  $N = m^n$ .

Избыточность кода, коэффициент избыточности. Если  $N_{\text{р}} < N$ , то код обладает избыточностью, так как не все кодовые комбинации используются для передачи сообщений. С избыточностью связана способность кода к обнаружению ошибок, так как для этой цели используются ( $N - N_{\text{р}}$ ) неразрешенных кодовых комбинаций. Избыточность кода характеризуется коэффициентом избыточности

$$K_{\text{из}} = 1 - \frac{\log_m N_{\text{р}}}{\log_m N}. \quad (43.14)$$

Диапазон возможных значений коэффициента избыточности для разных кодов  $0 \leq K_{\text{из}} < 1$ . При  $K_{\text{из}} = 0$  имеет место безыбыточный непомехозащищенный код.

Кодовое расстояние  $d$  между двумя кодовыми комбинациями есть число одноименных разрядов в этих кодовых комбинациях с различными символами.

Кодовое расстояние между различными кодовыми комбинациями, как правило, различно. Минимальное кодовое расстояние  $d_{\text{мин}}$  между двумя рабочими кодовыми комбинациями (словами) характеризует помехозащищенность кода.

Распределение рабочих кодовых комбинаций по кодовым расстояниям характеризует потенциальную помехозащищенность кода. Коды, для которых  $N_{\text{р}}^{(d)}$  различно для разных кодовых векторов, называются несимметричными. Если  $N_{\text{р}}^{(d)}$  для всех рабочих кодовых векторов одинаково, то код называется симметричным.

Коэффициент ложных переходов определяет вероятность ложного перехода одной рабочей кодовой комбинации в другую под влиянием помех кратности  $d$  и определяется выражением

$$K_{\text{л}}^{(d)} = N_{\text{р}}^{(d)} / N^{(d)}, \quad (43.15)$$

где  $N^{(d)}$  — общее число векторов, отстоящих от данного вектора на кодовое расстояние  $d$ ;  $N_{\text{р}}^{(d)}$  — число рабочих кодовых векторов, отстоящих от данного вектора на расстояние  $d$ .

Для симметричных кодов  $N_p^{(d)}$  одинаково для всех рабочих кодовых векторов, и  $K_{л}^{(d)}$  определяется согласно (43.15). Для несимметричных кодов коэффициент ложных переходов при  $d$ -кратной ошибке определяется как среднее значение этого коэффициента для всех  $N_p$  рабочих кодовых векторов, т. е.

$$K_{л}^{(d)} = \frac{1}{N_p} \sum_i \frac{N_i^{(d)}}{N^{(d)}}. \quad (43.16)$$

Общее число кодовых векторов  $N^{(d)}$ , отстоящих друг от друга на кодовое расстояние  $d$ , для двузначных кодов может быть определено как число сочетаний по  $d$  из числа разрядов кода  $n$ , т. е.

$$N^{(d)} = C_n^{(d)} \frac{n!}{d!(n-d)!}. \quad (43.17)$$

При кратности ошибки меньше  $d_{min}$  переход одной рабочей кодовой комбинации в другую невозможен. Следовательно, при  $d_{min} = r + 1$  обнаруживаются все ошибки кратности  $r$ . При  $d_{min} = 2s + 1$  могут быть исправлены все ошибки кратности  $s$ , а при  $d_{min} = r + s + 1$  (при  $r \geq 1$ ) обнаруживаются ошибки кратности  $r$  и исправляются ошибки кратности  $s$ .

### Двоичные коды

Вся совокупность передаваемых сообщений может быть представлена в виде совокупности различных чисел. В этом случае имеет место числовой код.

Любое число в любой системе счисления может быть представлено в виде

$$M = \sum_{i=0}^{n-1} K_i m^i, \quad (43.18)$$

где  $m$  — основание системы счисления;  $n$  — количество разрядов;  $i$  — номер разряда;  $K_i = 0 \div (m - 1)$  — разрядные коэффициенты.

Максимальное количество возможных кодовых комбинаций в числовом коде  $N_{max} = m^n$ .

Из всех числовых кодов наибольшее распространение получили двоичные коды. Причиной тому являются очень простая арифметика двоичных чисел и возможность использования простых, дешевых и надежных в эксплуатации двухпозиционных элементов.

Максимальное число возможных кодовых комбинаций в двоичном коде  $N = 2^n$ . Разрядность двоичного кода  $n$  выбирается, исходя из требуемого числа передаваемых сообщений  $N$ , как

$$n = \log_2 N, \quad (43.19)$$

где  $n$  — ближайшее большее целое число.

Безызбыточный двоичный код. В безызбыточном двоичном коде все кодовые

комбинации — рабочие. Следовательно,  $d_{min} = 1$ , т. е. любая даже однократная ошибка приводит к ложному переходу одной рабочей кодовой комбинации в другую, и  $K_{л}^{(d)} = 1$  для любого  $d$  (от 1 до  $n$ ).

Таким образом, безызбыточный двоичный код является непомерозащищенным кодом. Единственная защита такого кода от ошибок — фиксация нарушения количества элементов в кодовой комбинации. Поэтому используется, как правило, равномерный двоичный безызбыточный код.

Код с защитой по четности. Для придания двоичному коду свойства помехозащищенности, т. е. свойства обнаружения ошибок, в кодовые комбинации необходимо вводить дополнительные (избыточные, защитные) разряды.

В двоичном коде с защитой по четности в кодовые комбинации вводится один защитный разряд, содержимое которого (0 или 1) дополняет число единиц в основных (информационных) разрядах до четности. При приеме сообщения бракуются (т. е. признаются ложными) все комбинации, содержащие нечетное число единиц.

В табл. 43.1 приведены все рабочие кодовые комбинации двоичного кода с защитой по четности при числе информационных разрядов  $n_n = a = 3$ . В той же таблице для сравнения приведены все кодовые комбинации двоичного безызбыточного кода с  $n = 3$ .

Мощность кода с защитой по четности

$$N_p = 2^a = 2^{n-1},$$

где  $n$  — общее число разрядов кода.

Коэффициент избыточности

$$K_{из} = 1 - \frac{\log_2 2^{n-1}}{\log_2 2^n} = 1 - \frac{n-1}{n} = \frac{1}{n}.$$

Таблица 43.1

$V_i$	Безызбыточный двоичный код	Двоичный код с защитой по четности
$V_0$	000	0000
$V_1$	001	0011
$V_2$	010	0101
$V_3$	011	0110
$V_4$	100	1001
$V_5$	101	1010
$V_6$	110	1100
$V_7$	111	1111

Минимальное кодовое расстояние между рабочими векторами кода составляет  $d_{\min} = 2$ . Код симметричный. Распределение рабочих кодовых векторов по кодовым расстояниям  $N_p^{(d)} = C_n^{d_p}$ , где  $d_p = 2, 4, 6, \dots, n'$ ;  $n'$  — четное число, ближайшее к  $n$ . Коэффициент ложных переходов  $K_{\Pi}^{(d)} = C_n^{d_p} / C_n^d$ . В табл. 43.2 представлены значения  $d$ ,  $N_p^{(d)}$ ,  $N^{(d)}$  и  $K_{\Pi}^{(d)}$  для четырехразрядного кода с защитой по четности, приведенного в табл. 43.1.

Из табл. 43.2 ясно, что код позволяет обнаружить все ошибки нечетной кратности, а при ошибках четной кратности принимается ложное сообщение.

**Код с простым повторением.** Число разрядов кода увеличивается в 2 раза по сравнению с безызбыточным кодом. Содержимое защитных разрядов повторяет содержимое информационных (рабочих) разрядов. Ошибки обнаруживаются путем сравнения содержимого информационных и защитных разрядов. Число разрядов кода  $n = n_n + n_3 = 2n_n$ , мощность кода  $N_p = 2^{n/2}$ . Коэффициент избыточности

$$K_{из} = 1 - \log_2 2^{n/2} / \log_2 2^n = 0,5.$$

**Код с повторением и инверсией.** Как и в коде с простым повторением, число защитных разрядов равно числу информационных разрядов, т. е.  $n_3 = n_n$ . Однако содержимое защитных разрядов совпадает с содержимым информационных разрядов лишь в случае четного числа единиц в последних. При нечетном числе единиц в информационных разрядах содержимое защитных разрядов представляет собой инверсию содержимого информационных разрядов (табл. 43.3).

Кодовые расстояния  $d$  для одного из кодовых векторов (например,  $V_0$ ) по отношению к другим рабочим кодовым векторам представлены в табл. 43.4. Для других векторов в симметричном коде  $d$  имеют то же значение. Значения  $d$ ,  $N_p^{(d)}$ ,  $N^{(d)}$  и  $K_{\Pi}^{(d)}$  представлены в табл. 43.5.

Из табл. 43.5 ясно, что код (при  $n = 6$ ) позволяет обнаружить все ошибки кратности 1, 2, 5, 6. При кратностях ошибки 3 и 4 вероятность получения ложных сообщений составляет 20%. Рассматриваемый код по сравнению с кодом с простым повторением является более помехоустойчивым, так как его минимальное кодовое расстояние больше. В рассмотренном примере  $d_{\min} = 3$ .

**Код на одно сочетание.** Числовой  $n$ -разрядный двоичный код позволяет иметь  $N = 2^n$  различных кодовых комбинаций. Число 2 может быть представлено как сумма сочетаний из  $n$  по 0, 1, 2, ...,  $i$ , ...,  $n$ , т. е.

$$2^n = C_n^0 + C_n^1 + C_n^2 + \dots + C_n^i + \dots + C_n^n.$$

Таблица 43.2

Параметр	$d$			
	1	2	3	4
$N_p^{(d)}$	—	6	—	1
$N^{(d)}$	4	6	4	1
$K_{\Pi}^{(d)}$	0	1	0	1

Таблица 43.3

$V_i$	Безызбыточный двоичный код	Код с повторением и инверсией
$V_0$	000	000000
$V_1$	001	001110
$V_2$	010	010101
$V_3$	011	011011
$V_4$	100	100011
$V_5$	101	101101
$V_6$	110	110110
$V_7$	111	111000

Таблица 43.4

$V_i$	$V_0$	$V_1$	$V_2$	$V_3$	$V_4$	$V_5$	$V_6$	$V_7$
$d$	0	3	3	4	3	4	4	3

Таблица 43.5

Параметр	$d$					
	1	2	3	4	5	6
$N_p^{(d)}$	0	0	4	3	0	0
$N^{(d)}$	6	15	20	15	6	1
$K_{\Pi}^{(d)}$	0	0	0,2	0,2	0	0

Таблица 43.6

$V_i$	Безызбыточный двоичный код	Корреляционный код
$V_0$	000	010101
$V_1$	001	010110
$V_2$	010	011001
$V_3$	011	011010
$V_4$	100	100101
$V_5$	101	100110
$V_6$	110	101001
$V_7$	111	101010

Таким образом, двоичный безызбыточный код есть код на все сочетания, так как его мощность  $N_p = N = \sum_{i=0}^n C_n^i$ . Мощность кода на одно сочетание  $N_p = C_n^i = \frac{n!}{i!(n-i)!}$ . Код образуется из двоичного безызбыточного кода путем отбора кодовых комбинаций, имеющих одинаковое число единиц. Так, для  $n = 3$  из восьми возможных кодовых комбинаций код на одно сочетание с  $N_p = C_3^2$  составят лишь три кодовых вектора: 011, 101 и 110.

Коэффициент избыточности в общем случае равен:

$$K_{из} = 1 - \frac{\log_2 C_n^i}{n} \quad (43.20)$$

Код с двойными коррелированными символами (корреляционный код). Рабочие комбинации кода получаются из кодовых комбинаций двоичного кода путем записи символа 0 в виде двух символов 01, а символа 1 двумя символами 10 (табл. 43.6).

Код имеет характеристики, совпадающие с характеристиками двоичного кода с простым повторением в случае симметричного канала связи, т. е. при равенстве вероятностей помех  $p(0 \rightarrow 1) = p(1 \rightarrow 0)$ . Преимуществом корреляционного кода является более частая смена символов в кодовых комбинациях, что важно для синхронизации работы передающего и приемного устройств телемеханики.

Сменно-качественный код с  $K$ -кратным повторением символов. В сменно-качественных кодах не допускается использование одинаковых символов в соседних разрядах кода. При этом каждый последующий элемент кодированного сигнала отличается от предыдущего, что может быть использовано в устройствах телемеханики для потактовой синхронизации приемного и передающего устройств. Мощность сменно-качественного кода с основанием  $m$

$$N_p = m(m-1)^{n-1} \quad (43.21)$$

Из (43.21) ясно, что основание кода должно быть не менее трех, так как при  $m = 2$   $N_p = 2$ . Коэффициент избыточности кода

$$K_{из} = 1 - \frac{\log_m N_p}{\log_m m^n} = 1 - \frac{\log_m N_p}{n} \quad (43.22)$$

т. е. код обладает избыточностью.

В телемеханике получил распространение двоичный сменно-качественный код (ДСК), в котором в соседних разрядах располагаются

символы противоположного качества, но в зависимости от содержимого разряда кодовой комбинации (0 или 1) для его формирования используется различное количество символов. ДСК образуется из безызбыточного двоичного кода следующим образом:

разряды кодовой комбинации разделяются на четные и нечетные;

для формирования нечетных разрядов используются одинаковые символы (например, символы 0), а для формирования четных разрядов – символы противоположного качества (например, символы 1);

нечетные разряды, содержимое которых «единица», записываются в виде  $K$ -кратно повторяемых символов 0, а четные разряды с содержимым «единица» – в виде  $K$ -кратно повторяемых символов 1;

разряды, содержимое которых «ноль», формируются в виде однократной записи символа 0 в нечетном и 1 в четном разрядах.

Пусть  $n = 5$ ,  $K = 3$ . Кодовая комбинация в безызбыточном двоичном коде имеет, например, вид 10110. В ДСК эта комбинация записывается как 00010001110. На рис. 43.2 представлены осциллограммы соответствующих кодированных сигналов. Таким образом, пятиразрядное двоичное число, содержащее 3 единицы, записывается в ДСК в виде одиннадцатиразрядного двоичного числа. При этом количестве 1 в исходном сообщении длина кодовой комбинации, естественно, будет иной, т. е. ДСК – неравномерный код.

Число различных длин кодовых комбинаций в ДСК

$$b = n + 1, \quad (43.23)$$

где  $n$  – число разрядов исходного безызбыточного двоичного кода.

Следовательно, вся совокупность рабочих кодовых комбинаций в ДСК может быть разбита на  $b$  непересекающихся подмножеств  $G_s$ , где  $s = 0, 1, 2, \dots, n$  – число информационных единиц в кодовой комбинации.

ДСК явно обладает избыточностью, а следовательно, и помехозащищенностью. Причем избыточность тем выше, чем больше масштаб кода, т. е. кратность повторения сигналов  $K$ . В ДСК, используемых в устройствах



Рис. 43.2. Осциллограммы кодированных сигналов: а – двоичный безызбыточный код; б – двоичный сменно-качественный код,  $K = 3$



телемеханики, масштаб кода составляет от 2 до 5.

Проверка на четность содержимого всех разрядов не увеличивает, а, наоборот, снижает помехозащищенность кода, так как  $d_{min}$  не увеличивается, а рабочие кодовые векторы попадают в большинстве своем в одно подмножество, что увеличивает вероятность ложного перехода.

Проверка на четность содержимого только четных (или только нечетных) разрядов улучшает помехозащищенность кода, так как  $d_{min}$  увеличивается, и рабочие кодовые векторы распределяются по подмножествам  $G_2$  более равномерно.

### Коды, исправляющие ошибки

Как уже упоминалось,  $s$ -кратная ошибка принципиально может быть исправлена, если  $d_{min} \geq 2s + 1$ . Существуют два метода построения кодов с исправлением ошибок: группировка кодов-спутников и проверка на четность в определенных разрядах делимого систематического кода (построение опознавателей ошибок).

Коды-спутники формируются путем суммирования по модулю 2 рабочих кодовых комбинаций с векторами возможных ошибок кратности  $\leq s$ . При этом любая кодовая комбинация кодов-спутников может рассматриваться как рабочая, а следовательно, ошибки кратности  $\leq s$  исправляются.

В делимых систематических кодах все символы разделяются на информационные  $n_1$  и проверочные защитные  $n_2$ , т. е.

$$n = n_1 + n_2. \quad (43.24)$$

Значения проверочных символов находят по определенной системе.

Сокращенно делимые систематические коды обозначаются  $(n, n_1)$ , т. е. в скобках указывается суммарное число символов в кодовой комбинации и число информационных символов.

Значения проверочных символов определяются как сумма по модулю 2 определенных информационных символов. Количество проверочных символов совпадает с количеством проверок на четность и должно быть таким, чтобы можно было найти номер искаженного символа (как информационного, так и проверочного). Значение номера искаженного символа позволяет восстановить исходную кодовую комбинацию. Таким образом, в результате проверки должен формироваться код-опознаватель, указывающий номер искаженного символа.

**Код Хемминга.** Это делимый систематический код, содержащий  $n$  разрядов, из которых  $n_1$  — информационные и  $n_2 = n - n_1$  — защитные. Пусть, например,  $n = 7$ ,  $n_1 = 4$ ,  $n_2 = 3$ . Любой из семи символов кода может быть искажен. В табл. 43.7 даны номера разрядов кодовой комбинации кода Хемминга и вектора кода-опознавателя, которые указывают номер разряда, символ в котором искажен.

Проверки на четность (их число  $n_2 = 3$ ) должны сформировать вектор кода-опознавателя, указывающего номер искаженного разряда. Из табл. 43.7 ясно, что 1 в первом разряде вектора кода-опознавателя должна иметь место, если искажены символы в разрядах 1, 3, 5 или 7, 1 во втором разряде вектора кода-опознавателя — при искажении разрядов 2, 3, 6 или 7, 1 в третьем разряде кода-опознавателя — при искажении разрядов 4, 5, 6 или 7 в кодовой комбинации кода Хемминга. Следовательно, условия проверки на четность имеют вид сумм по модулю 2 указанных разрядов кода Хемминга, т. е.

$$\left. \begin{aligned} u_1 \oplus u_3 \oplus u_5 \oplus u_7 &= 0; \\ u_2 \oplus u_3 \oplus u_6 \oplus u_7 &= 0; \\ u_4 \oplus u_5 \oplus u_6 \oplus u_7 &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (43.25)$$

где  $u_i$  — содержимое  $i$ -го разряда кода Хемминга.

Проверочные разряды должны входить в условия (43.25) по одному разу, т. е. проверочными являются разряды 1, 2 и 4. Их содержимое определяется из условий (43.26), т. е.

$$\left. \begin{aligned} u_1 &= u_3 \oplus u_5 \oplus u_7; \\ u_2 &= u_3 \oplus u_6 \oplus u_7; \\ u_4 &= u_5 \oplus u_6 \oplus u_7. \end{aligned} \right\} \quad (43.26)$$

Пусть, например, передаваемое сообщение — двоичное число 1011, тогда содержимое информационных разрядов соответствующей

Таблица 43.7

Номер разряда кода Хемминга	1	2	3	4	5	6	7
Вектор кода-опознавателя	001	010	011	100	101	110	111

кодовой комбинации кода Хемминга  $u_3 = 1, u_5 = 1, u_6 = 0, u_7 = 1$ , а содержимое проверочных разрядов согласно (43.26)  $u_1 = 1, u_2 = 0, u_4 = 0$ , т. е. кодовая комбинация имеет вид 1010101.

**Циклический код.** Защитоспособность циклического кода основана на том, что исходная комбинация безызбыточного двоичного кода на передающем конце умножается на определенное число, а на приемном конце принятая кодовая комбинация делится на то же число. Если деление произошло без остатка, сообщение считается достоверным. При наличии остатка сообщение бракуется.

Циклический код, как и код Хемминга, представляет собой разделимый систематический код, причем информационные символы занимают старшие, а проверочные символы — младшие разряды кодовой комбинации.

Запись кодовой комбинации циклического кода может быть представлена в виде полинома  $x$ , например

$$F(x) = a_{n-1}x^{n-1} + a_{n-2}x^{n-2} + \dots + a_i x^i + \dots + a_1 x + a_0, \quad (43.27)$$

где  $n$  — число разрядов кода;  $a_i$  (1 или 0) — разрядные коэффициенты. Например, кодовая комбинация 01001 может быть записана как  $F(x) = x^3 + 1$ .

Циклический код характеризуется образующим (порождающим) полиномом  $P(x)$  степени  $k = n_3 = n - n_n$ . Вид  $P(x)$  и его степень определяют корректирующую способность кода. Все рабочие комбинации циклического кода делятся на  $P(x)$  без остатка. При делении на  $P(x)$  запрещенной кодовой комбинации обязательно имеется остаток. По виду остатка возможна корректировка принятого сообщения.

Циклический код может быть образован путем умножения полинома  $Q(x)$  степени  $(n_n - 1)$ , соответствующего кодовой комбинации двоичного безызбыточного кода с числом разрядов  $n_n$ , на образующий полином  $P(x)$  степени  $k$ , т. е.

$$F(x) = Q(x)P(x). \quad (43.28)$$

Однако при таком способе получения кодовой комбинации циклического кода информационные и проверочные разряды оказываются неразделенными друг от друга, что затрудняет процесс декодирования (т. е. код оказывается неразделимым). Поэтому используется другой способ формирования кодовых комбинаций циклического кода. Полином  $Q(x)$  умножается на одночлен  $x^k$ , а затем делится на образующий полином  $P(x)$ :

$$Q(x)x^k/P(x) = C(x) + R(x)/P(x). \quad (43.29)$$

Поскольку  $C(x)$  имеет ту же степень, что и  $Q(x)$ , оно является кодовой комбинацией исходного безызбыточного кода.

Степень остатка  $R(x)$  не может быть больше степени  $P(x)$ . Наивысшая степень  $R(x)$  есть  $k - 1$ , следовательно,  $R(x)$  имеет число разрядов не более  $k$ .

Умножая обе части равенства (43.29) на  $P(x)$  и группируя члены произведения, получают следующее выражение для кодовой комбинации циклического кода, т. е.

$$F(x) = C(x)P(x) = Q(x)x^k + R(x). \quad (43.30)$$

При таком способе формирования циклического кода информационные символы занимают в кодовой комбинации  $n_n$  старших разрядов, а проверочные —  $k = n_3$  младших разрядов.

**Итеративный код.** Информационные символы в этом коде записываются в виде таблицы с  $l$  строками и  $m$  столбцами (табл. 43.8). Затем записываются символы, представляющие собой сумму по модулю 2 информационных символов соответственно строки или столбца. Проверка проверок находится как сумма по модулю 2 символов последней (проверочной) строки или столбца.

Приведенный в табл. 43.8 код является простейшим двоичным итеративным кодом ( $d_{min} = 4$ ). Передача кодовых комбинаций осуществляется построчно, включая проверочные символы каждой строки. Последней передается строка, состоящая из проверок по столбцам и проверки проверок. При приеме кодовых комбинаций осуществляются проверки строк и столбцов на четность.

Простейший итеративный код позволяет очень просто корректировать ошибку. Если не выполняется проверка на четность  $i$ -й строки

Таблица 43.8

Информационные символы	Проверка по строкам
$u_{11} \text{ --- } u_{1j} \text{ --- } u_{1m}$	$\sum_{j=1}^m u_{1j}$
-----	-----
$u_{i1} \text{ --- } u_{ij} \text{ --- } u_{im}$	$\sum_{j=1}^m u_{ij}$
-----	-----
$u_{l1} \text{ --- } u_{lj} \text{ --- } u_{lm}$	$\sum_{j=1}^m u_{lj}$
$\sum_{i=1}^l u_{i1} \text{ --- } \sum_{i=1}^l u_{ij} \text{ --- } \sum_{i=1}^l u_{im}$	$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^l u_{ij}$
Проверка по столбцам	Проверка проверок

и  $j$ -го столбца, то символ  $u_{ij}$  должен быть заменен на обратный.

Применение простейшего итеративного кода целесообразно при использовании для кодирования ЭВМ, так как используются лишь операции суммирования по модулю 2, и программа кодирования и декодирования оказывается очень простой.

В непростейших итеративных кодах проверка по строкам и столбцам осуществляется более сложными помехозащищенными кодами, например циклическими. В этом случае минимальное кодовое расстояние между кодовыми комбинациями итеративного кода есть  $d_{1min}d_{2min}$ , где  $d_{1min}$  — минимальное кодовое расстояние между комбинациями по строкам, а  $d_{2min}$  — то же по столбцам.

### 43.2. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

#### Назначение и функции

Управление технологическим процессом производства, передачи и распределения электроэнергии осуществляется локальными устройствами и централизованными системами автоматического управления (САУ), а также автоматизированными системами технологического (АСУ ТП) и диспетчерского (АСДУ) управления, воздействующими как на энергообъекты (с помощью оперативного персонала диспетчерских пунктов ДП и энергообъектов), так и на САУ (рис. 43.3).

Автоматизированные системы управления (АСДУ и АСУ ТП) успешно используются на всех уровнях управления энергосистемами (ЭЭС) (рис. 43.4).

Системы автоматического управления нормальными режимами (САУНР) и аварийными режимами (САУАР) включают (рис. 43.5) централизованные системы автоматического регулирования частоты и активной мощности (ЦСАРЧМ), регулирования напряжения (ЦСАРН), предотвращения нарушения устойчивости (ЦСАПНУ), местные устройства автоматического управления (А).

Автоматизированная система диспетчерского управления включает (рис. 43.6) функциональную часть (набор функций, реализуемых АСДУ), комплекс технических средств (КТС), программное и информационное обеспечение.

АСДУ обеспечивают реализацию трех групп функций:

планирования режимов — долгосрочного (на месяц, квартал, год, несколько лет) и крат-

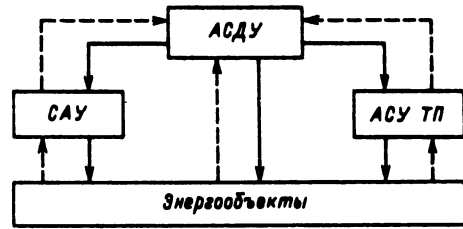


Рис. 43.3. Взаимодействие АСДУ энергосистемы, АСУ ТП и САУ энергообъектов

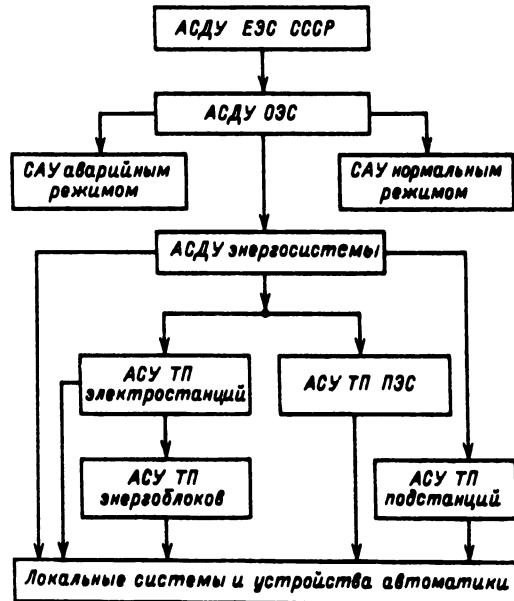


Рис. 43.4. Уровни иерархии в АСДУ и АСУ ТП

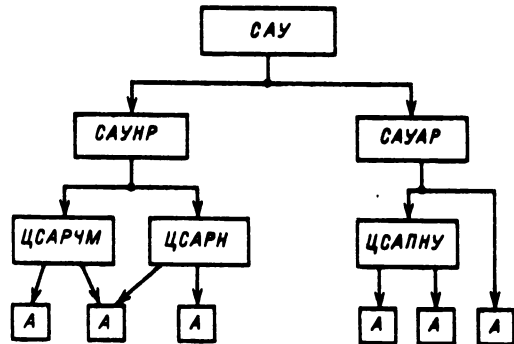


Рис. 43.5. Структура автоматического управления нормальными и аварийными режимами

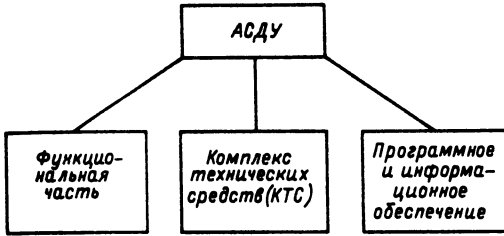


Рис. 43.6. Состав АСДУ

косрочного (на сутки, несколько суток, неделю);

оперативного и автоматического управления;

обучения и тренировки диспетчерского персонала.

**Основные задачи**

**Задачи планирования режимов.** 1) Сбор информации, формирование балансов мощности, электроэнергии, энергетических ресурсов – сбор и первичная обработка информации о схеме и режимах работы, формирование архивов данных, их корректировка и пополнение; прогноз нагрузки; прогноз потребления электрической и тепловой энергии; прогноз поступления и наличия энергоресурсов; прогноз располагаемых мощностей; формирование баланса мощности; формирование баланса электрической и тепловой энергии; формирование баланса энергоресурсов; формирование

графиков ремонтов основного энергетического оборудования.

2) Определение допустимой области управления, комплекса средств управления и параметров их настройки – расчет установившегося режима; эквивалентирование при расчетах установившегося режима; эквивалентирование при расчетах электромеханических переходных процессов; проверка статической устойчивости; проверка динамической устойчивости; расчеты токов КЗ; расчеты уставок релейной защиты и автоматики; дозировка управляющих воздействий.

3) Оптимизация режима работы – энергетическое эквивалентирование; оптимизация режима по активной мощности; оптимизация графика капитальных ремонтов основного энергетического оборудования; оптимизация режимов ГЭС и каскадов ГЭС; оптимизация режима электрической сети по напряжению и реактивной мощности.

Для планирования режимов в памяти ЭВМ оперативного информационного управляющего комплекса (ОИУК) создается архив, формируемый на основании данных телеизмерений (ТИ), а также дополнительной информации, получаемой из суточной диспетчерской ведомости и регулярных режимных замеров. Взаимодействие задач показано на рис. 43.7.

**Задачи оперативного и автоматического управления.** 1) Сбор, первичная обработка и оценка текущей информации, оценка состояния, формирование архивов; контроль наличия энергоресурсов; контроль, оценка и анализ баланса активной мощности; прогноз нагрузки;

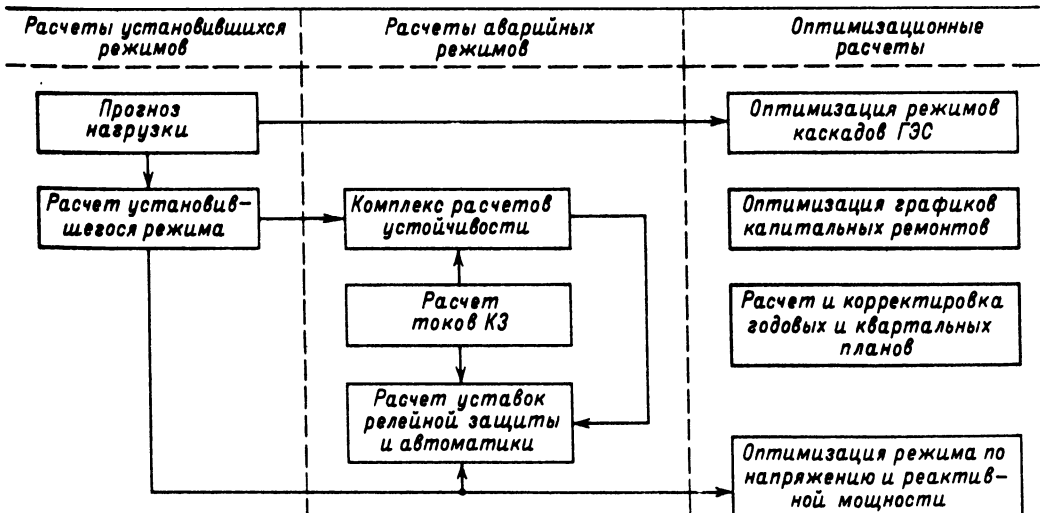


Рис. 43.7. Взаимодействие задач планирования режимов

контроль и анализ баланса реактивной мощности; контроль, оценка и анализ выработки и потребления электроэнергии; ретроспективный анализ изменения параметров режима; контроль за нагрузкой наиболее энергоемких потребителей.

2) Контроль параметров режима, схемы сети, состояния оборудования; оперативный расчет установившегося режима; контроль и оценка допустимости режима по устойчивости; контроль состояния систем противоаварийной автоматики, средств телемеханики и каналов связи; автоматический анализ возможных аварийных ситуаций; автоматическая дозировка управляющих воздействий в системе противоаварийной автоматики; координирующая система противоаварийной автоматики.

3) Контроль, оценка и анализ режимов работы ГЭС и каскадов ГЭС; контроль, оценка и анализ потерь мощности в электрической сети; оптимизация режимов каскадов ГЭС; оптимизация режима ЭЭС по активной мощности; оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности; автоматическое регулирование напряжения; АРЧМ.

#### Комплекс технических средств АСДУ

*Основные понятия.* Технические средства АСДУ в общем случае разделены на два комплекса:

вычислительный комплекс (ВК), обеспечивающий решение задач долгосрочного планирования режимов и других задач неоперативного характера, реализуемый на базе одной-двух универсальных ЭВМ;

оперативный информационно-управляющий комплекс (ОИУК), предназначенный для решения задач краткосрочного планирования, оперативного и автоматического управления режимами энергосистемы и ОЭС.

В соответствии со структурой диспетчерского управления ЭЭС СССР ОИУК создаются в той или иной модификации на всех уровнях оперативного диспетчерского управления (ДП ЦДУ ЭЭС СССР, ОЭС, ЭЭС, ПЭС и РЭС, электростанции, подстанции) и объединяются между собой каналами связи в единую иерархическую сеть (рис. 43.8).

Кроме упорядоченных иерархических радиальных связей часто организуются поперечные связи между ОИУК соседних ОЭС и ЭЭС, а также прямые радиальные связи между ОИУК высших уровней управления (ЦДУ, ОДУ, ЭЭС) и отдельными энергообъектами, находящимися в оперативном управлении и ведении соответствующих ДП или оснащенных системами автоматического уп-

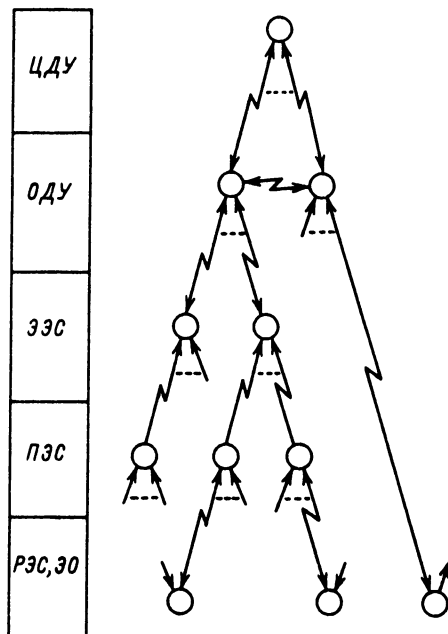


Рис. 43.8. Единая иерархическая сеть ОИУК

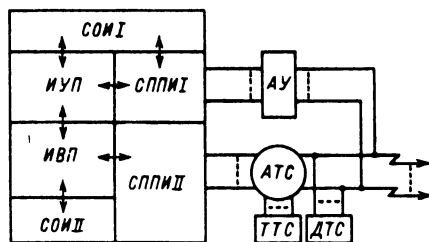


Рис. 43.9. Структура технических средств ОИУК

равления (АРЧМ, СРН, ПА). Таким образом, ОИУК ряда энергообъектов имеют связь с ОИУК нескольких уровней управления.

В общем случае структура технических средств ОИУК содержит следующие компоненты (рис. 43.9):

информационно-управляющая подсистема (ИУП), обеспечивающая автоматический прием оперативной алфавитно-цифровой и телеинформации, ее обработку и хранение, управление средствами отображения информации, решение сравнительно несложных задач оперативного управления, формирование управляющих воздействий для автоматического управления и др.;

информационно-вычислительная подсистема (ИВП), предназначенная для решения более

сложных задач оперативного управления, задач краткосрочного планирования режимов, оперативного учета и анализа использования энергоресурсов, состояния энергооборудования, технико-экономических показателей и др.;

средства приема и передачи информации (СППИ I для ИУП и СППИ II для ИВП), основной функцией которых является обмен информацией с соответствующими подсистемами «своего» ОИУК, а также ОИУК смежного и других уровней управления;

средства отображения информации СОИ (СОИ I, связанные с ИУП и СППИ I; СОИ II, связанные с ИВП), предназначенные для отображения информации и диалога диспетчера с ЭВМ.

Между ИУП и ИВП обеспечен двусторонний автоматический обмен данными, необходимыми для выполнения заданных функций каждой из подсистем. Выход СППИ I на каналы связи осуществляется через аппаратуру уплотнения (АУ), организующую некоммутируемую низкоскоростную подсеть в надтоновой части частотного спектра телефонных каналов. Тональную часть спектра телефонных каналов, коммутируемых с помощью АТС, используют СППИ II. При этом каналы используются комбинированно как для передачи данных в СППИ II, так и для диспетчерской телефонной связи (ДТС) с правом первого приоритета, а также для технологической телефонной связи (ТТС).

*Типовые модификации ОИУК.* Состав технических средств, образующих каждый из перечисленных компонентов ОИУК, неодина-

ков для различных диспетчерских пунктов (ДП) и зависит, главным образом, от объема принимаемой и обрабатываемой информации, объема и сложности решаемых задач, уровня автоматизации основного оборудования управляемого региона, эффективности внедрения новых технических средств и др. В связи с этим в настоящее время существует семь типовых модификаций ОИУК, предназначенных для установки на ДП разных уровней управления (табл. 43.9). Классификация ЭЭС, ПЭС и РЭС в этой таблице условна.

Общими признаками для первых трех (1–3) модификаций ОИУК (устанавливаемых в ЦДУ, ОДУ, крупных и средних ЭЭС, наиболее крупных ПЭС) являются наличие в составе комплекса трех классов ЭВМ [универсальных (У) – для ИВП, мини (МН) – для ИУП, микро (МК) – для СППИ I], фактическое (или ожидаемое в ближайшие годы) исключение из СППИ I УТМ, организация СППИ II на базе мультиплексоров передачи данных (МПД), обеспечивающих автоматический межуровневый обмен информацией между ИВП смежных уровней управления.

Наиболее распространенной (базовой) является модификация 2. Особенностью модификации 1 является использование двух дополнительных мини-ЭВМ, реализующих функции цифровых систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ) и противоаварийной автоматики (ПА), и двух микро-ЭВМ в качестве СППИ для этих систем автоматизированного управления (СППИ IA). В модификации 3 (для ЭЭС средней мощности или крупного ПЭС) в качестве ИВП используется одна универсальная ЭВМ вследствие меньшего объема и размерности задач и большего допустимого времени для их решения. Для передачи информации в ИВП высшего уровня управления при отказе единственной универсальной ЭВМ ИВП (а следовательно, и МПД) в качестве резервного средства абонентский пункт (АП).

Для небольших ЭЭС и средних ПЭС используется ОИУК модификаций 4 и 5, в которой отсутствуют универсальные ЭВМ. При этом мини-ЭВМ наряду с осуществлением функции ИУП обеспечивают решение основных задач ИВП (с низким приоритетом, в фоновом режиме). Такая возможность объясняется сравнительно малой размерностью расчетных схем сети, малыми объемами задач учета и анализа при меньших объемах телеинформации, обрабатываемой для задач оперативного контроля режимов. Следует также учесть, что на ДП такого класса трудно обеспечить нормируемую загрузку универсальной

Таблица 43.9

Модификация ОИУК	ИВП	ИУП	СППИ I	СППИ II	Уровень управления
1	2 × У	(2–4) × МН	(2–4) × МК	МПД	ЦДУ, ОДУ
2	2 × У	2 × МН	2 × МК	МПД	ОДУ, ЭЭС1
3	1 × У	2 × МН	2 × МК, УТМ	МПД, АП	ЭЭС2, ПЭС1
4		2 × МН	2 × МК, УТМ	АП	ЭЭС3, ПЭС2
5		1 × МН	2 × МК, УТМ	АП	ПЭС3
6	–	2 × МК, УТМ	УТМ	АП	ПЭС4, РЭС1
7	–	1 × МК, УТМ	УТМ	АП	ПЭС5, РЭС2

Примечание. У – универсальная ЭВМ; МН – мини-ЭВМ; МК – микро-ЭВМ; УТМ – устройство телемеханики; МПД – мультиплексор передачи данных; АП – абонентский пункт.

ЭВМ и создать экономически обоснованное подразделение для ее эксплуатации.

В модификации 4 возможны два режима организации вычислительного процесса:

две взаиморезервируемые мини-ЭВМ решают задачи как ИУП, так и ИВП;

для задачи ИВП выделяется одна из мини-ЭВМ, которая в случае выхода из строя мини-ЭВМ ИУП принимает на себя ее функции (с ручной или автоматической перезагрузкой программ), после чего все задачи ИВП должны решаться с помощью АП.

Применение в модификации 5 одной мини-ЭВМ вместо двух снижает надежность решения задачи ИВП и частично ИУП. Однако важнейшие задачи ИУП (оперативный контроль, телеуправление) резервируются с помощью микро-ЭВМ СППИ I, роль которых в таких системах повышается. Одновременно возрастает роль СППИ II, реализуемого из-за отсутствия универсальных ЭВМ на базе АП, с помощью которого не только передается учетная информация ОИУК высшего уровня управления, но и представляется возможность решения задач ИВП в режиме телеобработки.

Простейшими модификациями ОИУК, построенными на базе только микро-ЭВМ, являются модификации 6 и 7. Задачи ИВП решаются на ОИУК высшего уровня управления в режиме телеобработки с помощью АП, передача учетной информации может обеспечиваться как с помощью АП, так и с помощью микро-ЭВМ (в режиме «телетайп»). В модификации 7 обязательно наличие в СППИ I устройств телемеханики, резервирующих единственную микро-ЭВМ при реализации функций оперативного контроля и телеуправления.

Основным направлением развития СППИ I является постепенная замена УТМ микропроцессорными системами.

### Комплекс технических средств ОИУК АСДУ

**Структурная схема ОИУК.** В общем случае ОИУК является многомашинной системой, работающей в реальном времени в режиме ON LINE. Структурная схема комплекса технических средств КТС ОИУК (модификация 2), в который входят две универсальные и две мини-ЭВМ, приведена на рис. 43.10. Выбор такой структуры определяется высокими требованиями к надежности КТС. Кроме того, такая структура обеспечивает известную автономность подсистем: каждая подсистема имеет отдельные средства приема и передачи информации (СППИ I и СППИ II), а также средства отображения и диалога (СОИ I и СОИ II). Это позволяет не загружать ЭВМ

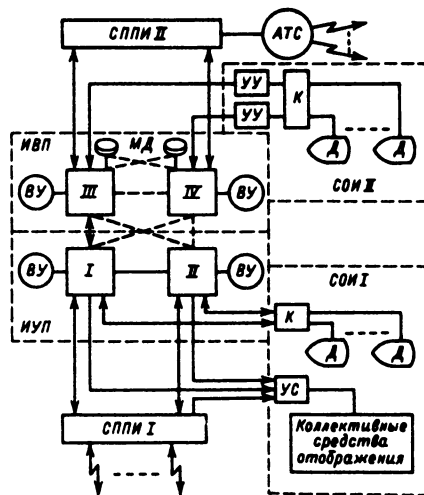


Рис. 43.10. Структурная схема КТС ОИУК модификация 2

той и другой подсистемы «чужой» информацией и минимизировать обмен данными между подсистемами. Как видно из рис. 43.10, все ЭВМ связаны по схеме «каждая с каждой», а средства отображения, приема и передачи информации в пределах своей подсистемы подключены к обеим ЭВМ.

**Информационно-управляющая подсистема.** Информационно-управляющая подсистема состоит из двух мини-ЭВМ (I и II), СППИ I, индивидуальных средств отображения, таких, как дисплей Д, и коллективных средств отображения: мнемосхемы диспетчерского щита, цифровых и аналоговых приборов и др.

Мини-ЭВМ оснащены оперативной памятью объемом в зависимости от типа ЭВМ от 32 до 1000 Кбайт, внешней памятью на постоянных и сменных магнитных дисках и другими внешними устройствами (ВУ).

Как уже указывалось выше, СППИ I, предназначенные для автоматического ввода в ЭВМ телеинформации (а в некоторых случаях и алфавитно-цифровой информации) и вывода из ЭВМ управляющих воздействий или других сигналов, подключаются к обеим ЭВМ ИУП. В зависимости от типа мини-ЭВМ и аппаратуры СППИ существуют четыре варианта подключения СППИ к ЭВМ (рис. 43.11).

В вариантах а–в в качестве аппаратуры СППИ используются устройства телемеханики, т. е. приемники Пр УТМ и передатчики Пд УТМ. В варианте а кодоимпульсные УТМ подключаются непосредственно к цифровым модулям ввода-вывода УСО мини-ЭВМ, в варианте б подключение приемников УТМ

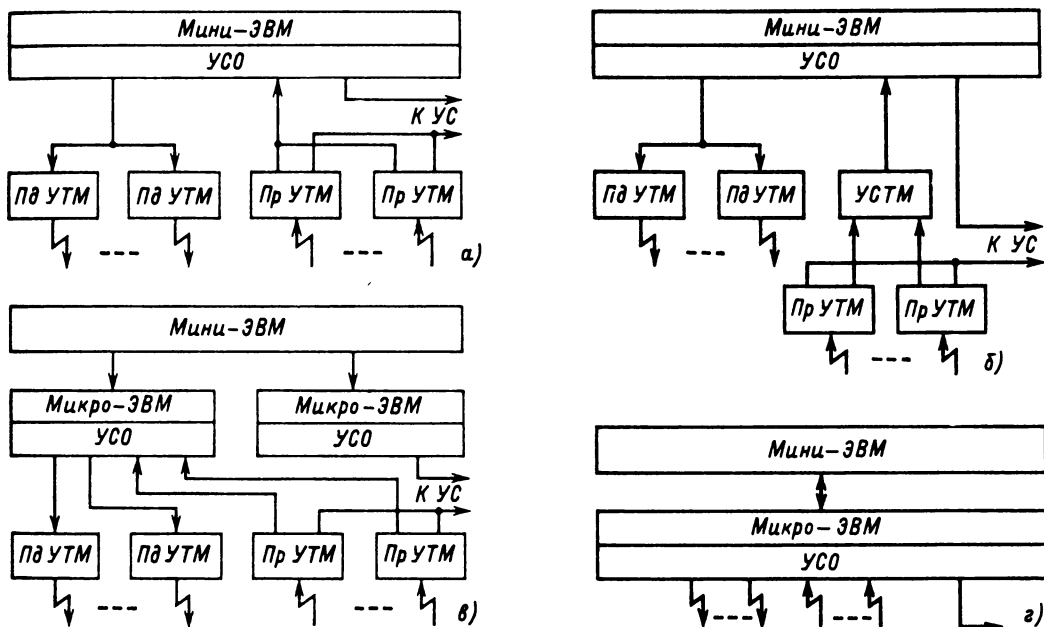


Рис. 43.11. Варианты подключения СППИ к ЭВМ:

а – подключение кодоимпульсных УТМ к цифровым модулям ввода-вывода УСО мини-ЭВМ; б – подключение кодоимпульсных УТМ к УСО мини-ЭВМ через групповое устройство сопряжения; в – использование предвключенных микро-ЭВМ; г – использование микро-ЭВМ вместо группы приемопередатчиков телемеханики

к УСО мини-ЭВМ осуществляется через специальное групповое устройство сопряжения (УСТМ).

Одновременно с вводом телеинформации в мини-ЭВМ часть ее выводится из Пр УТМ непосредственно на некоторые средства отображения, например символы мнемосхемы диспетчерского щита, аналоговые приборы, некоторые типы цифровых приборов. В общем случае эти средства подключаются через специальное устройство сопряжения УС. Обычно средства отображения через это УС могут управляться как от УТМ, так и от мини-ЭВМ через соответствующие модули дискретного вывода УСО.

Вариант в отличается от предыдущих тем, что для разгрузки мини-ЭВМ от операций обмена информацией с УТМ и некоторых процедур первичной обработки телеинформации устройства телемеханики подключаются к УСО специальной микро-ЭВМ (предвключенная ЭВМ), которая, в свою очередь, связана с мини-ЭВМ через соответствующий адаптер. Часто специальная микро-ЭВМ применяется и для управления некоторыми средствами отображения. Вариант в характерен тем, что мини-ЭВМ практически не имеет собственного УСО, а функции связи с объектом выполняют

УСО предвключенной микро-ЭВМ. Этот вариант позволяет высвободить ресурсы мини-ЭВМ для решения других, более сложных задач оперативного управления.

Дальнейшим развитием варианта в является вариант г. В нем микро-ЭВМ выполняет как функции предвключенной ЭВМ, так и функции группы приемопередатчиков телемеханики, программным путем моделируя их работу. При этом к модулям микро-ЭВМ, т. е. канальным адаптерам, подключаются непосредственно каналы телемеханики или каналы аналоговых микро-ЭВМ.

Дисплеи подключаются к УСО мини-ЭВМ двумя способами: параллельным или последовательным интерфейсом, для этого в дисплеях должны быть установлены соответствующие интерфейсные модули.

Связь между мини-ЭВМ обеспечивается для ЭВМ типов ЕС-1011 и ЕС-1010Б через цифровые модули ввода и вывода или специальный адаптер, для ЭВМ серии АСВТ – через дуплексный регистр.

Связь между мини-ЭВМ и универсальными ЭВМ единой серии осуществляется через СКА (сопряжение канал-адаптер) или УС ЭВМ для ЭВМ серий АСВТ и СМ, через нестандартные устройства СКК (сопряжение ка-



нал — канал) для ЭВМ «Видеотон 1010Б», через ССА для ЭВМ ЕС-1010 и ЕС-1011.

Такая организация работы комплекса обеспечивает высокую надежность системы за счет 10%-ного резервирования всех функций и повышение производительности системы в нормальном режиме за счет распределения средств отображения между двумя ЭВМ. Для работы в таком режиме в обе ЭВМ должна быть загружена одинаковая система реального времени (СРВ), которая обеспечивает автоматический прием, обработку и отображение оперативной информации и решение других задач оперативного и автоматического управления. Несмотря на простоту и надежность программных решений, такая организация не обеспечивает эффективного использования вычислительных ресурсов ЭВМ. Более совершенная организация работы ИУП предусмотрена в наиболее новой системе, выполненной на базе мини-ЭВМ ЕС-1011 (рис. 43.12).

В этой системе в нормальном режиме, когда исправны обе ЭВМ, одна из них (рабочая ЭВМ I) обеспечивает выполнение функций приема, обработки и отображения информации, а вторая (ЭВМ II) — решение сложных вычислительных задач, таких, как моделирование режима энергосистемы, оценку состояния и др. Необходимые исходные данные ЭВМ II получает из ЭВМ I через общее поле оперативной памяти (ОПЗ); через это же поле в ЭВМ пересылаются результаты расчетов.

У обеих ЭВМ имеются индивидуальные шины (ИШ) (каналы), к которым подключены индивидуальные накопители на магнитных дисках (НМД) (МД1 и МД2) и пульт ЭВМ (ПЭ). Кроме того, имеются две общие шины ОПШ1

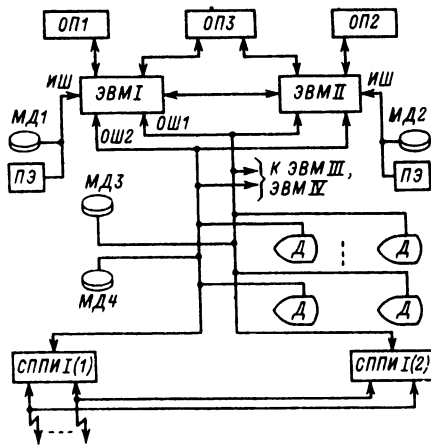


Рис. 43.12. Комплекс технических средств ИУП на базе мини-ЭВМ ЕС-1011

и ОПШ2, которые подключаются к обеим ЭВМ, но нормально управляются от рабочей ЭВМ I.

На эти шины подключены общие ВУ, к которым относятся дисплеи и другие средства отображения, устройства ввода-вывода телеинформации СППИ I, общие НМД (МД3, МД4), адаптеры для связи с универсальными ЭВМ и др. Для надежного хранения информации предусмотрено глубокое дублирование данных и программ на магнитных дисках. Поступающие в ЭВМ данные вводятся в ОПЗ, копируются на постоянные диски МД3 и МД4, а затем пересылаются на сменный диск МД1. При этом повреждение любого НМД не приводит к потере информации. Выход из строя одной из общих шин также не приводит к потере информации на НМД или прекращению отображения информации на дисплеи наиболее ответственных пользователей, так как у каждого из них установлены два дисплея, подключенных к разным ОПШ. Таким образом дублируется и обмен информацией с СППИ I.

При отказе рабочей ЭВМ I обеспечивается переключение ОПШ1 и ОПШ2 на ЭВМ II и загрузка из МД2 в ОП2 комплекса программ, необходимых для выполнения ЭВМ II функций рабочей машины. При этом благодаря наличию ОПЗ практически нет потерь оперативной информации. Для того чтобы сохранить большие архивы, накопленные на МД1, соответствующий пакет дисков переносится вручную на МД2.

**Информационно-вычислительная подсистема.** На первом этапе ИВП строится на базе двух универсальных ЭВМ средней производительности с объемом ОЗУ 512–2048 Кбайт, оснащенных внешней памятью на НМД емкостью 7, 25, 29 или 100 Мбайт и НМЛ, набором стандартных устройств ввода-вывода, дисплейными станциями и СППИ II. Кроме того, как уже указывалось выше, универсальные ЭВМ оснащаются адаптерами для обмена информацией между собой и с мини-ЭВМ. Организация работы ИВП должна обеспечивать выполнение следующих основных требований: использование мультипрограммного диалогового режима для решения задач краткосрочного планирования и оперативного управления, включая запуск задач, ввод и корректировку исходных данных с клавиатуры дисплеев, вывод результатов расчетов, различных сводок и справок на экраны дисплеев; максимальная автоматизация ввода исходных данных в ЭВМ, а также вывода и передачи необходимой информации с помощью СППИ II на другие уровни управления; обеспечение высокой надежности решения задач и хранения информации при оптимальном использовании вычислительных ресурсов ЭВМ; решение

сложных вычислительных задач оперативного управления в реальном времени на основе данных, поступающих из ЭВМ ИУП.

Надежность ИВП достигается за счет использования двух ЭВМ с общим полем внешней памяти на магнитных дисках. Общее поле обеспечивается наличием двух входов в устройстве управления магнитными дисками, к каждому из которых может быть подключен селекторный канал соответствующей машины. При этом каждая ЭВМ может обращаться к любому магнитному диску общего поля.

В нормальном режиме задачи ИВП распределены между обеими ЭВМ. При этом на одной машине (ведущей) решаются задачи, требующие получения информации от мини-ЭВМ и СППИ II. Вторая (резервная) ЭВМ решает остальные задачи ИВП. Каждая ЭВМ работает со своей внешней памятью.

При повреждении ведущей ЭВМ оператор переводит на резервную машину межмашинный обмен СППИ II, в случае необходимости перекоммутирует дисплеи и запускает на ней задачи, решавшиеся ранее на ведущей ЭВМ, в соответствии с заранее принятой приоритетностью. При этом оставшаяся в работе ЭВМ начинает работать не только со своими, но и с чужими НМД, т. е. используется общее поле внешней памяти.

При повреждении резервной машины оператор при необходимости может некоторые задачи перевести на исправную ведущую ЭВМ.

*Комплекс технических средств ОИУК АСДУ других модификаций.* Рассмотренные выше основные принципы организации работы КТС модификации 2 положены в основу работы и других модификаций. В модификации 1 (рис. 43.13) между обеими парами мини-ЭВМ осуществляется обмен необходимыми данными через соответствующие СППИ (СППИ I и СППИ IA). Для обеспечения высокой надежности функций ПА и АРЧМ машины ЭВМ IA и ЭВМ IIA работают в режиме полного дублирования. К этим ЭВМ подключается небольшое количество

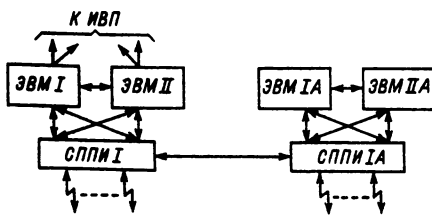


Рис. 43.13. Схема обмена информацией между мини-ЭВМ ОИУК модификации 1

дисплеев (2–4), используемых для сервисных функций, а также для контроля и управления АРЧМ и ПА, осуществляемых диспетчером. Для информационно-управляющих функций возможно использование и дисплеев, подключенных к ЭВМ I и ЭВМ II.

В модификации 5 (рис. 43.14) мини-ЭВМ в нормальном режиме работы решает часть задач ИВП и полностью обеспечивает функции ИУП. Микро-ЭВМ, работающие в режиме полного дублирования, осуществляют:

прием, передачу, ретрансляцию на высший уровень ТИ-ТС, обмен информацией с мини-ЭВМ;

обработку ТИ-ТС, в том числе масштабирование всех или части ТИ, сжатие ТИ, достоверизацию, контроль ТИ на пределы и др.; отображение телинформации на мнемосхеме, аналоговых (в некоторых случаях и цифровых) приборах диспетчерского щита;

организацию с помощью одного-двух дисплеев простого диалога (вывод по запросу таблиц текущей телинформации в полном или минимально необходимом объеме, обмен информацией с ОИУК высшего уровня управления);

печать в минимальном объеме (сообщения о нарушении параметрами заданных пределов, переключениях в сети).

Поскольку возможности мини-ЭВМ существенно шире, чем возможности микро-ЭВМ (благодаря наличию достаточно мощной внешней памяти, большого числа не только алфавитно-цифровых, но и псевдографических дисплеев и т. д.), диспетчерский и технологический персонал в нормальном режиме работы использует дисплеи мини-ЭВМ и с их помощью решает весь комплекс задач оперативного управления. При отказе мини-ЭВМ функции ИУП сокращаются, ограничиваясь оперативным контролем текущего режима (с помощью сервисного дисплея ДС и диспетчерского щита) и оперативной регистрации событий (с помощью сервисного алфавитно-цифрового печатающего устройства АЦПУС), а также

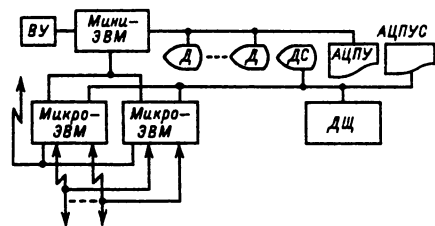


Рис. 43.14. Структурная схема КТС ОИУК модификации 5

ретрансляцией ТИ-ТС и межуровневым обменом информацией. Отказ одной из микро-ЭВМ не приводит к потере перечисленных функций.

Модификация 6, называемая обычно ТИУС (телеинформационная управляющая система), обеспечивает как минимум функции, предусмотренные модификацией 5 при отказе мини-ЭВМ. Однако, поскольку в рассматриваемом комплексе мини-ЭВМ отсутствует даже в нормальном режиме, функции микро-ЭВМ стремятся по возможности расширить. Это становится возможным благодаря использованию внешней памяти на гибких магнитных дисках (для создания ретроспективных архивов ТИ, ТС, данных суточной ведомости, хранения статических частей схем энергообъектов, запоминания накапливающихся значений параметров и т. д.), а также за счет распределения в нормальном режиме функций между двумя микро-ЭВМ.

Последняя модификация 7 является по существу переходным этапом к модификации 6. Резервирование единственной микро-ЭВМ осуществляется традиционными средствами диспетчерского управления (устройствами телемеханики УТМ и средствами отображения, управляемыми этими устройствами, — аналоговыми приборами, мнемосхемой ДЩ).

Общим свойством, присущим всем рассмотренным комплексам, является принцип постепенной деградации системы, при котором сохраняется ее живучесть при отказе отдельных элементов комплекса с потерей части функций. При этом чем более ответственны функции, тем глубже резервирование аппаратуры, обеспечивающей их выполнение.

### 43.3. Средства сбора, передачи, обработки и отображения информации в АСДУ

В АСДУ энергосистемы на разных уровнях иерархии передается, обрабатывается и отображается диспетчеру большое количество разнообразной информации. Эта информация подразделяется на известительную и распорядительную. К известительной информации относится телесигнализация (ТС), т. е. информация о положении двухпозиционных коммутирующих аппаратов (выключателей) контролируемых энергообъектов, телеизмерения (ТИ), воспроизводящие значения параметров режима энергообъектов, а также производственно-статистическая информация (ПСИ), отображающая работу электрических станций, подстанций и энергосистем за определенный период времени. К распорядительной информации относятся команды телеуправления (ТУ), телерегулирования (ТР), а также

расчетно-плановая информация (РПИ), т. е. плановые задания контролируемым энергообъектам на предстоящий период работы.

#### Измерительные преобразователи

Измерительный преобразователь (ИП) является необходимой составной частью любой телеизмерительной системы. В ИП производится преобразование телеизмеряемого параметра в унифицированный, обычно токовый, сигнал, изменяющийся в пределах от 0 до 5 мА или от  $-5$  до  $+5$  мА. Преобразователи ИП с выходным сигналом  $0-5$  мА предназначены для преобразования измеряемых величин, не меняющих знака (направления), например значения тока, напряжения, мощности генератора и т. д. Такие ИП называются неревверсивными. При измерении параметров, изменяющих не только свое значение, но и направление, например переток активной или реактивной мощности, используются реверсивные ИП с выходным сигналом  $-5$  мА  $\div$   $0 \div$   $+5$  мА. Основные сведения об ИП серии Е представлены в табл. 43.10.

#### Средства передачи информации

СППИ вместе с каналами связи и телемеханики образуют две иерархические подсети: низкоскоростную (50—300 бит/с), образованную неконтролируемыми каналами и СППИ I, и среднескоростную (600—1200 бит/с), образованную коммутируемыми телефонными каналами и СППИ II.

Первая подсеть предназначена для передачи телеинформации (ТИ, ТС, ТУ, ТР) и сигналов АРЧМ и ПА, а также для передачи небольших по объему, но весьма срочных оперативных данных. Требования к надежности передачи этой информации очень высоки, время запаздывания не должно превышать нескольких секунд.

В табл. 43.11 приведены характеристики информации, используемой для оперативного и автоматического управления в АСДУ энергосистем.

В табл. 43.12 указаны основные объекты, с которых предусматривается передача ТС положения выключателей, а в табл. 43.13 — ТИ параметров режима на ДП ЕЭС СССР, ОЭС, ЭЭС.

На нижних уровнях управления в качестве СППИ I используется аппаратура телемеханики, на верхних уровнях — микропроцессорные системы, рассмотренные в предыдущих разделах. Процесс вытеснения УТМ происходит постепенно «сверху — вниз». Микропроцессорные СППИ I характеризуются высокой надеж-

Таблица 43.10

Измеряемый параметр	Тип ИП	Класс точности	Диапазон измерения входных величин	Диапазон измерения выходного сигнала, мА	Сопротивление нагрузки на выходе, кОм
Переменный ток	Е 842	1,0	0-0,5 А; 0-1,0 А; 0-2,5 А; 0-5,0 А	0-5	0-2,5
Напряжение переменного тока	Е 824	0,5	0-1,0 А; 0-5,0 А	0-5	0-2,5
	Е 825	0,5	0-125 В	0-5	0-2,5
		1,0	75-125 В	0-5	0-2,5
Постоянный ток	Е 826	1,0	0-75 мВ	0-5	0-3,0
Напряжение постоянного тока	Е 827	1,0	100; 125; 200; 500; 1000; 2000 В	0-5	0-3,0
		1,5	49-51 Гц	0-5	0-2,5
Частота переменного тока		1,0	47-52 Гц		
		0,5	45-55 Гц		
	Е 829	1,0	0-0,5 А; 0-1,0 А	0-5;	0-3,0
Активная мощность (трехфазная)		0,5	0-2,5 А; 0-5,0 А; 80-120 В; 20-120 В	-5 ÷ 0 ÷ +5; 0-2,5-5	
	Е 748	0,5	0-0,5 А; 0-1,0 А; 0-2,5 А; 0-5,0 А; 80-120 В	0-5; -5 ÷ 0 ÷ +5	0-2,5
	Е 848	0,5	0-0,5 А; 0-1,0 А; 0-2,5 А; 0-5,0 А; 85-115 В	0-5; -5 ÷ 0 ÷ +5	0-2,5
Реактивная мощность (трехфазная)	Е 830	1,0	0-0,5 А; 0-1,0 А	0-5;	0-3,0
		0,5	0-2,5 А; 0-5,0 А; 80-120 В; 20-120 В	-5 ÷ 0 ÷ +5	
Активная и реактивная мощность (трехфазная)	Е 849	1,0	0-0,5 А; 0-1,0 А; 0-2,5 А; 0-5,0 А; 80-120 В; 20-120 В	0-5; -5 ÷ 0 ÷ +5; 0-2,5-5,0	0-3,0
		0,5; 1,0	0-5 мА; -5 ÷ 0 ÷ +5 мА	0-5; -5 ÷ 0 ÷ +5	0-2,5

Таблица 43.11

Вид информации	Время передачи информации, с	Погрешность, %, не более	Готовность, не менее
Оперативно-диспетчерский контроль и управление текущим режимом (телеинформация) в АСДУ	3-10	2-3	0,98
Централизованная система (ЦСАРЧМ):			
управляющие команды телеизмерение (ТИ)	0,5-1	1	0,99
перетоков активной мощности по контролируемым линиям, внеплановой мощности на выходе задатчика	0,5-1	1-1,5	0,997
ТИ частоты	0,5-1	10 <sup>-3</sup>	0,997
ТИ заданных уставок АРЧМ для регулирующих объектов	5	1	0,98
ТИ значений регулируемого диапазона	5	2,5	0,98
Централизованная система автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЦС АПНУ):			
управляющие команды ТИ и ТС о состоянии энергообъектов и режиме работы	0,03-0,05 1-3	1 2-3	0,99 0,998

Таблица 43.12

Диспетчерский пункт	Объекты, с которых предусматривается ТС		
	основной сети, кВ	межсистемных ЛЭП, кВ	генераторов
ЕЭС СССР	500	220-500	Основных электростанций
ОЭС	330	220	То же
ЭЭС	110	110	25 МВт

ностью за счет использования двух взаиморезервируемых микро-ЭВМ, хранения программ в ППЗУ, организации программно-аппаратного автоматического перезапуска системы при сбоях. Микропроцессорные СППИ I обеспечивают прием, передачу и ретрансляцию ТИ, ТС, межуровневый обмен псевдоизмерениями и алфавитно-цифровой информацией между мини-ЭВМ ИУП смежных уровней управления, управление минимально необходимым объемом средств отображения информации для оперативного контроля режимов. Типичная структура микропроцессорного СППИ I приведена на рис. 43.15.

Таблица 43.13

Диспетчерский пункт	Объекты, с которых предусматривается передача ТИ на ДП сведений							$U$ на шинах, кВ
	Частоты $f$ , Гц	Суммарных значений		$P$ и $Q$ энергоблоков ТЭС и АЭС	Перетоков $P$ и $Q$ по ЛЭП напряжением, кВ		Перетоков $P$ и $Q$ по АТ связи	
		$P$	$Q$		основной сети	межсистемным		
ЭС СССР	ОЭС	ОЭС, основных электростанций (ЭС)	—	—	$> 500$	330—500	—	$> 500$
ОЭС	Отдельных энергообъектов 330—500 кВ	ЭС	Основных ЭС	Наиболее крупных	$> 500$	220—330; 110*	Основных электростанций и узловых подстанций	$> 330—500$
Энергосистемы	На основных энергообъектах, где имеется возможность разделения		Основных ЭС		$> 330$ ; 110—220*	$> 110—220$	Основных электростанций, узловых и транзитных ПС	$> 330$ ; 110—220*

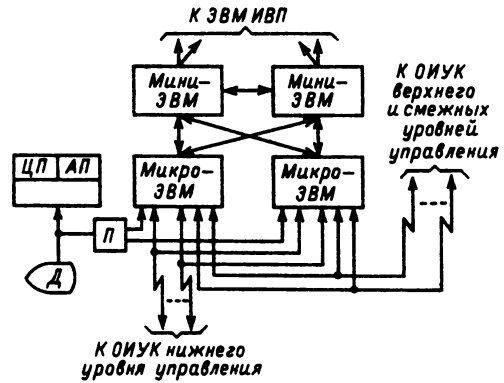
\* Только для основных ЛЭП и подстанций.

Тип устройства телемеханики	Количество комплектов диспетчерского (ДП) и контролируемого (КП) пунктов	Максимальная информационная емкость комплекта КП	Режим передачи информации
ВРТФ-3	1 КП, до 2 ДП	80 ТС, 40 ТУ, 16 ВТИ, 16 ТР-ВТИ, 2 ЭС	Циклический
КУСТ А	1 ДП, до 6 КП	8 ТС, 10 ТУ	»
КУСТ Б	1 ДП, до 10 КП	24ТС, 10 ТУ, 4 ВТИ, 4 ТИ с 4 КП, 10 ТУ	ТИ — циклический, ТС — спорадический
ТМ120-1	1 ДП, до 30 КП	246 ТС, 160 ТУ, 224 ТИ, 512 десятичных разрядов, ПСИ	То же
ТМ120-2	1 ДП, до 32 КП	16 ТС, 8 ТУ, 8 ТП	» »
ТМ-800В	1 ДП, 1 КП	20 ТС, 20 ТУ, 15 ВТИ	Циклический
ТМ-320	1 ДП, до 96 КП (32 направления по 3 КП)	56 ТС на 1 КП, 48 ТУ и до 96 ВТИ на 1 направление	Спорадический
УТС-8	1 ДП, до 4 КП	8 ТС	Циклический
МКТ-1	1 ДП, до 2 КП	До 10 ТИ или до 70 ТС (1 ТИ = 7 ТС)	»
МКТ-2	1КП, до 2 ДП	10 ТИ или 80 ТС, 20 ТИ или 160 ТС, 30 ТИ или 240 ТС, до 30 ТУ	»
УТК-1	1 ДП, 1 КП	4 ТС, 1 ТИ	»
ТМ-800А	1 ДП, 1 КП	64 ТИ, 256 ТС	»
ТМ-310	1 ДП, до 99 КП	120 ТС на 1 КП, 225 ТИ на 1 КП, 120 ТУ (ТР) на 1 КП	ТИ — циклический, ТС — спорадический
ТМ-511	1 ДП, 1 КП	736 ТС, 80 ТИ	То же
ТМ-512	1 КП, до 3 ДП	480 ТС, 60 ТИ	» »

Рис. 43.15. Структура микропроцессорного СППИ I

Наиболее распространенными УТМ, используемыми в качестве СППИ I, являются устройства типов ТМ-512, ТМ-511, МКТ-2, МКТ-1, ТМ-800, УТК (для основных системообразующих электрических сетей), КУСТ А и Б, ТМ-120 (для распределительных электрических сетей). Микропроцессорные СППИ I реализуются на базе микро-ЭВМ типов РРТ-70, РРТ-80, АИСТ, «Электроника-60», СМ-1800.

Среднескоростная подсеть используется для передачи достаточно больших объемов алфавитно-цифровой плановой и отчетной информации с циклом от одного до нескольких раз в сутки. Требования к надежности и времени запаздывания передачи этой информации существенно ниже, чем к передаче данных по низкоскоростной подсети. В качестве оборудо-



вания СППИ II используются мультиплексоры передачи данных (МПД) и абонентские пункты (АП). Типичная схема подключения МПД и АП показана на рис. 43.16. При

Таблица 43.14

Скорость передачи, бит/с	Элементная база	Канал связи	Код
40	Ферритовые и полупроводниковые элементы, реле	Дуплексный	На одно сочетание
40	Интегральные микросхемы, полупроводниковые элементы, реле	»	На одно сочетание с коррелированными символами
40	Интегральные микросхемы	»	То же
50, 75, 100, 200, 300, 600	Интегральные микросхемы	Полудуплексный	Циклический с проверкой по паритету каждого байта
600	То же	»	То же
50, 75, 100, 200	Интегральные микросхемы, полупроводниковые элементы, реле	Дуплексный	» »
300	Интегральные микросхемы	Полудуплексный	С повторением с защитой каждого байта по паритету
25, 50, 100	Интегральные микросхемы, полупроводниковые элементы, реле	Симплексный	С проверкой по паритету
40, 60, 80	Полупроводниковые элементы, реле	»	Код Хэмминга (12,7)
40, 80, 160	То же	Симплексный с автоматическим резервированием	Код Хэмминга (14,8)
50, 100, 200, 300	Интегральные микросхемы	То же	Двоичный сменно-качественный с защитой по четности нечетных разрядов
25, 50, 75, 100, 200	То же	Симплексный	Циклический
300, 600	» »	Полудуплексный	С защитой по паритету каждого байта
25, 50, 100, 200, 300, 600	» »	Дуплексный с автоматическим резервированием	Циклический с защитой по паритету каждого байта
25, 37,5, 50, 100, 200, 300, 600	» »	То же	С повторением и инверсией

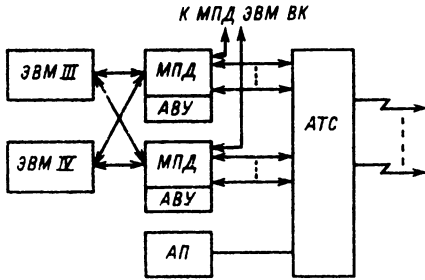


Рис. 43.16. Схема подключения МПД и АП

использовании коммутируемых телефонных каналов МПД и АП в сочетании с автовызывным устройством (АВУ) подключаются к АТС. На низших уровнях управления в качестве АП часто используются телетайпы в сочетании с автоматической телеграфной станцией. Для подключения МПД обычно используется несколько номеров АТС, что позволяет осуществлять одновременный обмен данными с несколькими абонентами.

Наибольшее распространение в ОДУ и энергосистемах ЕЭС СССР получили мультиплексоры типа МПД-10 (ВНР) и процессоры телеобработки данных типа ПТД (ПНР), абонентские пункты типов ТАП-34, АП-64, АП-2, АПД типа «Аккорд-1200ПП», телетайпы.

*Устройства и системы телемеханики.* Управление объектом, удаленным от диспетчерского пункта (ДП) на значительное расстояние, и контроль за его состоянием осуществляются посредством сигналов, передаваемых по каналам связи. Комплекс технических средств, предназначенных для контроля и управления одного или нескольких контролируемых пунктов (энергообъектов), называется системой (устройством) телемеханики (УТМ).

Существуют различные способы передачи телеинформации. ТС может передаваться циклически и спорадически. Циклический способ передачи ТС предусматривает передачу информации о положении всех контролируемых объектов через фиксированные интервалы времени, при этом часть информации оказывается избыточной, так как переключения объектов ТС происходят редко. Спорадический режим передачи ТС отличается эпизодическим (по мере возникновения новой информации) характером передачи сообщения.

Различают также следующие режимы передачи ТИ: непрерывный, вызывной, циклический и спорадический (адаптивный).

В табл. 43.14 представлена краткая информация о типах УТМ, используемых на разных уровнях управления в энергосистемах.

*Телеобработка данных (ТД).* ТД представляет собой обработку данных (алфавитно-цифровой информации), поступающих от удаленных абонентов, и управление передачей данных по каналам связи между абонентами и ЭВМ. Применение ТД позволяет не только обеспечить автоматический (или автоматизированный) сбор алфавитно-цифровой информации в ЭВМ от удаленных абонентов, но и предоставить этим абонентам вычислительные ресурсы ЭВМ, т. е. передать исходные данные, обработать их по соответствующим программам и получить результаты расчетов. При этом абонент может находиться от ЭВМ на большом расстоянии (до нескольких тысяч километров). Для передачи и приема информации абонент должен иметь устройства ввода-вывода того или иного типа.

Важным средством телеобработки данных являются входящие в номенклатуру внешних устройств универсальных ЭВМ мультиплексоры передачи данных (МПД). Они представлены специальными процессорами-контроллерами, подключаемыми к мультиплексным каналам ЭВМ, набором адаптеров (по числу абонентских каналов связи), определяющих дисциплину и скорость обмена данными с абонентами, модемами (устройствами модуляции-демодуляции), к которым присоединяются линии связи и автовызывное устройство (автонабор). МПД обеспечивает обмен командами и данными между ЭВМ и абонентами, а также защиту от ошибок, возникающих при передаче информации по каналам связи. Основные данные наиболее распространенных МПД представлены в табл. 43.15.

К средствам телеобработки данных относятся также абонентские пункты (АП), обеспечивающие взаимодействие удаленного абонента с ЭВМ (или с другим АП) по каналам связи, аппаратура передачи данных (АПД), осуществляющая согласование и преобразование параметров электрических сигналов оконечного оборудования с параметрами каналов связи, устройства сопряжения (УС) ЭВМ с АПД, обеспечивающие их взаимодействие и управление обменом данных между ЭВМ и АП. Абонентский пункт представляет собой комплекс аппаратуры ввода-вывода, управления, обработки, а также аппаратуры передачи данных и предназначен для обмена информацией через каналы связи между удаленным абонентом и ЭВМ или между двумя удаленными абонентами. В общем случае АП состоит из устройств ввода-вывода (УВВ), устройства управления (УУ) и аппаратуры передачи данных (АПД).

В табл. 43.16 приведены характеристики наиболее распространенных типов АП.

Таблица 43.15

Тип мультимплексора	Подключаемые линии связи			Скорость передачи по одной линии, бит/с
	Количество	Режим	Вид	
МПД-1А (ЕС-8400)	7 15	Дуплексный Полудуплексный	ТЛГ (К и НК) ТЛФ (К и НК) ФИЗ	До 75 До 2400 До 2400
МПД-1 (ЕС-8401)	4 64	Дуплексный Полудуплексный	ТЛГ (К и НК) ТЛФ (К и НК) ФИЗ	До 75 До 2400 До 2400
МПД-2 (ЕС-8402)	4–88 8–176	Дуплексный Полудуплексный	ТЛГ (НК) ТЛФ (К и НК) ФИЗ	50, 100, 200, 600, 1200, 2400, 4800
МПД-3 (ЕС-8403)	2 4	Дуплексный Полудуплексный	ТЛГ (К и НК) ТЛФ (К и НК) ФИЗ	50, 100, 600, 1200, 2400, 4800
МПД-10 (ЕС-8410)	32	Дуплексный и полу- дуплексный	ТЛГ (К и НК) ТЛФ (К и НК) ФИЗ	50–200 200–9600 50–9600

Примечание. ТЛГ, ТЛФ, ФИЗ – телеграфные, телефонные и физические линии связи; К и НК – коммутируемые и некоммутируемые каналы.

Таблица 43.16

Тип АП	Скорость передачи по каналу, бит/с	Тип канала	Режим работы		Метод передачи	Состав УВВ	Наличие программируемых функций	Метод взаимодействия с ЭВМ
			ON LINE	OFF LINE				
Телетайп	50–200	ТЛФ, ТЛГ	+	+	А	КЛ, печать, УВВ ПЛ	–	Д, П
«Аккорд-1200ПП»	600–1200	ТЛФ	–	+	С	УВВ ПЛ	–	П
АП-70	100–200	ТЛФ, ТЛГН	+	+	А	ЭПМ	–	Д
АП-1	50–1200	ТЛФ, ТЛГН	+	+	С		–	Д, П
АП-2	200	ТЛФ, ТЛГН	+	+	С	ЭПМ, УВВ ПЛ	–	П
АП-3	600–1200	ТЛФ	+	+	С			
АП-4	600–1200	ТЛФ	+	–	С	ЭПМ, УВВ ПЛ, НМЛ, АЦПУ	–	Д, Г, П
АП-64	200–4800	ТЛФ	+	–	А	Дисплей, АЦПУ	+	Д, Г
ВТС-56100	600–1200	ТЛФ	+	+	А	Дисплей, УВВ ПЛ, АЦПУ	+	Д, П
ТАП-34	300–1200	ТЛФ	+	+	А, С	Дисплей, УВВ ПЛ, НГМД, АЦПУ	+	Д, П

Примечание. ТЛФ – телефонный, ТЛГ – телеграфный, ТЛГН – телеграфный некоммутируемый канал; А, С – асинхронный, синхронный; КЛ – клавиатура; Д – диалоговый; П – пакетный; Г – групповой.

АП типов ВТС-56100 и ТАП-34 имеют в своем составе микропроцессор, оперативное (ОЗУ) и перепрограммируемое (ППЗУ) запоминающие устройства и относятся к семейству программируемых АП.

**Каналы связи.** Канал связи есть совокупность средств, позволяющих осуществить передачу различных видов информации на значительные расстояния. Для реализации каналов связи необходима линия связи, т. е. физическая среда, в которой распространяются сигналы, и каналобразующая аппаратура.

В качестве линий связи используются специальные воздушные и кабельные линии (в том числе оптические), линии электропередачи и т. п. По линии связи организуется, как правило, не один, а множество каналов связи. Разделение каналов связи, использующих одну линию связи, осуществляется с помощью аппаратуры уплотнения по времени (временное разделение) или по частоте (частотное уплотнение).

При частотном уплотнении рабочая полоса частот линии связи делится на ряд ча-



стотных полос, каждая из которых используется для организации одного канала связи. В соответствии с нормами Единой автоматизированной системы связи СССР и рекомендациям Международного консультативного комитета по телефонии и телеграфии (МККТТ) в качестве стандарта рабочего диапазона телефонного канала принята полоса частот 300–3400 Гц. Однако с целью экономии рабочей полосы частот линии связи для телефонных каналов диспетчерской и технологической связи в энергосистемах принята полоса частот 300–2400 Гц.

При временном разделении сигналы различных каналов передаются по линии связи поочередно. Временное уплотнение каналов широко используется для передачи телемеханической информации и для обмена информацией между ЭВМ. Информация при этом передается в кодовой форме, и основным показателем канала является его пропускная способность, т. е. скорость передачи информации.

При частотном модулировании требуемая для передачи информация в кодовой форме полосы частот определяется как

$$\Delta F = (1,5 \div 3) V_n, \text{ Гц}, \quad (43.31)$$

где  $V_n$  — скорость передачи информации, бит/с.

Рекомендациями МККТТ предусмотрены следующие основные скорости передачи по телефонным каналам с частотным диапазоном 300–3400 Гц: 200, 600, 1200, 2400, 4800 бит/с и дополнительные скорости 1800, 2000, 3600, 4200 бит/с. Для телефонных каналов с частотным диапазоном 300–2400 Гц скорость передачи информации теоретически может достигать 1800–2400 бит/с, однако повышение скорости выше 1200 бит/с приводит к снижению достоверности передаваемой информации и увеличению вероятности влияния смежных каналов. Наряду с телефонными могут быть созданы широкополосные (с диапазоном частот до десятков и сотен килогерц) каналы для передачи по ним информации в кодовой форме со скоростями 9800, 19 600 бит/с и более.

Различают три режима передачи информации по каналам связи:

- симплексный, реализующий передачу информации в одну сторону;
- дуплексный, позволяющий одновременный двусторонний обмен информацией;
- полудуплексный, реализующий поочередный обмен информацией в обе стороны.

Соответственно каналы связи называются симплексными, дуплексными и полудуплексными.

По способу использования каналы связи подразделяются на прямые, используемые для связи двух абонентов, и коммутируемые, используемые многими абонентами. По прямым каналам передается телемеханическая информация в кодовом виде. Коммутируемые каналы используются как для телефонной связи, так и для передачи кодовой информации.

С помощью аппаратуры вторичного уплотнения телефонный канал может быть разделен на ряд узкополосных низкоскоростных каналов тонального телеграфирования и телемеханики. Согласно МККТТ шкала несущих частот тонального телеграфирования определяется как

$$f_n = 300 + 120k, \quad (43.32)$$

где  $k$  — номер канала.

Таким образом, телефонный канал может быть уплотнен 24 телеграфными каналами с интервалами между несущими частотами 120 Гц, рабочими полосами 85 Гц и скоростью передачи информации 50 бит/с. Рекомендациями МККТТ предусматриваются также каналы с интервалами между несущими частотами 240 и 480 Гц и скоростью передачи 100 и 200 бит/с. В СССР используется также шкала частот

$$f_n = 270 + 180k, \quad (43.33)$$

позволяющая организовать 16 каналов с рабочей полосой частот 140–150 Гц со скоростью 50 бит/с, что обеспечивает независимую передачу информации по каналам. Используются также комбинированные каналы. Так из телефонного канала с диапазоном частот 300–3400 Гц может быть организован телефонный канал с диапазоном 300–2400 Гц (тональная часть спектра телефонного канала), а в диапазоне 2400–3400 Гц (подтональная часть спектра) — четыре узкополосных канала со скоростью 100 бит/с, два канала со скоростью 200 бит/с или один канал со скоростью 300 бит/с.

Для передачи информации на высших уровнях иерархии управления энергосистемами используются высокочастотные каналы связи по линиям электропередачи, высокочастотные кабельные магистрали, радиорелейные линии, арендованные каналы министерства связи, на низких уровнях иерархии — высокочастотные каналы по линиям электропередачи, низкочастотные по воздушным и кабельным линиям связи, ультракоротковолновая радиосвязь.

Основные данные аппаратуры высокочастотных каналов связи, получивших наибольшее распространение в энергосистемах, приведены в табл. 43.17.

Таблица 43.17

Тип	Назначение	Рабочий диапазон частот, кГц	Число каналов		Полоса частот каналов, кГц	
			телефонных	телемеханики	телефонных	телемеханики
АСК-1	Телефонная связь и телемеханика	40–500	1	До 4	0,3–3,4 или 0,3–2,3	2,5–3,4
АСК-3	То же		3	До 9		
АСК-РЧ	Телефонная связь, телемеханика и телесотключение	50–350	1	ТМ–1, ТО–1	0,3–2,3	ТМ–2,5 ÷ 2,75, ТО–3,8 ÷ 4,2
КМК-64	Телефонная связь и телемеханика		1	С ДП на КП–1, с КП на ДП–3		
КМК-226	То же	40–500	2	С ДП на КП–2, с КП на ДП–6	0,3–1,8	2,0–2,5
ТСД-70	Телефонная связь и теле-сигнализация		1	2 × 6		
АРЧ-64	То же	18–30, 27–39, 36–48, 45–57, 54–66	1	С ДП на КП–1	0,3–2,0	2,1–4,5
СПИ-122	Телефонная связь и телемеханика		1	2		
СПИ-244	То же		2	4	0,3–2,3	2,5–3,3

Таблица 43.18

Тип ЭВМ	Быстродействие, тыс. оп/с <sup>1</sup>	Объем оперативной памяти, Кбайт <sup>2</sup>	Объем внешней памяти на магнитных дисках, Мбайт
<i>Универсальные ЭВМ</i>			
ЕС-1022	80	512	4–8 × 29
ЕС-1033	180	512–1024	4–8 × 29
ЕС-1040	380	1024	4–8 × 29
ЕС-1055, 55М	450	2048–4096	6–8 × 29 (100, 200)
ЕС-1045	650	1024–2048	6–8 × 29 (100, 200)
ЕС-1046	1000	4096–8192	8–100 (200, 300)
ЕС-1057	1000	4096–8192	8–100 (200, 300)
<i>Мини-ЭВМ</i>			
М 6000	150	64	2 × 7,25
ЕС-1010	200	64	2 × 0,8 – 2 × 7,25
СМ-4	800	256	2 – 4 × 2,5
СМ-1420	1000	256–2048	2 – 4 × 2,5 (10)
ЕС-1011	550	1024	2 – 6 × 2,5 + 2 ÷ 4 × 50
СМ-1210	1000	1024	2 – 4 × 2,5 (10)
<i>Микро-ЭВМ</i>			
В 7	250	64	2 × 0,5 <sup>3</sup>
РПТ-70 (80)	250	64	2 × 0,5 <sup>3</sup>
СМ-1800	250	64	2 × 0,5 <sup>3</sup>
«Электроника-60»	250	64	2 × 0,5 <sup>3</sup>
СМ-1300	250	64	2 × 2,5

<sup>1</sup> Быстродействие универсальных ЭВМ оценено по системе «Гибсон-1», мини- и микро-ЭВМ в среднем для простых операций.

<sup>2</sup> Объем оперативной и внешней памяти указан в пределе от базовой поставки до максимума.

<sup>3</sup> Значение для НГМД (накопителя на гибких магнитных дисках).

Аппаратура типов АСК-1 и АСК-3 используется для организации каналов связи по линиям электропередачи 220–750 кВ, а типов КМК-64, КМК-226, АРЧ-64, АСК-РЧ и ТСД-70 – по линиям 6–220 кВ распределительных сетей.

Для вторичного уплотнения телефонных каналов используется аппаратура типов ТТ-12/17, П-314, ТМТП, ТАТ-65, АПСТ и др.

Для организации до 12 каналов связи в диапазоне частот 6–500 кГц по воздушным и кабельным линиям используется аппаратура

типов В-3, В-12, КВ-12 и др.; для организации 24—1920 каналов связи по высокочастотным кабельным магистралям в диапазоне частот 12 кГц — 8,5 МГц применяется аппаратура типов К-24, К-60, К-120, К-300, К-1920 и др.; для организации от 6 до 300 каналов связи в радиорелейных линиях на частотах 400—870 МГц используется аппаратура типов ДМ-6, ДМ-24, ДМ-32, ЛД-300 и др.

Для организации радиоканала широко используется УКВ радиостанция серии ФМ. Радиостанция применяется для организации телефонной связи и для передачи телемеханической информации (в диапазоне частот 162—168 МГц).

### Средства обработки информации

**ЭВМ.** К средствам обработки информации в АСДУ относятся ЭВМ, которые подразделяются на три основных класса: универсальные, мини- и микро-ЭВМ. Основными критериями при такой классификации ЭВМ принято считать физические размеры и производительность (на определенном классе задач), объем памяти, длина слова и т. д.

В АСДУ используются универсальные ЭВМ средней и большой производительности серии ЕС ЭВМ. Мини-ЭВМ широко используются в информационно-управляющих подсистемах АСДУ и АСУ ТП, в системах и сетях сбора и передачи информации.

Высокая надежность и малая стоимость микро-ЭВМ предопределили их широкое и разнообразное применение в АСДУ энергосистем и АСУ ТП энергообъектов.

В табл. 43.18 представлены основные характеристики ЭВМ, используемых на разных уровнях управления в АСДУ и АСУ ТП.

**Системное программное обеспечение.** В общем случае программное обеспечение (ПО) ЭВМ ОИУК может подразделяться на системное (СПО) и пользовательское (ППО). В свою очередь СПО можно разделить на стандартное, поставляемое заводом с соответствующей ЭВМ, и специальное, обычно создаваемое разработчиками ППО с учетом специфических функций той или иной системы (например, АСДУ). Структуры СПО подсистем ИУП и ИВП ОИУК АСДУ различны.

Структура СПО ИУП, построенной на базе мини-ЭВМ типа ЕС-1011, приведена на рис. 43.17. Основным элементом стандартной СПО является операционная система реального времени (ОС РВ), в которую входят монитор реального времени МТМ-2, система управления файлами, трансляторы (в том числе на языке МАКРО-АСЕМБЛЕР), средства

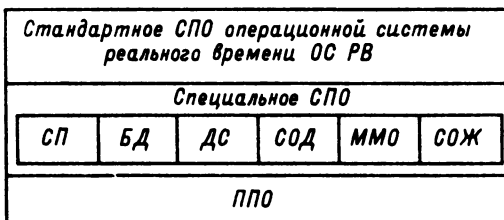


Рис. 43.17. Структура системного программного обеспечения ИУП

начальной генерации и программирования и др. Специальное СПО содержит:

супервизор пользовательских программ (СП), обеспечивающий контроль продолжительности их выполнения, запуск программ по астрономическому времени, автоматический перезапуск и реконфигурацию системы при сбоях и отказах;

банк данных (БД) для хранения, поиска и управления информацией, обрабатываемой в ИУП;

диалоговую систему (ДС), обеспечивающую общение пользователей с ПО ЭВМ посредством дисплеев;

систему отображения данных (СОД), предназначенную для описания и формирования различных форм и списков, отображаемых на дисплеях;

программы межмашинных обменов информацией (ММО), осуществляющие обмены данными между микро-, мини-ЭВМ и универсальными ЭВМ, систему обеспечения живучести (СОЖ).

Пользовательские программы работают под управлением стандартного и частично специального СПО.

Операционные системы мини- и микро-ЭВМ представлены в табл. 43.19.

Таблица 43.19

Тип ЭВМ	Операционная система	Наличие				
		БД	ДС	СОД	ММО	СОЖ
М 6000	ДОС РВ	-	+	-	+	+
ЕС-1010	ПЦМ, РТДМ-Е	-	+	-	+	+
СМ-4	ОС РВ2	-	+	-	+	+
ЕС-1011	МТМ-2	+	+	+	+	+
РПТ-70 (80)	РПС	-	+	-	+	+
Э-60	Специальная разработка МОС РВ	-	+	-	+	+
СМ-1800		+	+	-	+	+

Таблица 43.20

Вид дисплея	Тип дисплея	Размер экрана по диагонали, см	Емкость экрана		Наличие цвета или количество цветов по спектру	Изготовитель
			символы × строки	Точки		
Алфавитно-цифровой Псевдографический	BT-340	25	80 × 16	—	—	Видеотон, ВНР Минприбор Энергосетьпроект » Видеотон, ВНР Видеотон, ВНР ВПО «Союзэнергоавтоматика» Минприбор Энергосетьпроект Энергосетьпроект
	DM-2000	31	80 × 24	—	—	
	ИЦ	До 69	80 × 16	—	7	
	ИПГЦ		80 × 24	—	7	
	ВДДС-Ц		80 × 25	—	7	
ВДТ-Ц	80 × 24	—	7	7		
СОДИ-4	80 × 24	—	7	7		
Графический с псевдографическим режимом	АЦВС	До 69	80 × 48	256 × 256	7	
	ГИД		24 × 24	256 × 256	3	
	ВТК		72 × 24	512 × 288	7	

Таблица 43.21

### Средства диалога и отображения информации

Средства диалога и отображения информации играют важную роль в АСДУ, являясь основным человеко-машинным интерфейсом. Успешность и эффективность решения многих задач зависят от удобства общения пользователя с ЭВМ, скорости ввода-вывода, информационной емкости, форм и способов представления информации и др.

Для каждой подсистемы ОИУК (ИУП и ИВП) предусматривается своя группа СОИ. Наиболее разнообразными и совершенными являются СОИ ИУП, включающие как индивидуальные (дисплеи с клавиатурами), так и коллективные (мнемосхема диспетчерского щита ДЩ, цифровые и цифро-буквенные индикаторы, информационные табло) средства отображения.

В функциональном отношении дисплеи подразделяются на символьно-местные и графические. Оба вида дисплеев могут быть как цветными, так и черно-белыми.

Наибольшее распространение в СОИ ИУП получили цветные псевдографические дисплеи, обеспечивающие отображение как алфавитно-цифровых сообщений, таблиц и списков, так и упрощенных схем электрических соединений, графиков, гистограмм. Характеристики основных типов дисплеев, используемых в составе СОИ ИУП, приведены в табл. 43.20.

Для работы с универсальными ЭВМ используются системы алфавитно-цифровых черно-белых дисплеев (дисплейные станции) с групповыми устройствами управления (табл. 43.21). Системы отличаются друг от друга емкостью экрана и числом дисплеев, присоединяемых к групповому устройству управления (ГУУ), которое в свою очередь

Тип дисплейной станции	Количество дисплеев	Емкость экрана, символы × строки	Размер экрана, см
ЕС-7906	4	80 × 12	31
ЕС-7920	32	80 × 24	31
ЕС-7970	32	80 × 24	31

подключается к мультиплексному каналу ЕС ЭВМ.

К средствам отображения коллективного пользования относятся диспетчерские щиты (ДЩ) и информационные табло. На ДЩ, как правило, применяются щиты мозаичного типа (состоящие из отдельных съемных пластмассовых квадратов) с мнемонической схемой основной электрической сети и мнемосхемами объектов.

Наряду с мнемосхемой на ДЩ можно размещать приборы для отображения параметров режима. Одна группа приборов обычно совмещается с мнемосхемой и обеспечивает отображение телеизмеряемых текущих значений важнейших перетоков мощности, суммарной нагрузки крупнейшей электростанций, уровней напряжения в узловых точках сети. Другая группа может быть вынесена на отдельную часть щита (так называемый режимный щит) для отображения обобщенных показателей работы энергосистемы: суммарных значений генерирующей мощности и нагрузки отдельных районов, сальдо и отдельных составляющих обменной мощности между районами, значения вращающегося резерва, частоты, гидрометеоданных и др. Кроме того, на ДЩ могут быть установлены приборы больших габаритов для отображения частоты в центре энергосистемы, суммарной генерирующей мощности

энергосистемы, астрономического времени, цифровые индикаторы, а также комплект аналоговых регистрирующих приборов. Средства отображения информации ИВП базируются преимущественно на групповых дисплейных станциях ЕС-7906, ЕС-7920, ЕС-7970 с 4–8 алфавитно-цифровыми дисплеями емкостью  $80 \times 24(16)$  символов.

#### 43.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ В ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

##### Общие сведения

Правила устройства электроустановок и Правила технической эксплуатации предусматривают для определения места повреждения (ОМП) ВЛ 110 кВ и выше установку специальных приборов на подстанциях, а для ОМП ВЛ 6–35 кВ – применение стационарных указателей поврежденного участка (при междуфазных КЗ) и переносных устройств (при однофазных замыканиях на землю). Кроме того, директивные материалы и инструкции Минэнерго СССР [43.2–43.6] предписывают применение средств ОМП, которые подразделяются на дистанционные (относительные), позволяющие указывать с некоторой погрешностью расстояние до МП от шин подстанции, и топографические (абсолютные, трассовые), позволяющие ориентироваться на местности и непосредственно определять МП.

Применяемые в ЭС СССР средства ОМП приведены в табл. 43.22.

##### Локационные искатели

Принцип действия локационных искателей (ЛИ) основан на измерении времени распространения искусственно создаваемого зондирующего импульса от места установки до МП и обратно. Расстояние в метрах до места повреждения оценивается по формуле  $l = 0,5vt_{пр}$ , где  $t_{пр}$  – время пробега отраженного импульса, мкс;  $v$  – скорость распространения электромагнитной волны по линии. Для кабельных линий (КЛ)  $v \approx 160$  м/мкс, для воздушных линий (ВЛ)  $v \approx 296$  м/мкс.

Неавтоматические ЛИ используются на КЛ и ВЛ после неуспешного АПВ и для контроля ВЛ перед включением. При успешном АПВ использование неавтоматического ЛИ (НЛИ) невозможно.

Подключение НЛИ к жилам и оболочке КЛ осуществляется непосредственно при соблюдении мер безопасности после отключения КЛ с двух сторон.

Подсоединение НЛИ к проводам ВЛ осуществляется через фильтры присоединения (ФП) и конденсаторы связи (КС) ВЧ обработки, что позволяет производить измерения в любой момент без отключения линии. Измерение  $t_{пр}$  в НЛИ типов ИКЛ, Р5-1, Р5-5, Р5-8 и Р5-9 производится на экране электронно-лучевой трубки с использованием калибровочных временных меток.

Периоду калибровочных меток 2 мкс, например, соответствует расстояние до МП для КЛ около 160 м, а для ВЛ – 296 м. Зондирующие импульсы посылаются многократно периодически, что обеспечивает получение на экране ЛИ устойчивого изображения и отстройку от нерегулярных помех. Частота повторения зондирующих импульсов не должна быть кратной 50 Гц для отстройки от регулярных промышленных помех. Отражение зондирующих импульсов происходит не только от МП, но и от всех неоднородностей волнового сопротивления линии, ответвлений, пересечений ВЛ, муфт КЛ и т. д. Это затрудняет использование ЛИ в разветвленных сетях 6–35 кВ.

Для ОМП ВЛ используются затухающие высокочастотные колебания (радиоимпульсы), для КЛ – импульсы постоянного тока (видеоимпульсы) колоколообразной формы или единичные перепады напряжения. В НЛИ типа Р5-10 измерение расстояния производится с использованием калиброванной в километрах задержки развертки по времени. Прибор имеет питание от аккумуляторов и может работать как на подстанциях, так и в полевых условиях. Его можно применять не только для КЛ и ВЛ напряжением выше 1000 В, но и для сетей 0,4 кВ, внутренней проводки зданий, линий связи и т. п.

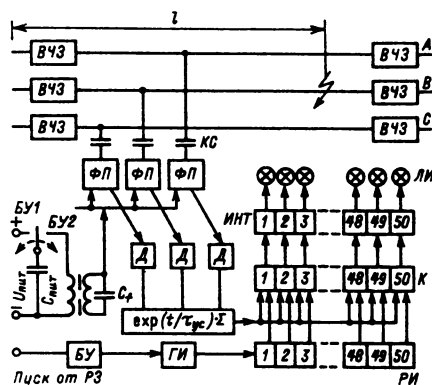


Рис. 43.18. Структурная схема локационного искателя

Таблица 43.22. Средства ОМП на линиях электропередачи

Линии	Дистанционные аппараты		Топографические аппараты	
	Наименование	Тип	Наименование	Тип
Воздушные 330 кВ и выше	Автоматические локационные искатели Фиксирующие измерительные приборы	P5-7, ЛИДА ФИП-1, ФИП-2, ЛИФП	Указатель опоры с поврежденной изоляцией Указатель гирлянды с поврежденной изоляцией	УПИ-1 УПГ-1М
Воздушные 110–220 кВ	Фиксирующий омметр Фиксирующие измерительные приборы Неавтоматические локационные искатели	ФИС ФИП-1, ФИП-2, ЛИФП ИКЛ-5, P5-1, P5-5, P5-8, P5-9, P5-10	Указатель опоры с поврежденной изоляцией Указатель поврежденного участка Указатель гирлянды с поврежденной изоляцией	УПИ-1 УПУ-1 УПГ-1М
Воздушные 6–35 кВ	Фиксирующий омметр Фиксирующие измерительные приборы	ФМК-10 ФИП-1, ФИП-2, ЛИФП, ФПТ, ФПН	Указатели поврежденного участка Переносные измерители тока или направления мощности нулевой последовательности при замыкании на землю	УПУ-1 «Поиск», УПЗ-1, УПЗ-2, «Зонд», «Волна»
Кабельные 6–500 кВ	Неавтоматические локационные искатели Аппараты петлевого, волнового, емкостного методов и метода колебательного разряда	ИКЛ-5, P5-1, P5-5, P5-8, P5-9, P5-10 Мост постоянного тока, мост переменного тока, ЭМКС-58М, Щ-4120	Аппараты индукционного, акустического и других методов	АИП-3М, ГЗЧ-Т2, КАИ-77, ГИС-2, ГИМ-1

Неавтоматические ЛИ относительно дешевы и имеют массовое применение в энергосистемах.

Автоматический ЛИ (АЛИ) запускается от пусковых органов релейной защиты (рис. 43.18). Под воздействием команд блока управления БУ АЛИ осуществляет заданное число циклов зондирования (обычно от 8 до 16 циклов каждый длительностью  $T$ ) и останавливается, зафиксировав расстояние до места КЗ раньше начала разрыва дуги в отключающемся выключателе поврежденной ВЛ. Подсоединение генератора зондирующих импульсов осуществляется ко всем трем фазам (для работы при однофазных КЗ) поврежденной ВЛ. Используются те же конденсаторы связи КС и фильтры присоединения ФП, что и для ВЧ каналов связи и релейной защиты.

Генератор зондирующих импульсов выполнен на базе высокочастотного трансформатора, вторичная обмотка которого через ФП и КС подключается к фазам поврежденной ВЛ, а параллельно вторичной обмотке подключен частотозадающий конденсатор  $C_f$ . При подключении заряженного конденсатора  $C_{пит}$  к первичной обмотке в контуре вторичной обмотки возникают затухающие синусоидальные колебания с некоторой частотой, которые и используются в качестве зондирую-

щих импульсов  $U_{зонд}$ . Длительность зондирующих импульсов в несколько десятков микросекунд столь мала, что не влияет на работу ВЧ каналов связи и релейной защиты.

При приеме детектирование отраженных сигналов осуществляется по каждой фазе отдельно в детекторах  $D$ , и только потом осуществляется их суммирование. При изменении порядка выполнения этих операций и суммировании отраженных сигналов до детектирования может произойти их взаимное уничтожение из-за разных сдвигов по фазе.

В АЛИ типа ЛИДА операция оценки расстояния  $l$  автоматизирована и отсчет производится в дискретной форме. Для этого диапазон дальности разбивается на 50 равных участков (например, по 2 км для диапазона 100 км). Каждому участку соответствует ячейка, содержащая интегратор  $ИИТ$  и лампу индикации  $ЛИ$ . После формирования очередного зондирующего импульса интеграторы ячеек последовательно с шагом по времени 2% диапазона дальности подключаются к выходу сумматора-усилителя, корректирующего затухание. Последовательное подключение  $ИИТ$  осуществляется с помощью ключей  $K$ , переключаемых выходными импульсами распределителя импульсов  $РИ$ , управляемого от генератора импульса  $ГИ$ . Таким образом, каждая

Таблица 43.23. Технические данные фиксирующих измерительных приборов

Тип ФП	Диапазон фиксации	Основная относительная погрешность, %	Определение показаний	Счетчик
ФИП-1	Напряжение, В: 5–250	$\pm 3$	По вспомогательному графику	Механический с сохранением показаний при снятии питания
ФИП-2	Ток, А: 0,2–10, 0,4–20, 1,0–50, 20–100, 4,0–200*	$\pm 3$	То же	Цифровой с потерей показаний при снятии питания
ЛИФП		$\pm 5$	Непосредственно по счетчику в размерных единицах	Цифровой с сохранением показаний при снятии питания

\* Только для ЛИФП.

ячейка накапливает отражения от своего участка линии, соответствующего 2% диапазона дальности. Импульсы от МП накапливаются в одной и той же ячейке, импульсы помех попадают в разные ячейки. После окончания заданного числа циклов зондирования уровень накопленного сигнала в ячейке, соответствующей МП, выше, чем в других. В этой ячейке и загорается сигнальная лампа. Расстояние  $l$  оценивается по номеру загоревшейся лампы.

#### Фиксирующие приборы

Фиксирующие измерительные приборы (ФИП) предназначены для автоматического запоминания и измерения значения токов или напряжений нулевой или обратной последовательности по концам ВЛ в режиме несимметричного КЗ. Предусматривается блокировка ФИП после однократного действия, например, в цикле АПВ ВЛ. Прибор деблокируется персоналом после снятия показаний. Зная параметры схемы замещения ВЛ и примыкающих сетей по показаниям ФИП, решают задачу, обратную расчету токов и напряжений КЗ, и находят место несимметричного КЗ. В соответствии с [43.3] ФИП отнесены к категории устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. Наибольшее распространение ФИП получили в сетях с заземленной нейтралью 110 кВ и выше при включении на слагающие нулевой последовательности. В настоящее время более 90% протяженности ВЛ 110–500 кВ длиной 20 км и более оснащены ФИП. Известно много различных конструкций ФИП, разработанных и выпущенных силами

энергосистем, однако наибольшее распространение имеют приборы рижского опытного завода «Энергоавтоматика» типов ФИП-1, ФИП-2 и ЛИФП. Все они являются приборами с запоминающим конденсатором. Их основные технические данные приведены в табл. 43.23.

Принцип работы ФИП поясняется схемой на рис. 43.19. На вход ФИП подается напряжение  $U_{вх}$  с выхода фильтра параметра аварийного режима (ток или напряжение нулевой либо обратной последовательности). При возникновении несимметричного КЗ напряжение на входе ФИП резко возрастает и вызывает срабатывание блока управления зарядом БУЗ. Контакт БУЗ1 замыкается на время, достаточное для заряда запоминающего конденсатора  $C_{зап}$  через выпрямитель В до амплитуды  $U_{вх}$ . Размыкание контакта БУЗ1 происходит до начала отключения КЗ выключателями ВЛ (выбирается и регулируется в пределах 0,05–0,12 с после пуска ФИП).

Для устранения влияния свободных апериодических составляющих электромагнитного переходного процесса при КЗ конденсатор  $C_{зап}$  подключается на заряд не сразу после пуска БУЗ, а спустя 0,03–0,08 с. Длительность этой задержки выбирается и регулируется. Постоянная времени цепи заряда такова, что заряд до амплитуды происходит лишь в конце цикла заряда, когда свободные составляющие в большинстве ВЛ практически затухают.

Контакт БУЗ2 до запуска ФИП замкнут и препятствует заряду  $C_{зап}$ .

Для правильного ОМП запоминание электрических величин на разных концах ВЛ должно происходить практически одновременно.

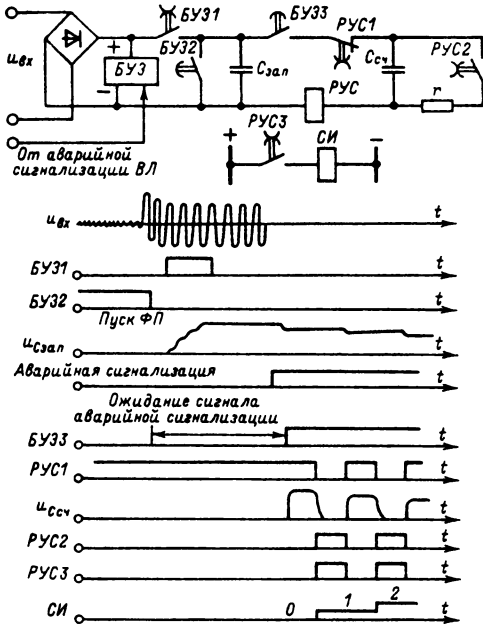


Рис. 43.19. Функциональная схема и диаграмма работы фиксирующего импульсного прибора (ФИП)

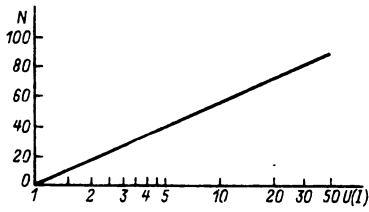


Рис. 43.20. Градуировочная характеристика логарифмирующего ФИП

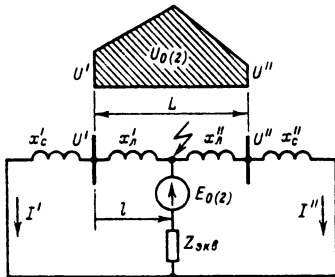


Рис. 43.21. Схема замещения и эпюра напряжения нулевой (обратной) последовательности при КЗ на одиночной ВЛ

Для предотвращения излишних срабатываний ФИП при КЗ на смежных ВЛ используются контакты аварийной сигнализации выключателя ВЛ. Если отключение выключателя обслуживаемой ВЛ не произойдет в интервале времени ожидания этого сигнала, отстроенного от резервных защит обслуживаемой ВЛ, то БУЗ деблокирует ФИП и приведет его в состояние готовности к последующим действиям, обеспечив разряд  $C_{зап}$  контактом БУЗ2. Если же после запуска ФИП и заряда  $C_{зап}$  релейная защита отключит выключатель обслуживаемой ВЛ, то после появления сигнала аварийной сигнализации БУЗ спустя заданное время ожидания этого сигнала контактом БУЗ3 осуществит подключение заряженного  $C_{зап}$  к реле управления считыванием РУС через незаряженный считывающий конденсатор  $C_{сч}$ .

В момент действия РУС происходит циклический разряд  $C_{зап}$  и накопление импульсов в СИ, таким образом (рис. 43.20),

$$N = \{c \ln(U_{вх}/a)\}, \quad (43.34)$$

где

$$c = \frac{1}{\ln(1 - C_{сч}/C_{зап})} \approx \frac{C_{зап}}{C_{сч}};$$

$N$  — количество импульсов, выраженное отрицательным большим целым числом;  $a$  — нижний предел измерения ФИП.

Верхний предел измерения ФИП с логарифмическим преобразованием при заданной погрешности зависит от емкости счетчика.

Первые предложения по ОМП с использованием симметричных составляющих токов, измеряемых в режиме КЗ, были сделаны еще в 30-е годы [43.7], однако широкое развитие и применение эти методы получили в конце 60-х годов, особенно после начала серийного выпуска приборов ФИП на заводе «Энергоавтоматика» [43.9].

Все способы ОМП по показаниям ФИП основаны на том, что в режиме несимметричного КЗ без обрыва фазных проводов появляется только один источник мощности нулевой (обратной) последовательности, включаемый в схему замещения в точке КЗ (рис. 43.21). Зная параметры схемы замещения и показания ФИП по концам поврежденной ВЛ, можно рассчитать расстояние до места подключения этого источника, т. е. определить МП.

В табл. 43.24 указаны виды КЗ, которые удастся находить по показаниям ФИП в зависимости от режима заземления нейтралей и фиксируемой симметричной составляющей.

В ЭЭС в подавляющем большинстве случаев ФИП реагируют на составляющие нуле-



Таблица 43.24

Фиксируемые электрические величины	Нейтраль	
	глухозаземленная	незаземленная
Нулевой последовательности	$K^{(1)}, K^{(1,1)}$	—
Обратной последовательности	$K^{(1)}, K^{(1,1)}, K^{(2)}$	$K^{(2)}, K^{(1,1)}$

вой, а не обратной последовательности, что объясняется следующими причинами:

высоким процентом (80–90%) КЗ на землю ВЛ 110–500 кВ;

простотой выполнения фильтров токов и напряжений нулевой последовательности; независимостью сопротивления примыкающих сетей от нагрузки;

меньшей погрешностью ОМП из-за увеличения доли сопротивления ВЛ в сумме с сопротивлениями примыкающих сетей.

Отказ от нулевой и использование составляющих обратной последовательности

обычно применяется для ВЛ, связанных трудноучитываемой взаимной индукцией по нулевой последовательности с несколькими другими ВЛ, идущими параллельно на всей длине (или ее части).

Обработка показаний ФИП и определение места повреждения в энергосистемах осуществляются тремя способами: аналитическим, графическим и автоматическим.

Аналитический способ предусматривает проведение расчетов диспетчерским персоналом энергосистем непосредственно после КЗ по формулам табл. 43.25.

Графические способы ОМП предусматривают проведение численных расчетов заранее, с тем, чтобы в оперативной работе упростить работу диспетчера, уменьшить вероятность ошибок.

При использовании показаний двух ФИП (по одному с каждой стороны ВЛ при известных сопротивлениях сетей  $x'_c$  и  $x''_c$ ) возможно построение графиков  $I(I'/I'')$  или  $I[I/(I' + I'')]$ . Однако использование подобных графиков не исключает полностью необходимости вычислений и связанных с ними возможных ошибок. Этого недостатка лишены

Таблица 43.25. Расчетные формулы для ОМП одиночной ВЛ без обходных связей и взаимной индукции с другими ВЛ

Расчетная формула	Перечень фиксируемых параметров нулевой (обратной) последовательности
$l = \frac{U'' - U' - I'' x_{л1}}{(I' + I'') x_{л1}} L$	$U', I', U'', I'', x'_c = \text{var}, x''_c = \text{var}$
$l = \frac{(x'_c + x_{л1}) I'' - x'_c I'}{x_{л1} (I' + I'')} L$	$I', I'', x'_c = \text{const}, x''_c = \text{const}$
$l = \frac{x''_c (x''_c + x_{л1}) U'' - x'_c x''_c U'}{x''_c x_{л1} U' + x'_c x_{л1} U''} L$	$U', U'', x'_c = \text{const}, x''_c = \text{const}$
$l = \frac{(x'_c + x_{л1}) x'_c I'' - x'_c U'}{x_{л1} U' + x'_c x_{л1} I''} L$	$U', I'', x'_c = \text{const}, x''_c = \text{const}$
$l = \frac{(x_{л1} + x'_c) U'' - x'_c x'_c I'}{x'_c x_{л1} I' + x_{л1} U''} L$	$I', U'', x'_c = \text{const}, x''_c = \text{const}$
$l = \frac{(x'_c + x_{л1}) I'' - U'}{x_{л1} (I' + I'')} L$	$U', I', I'', x'_c = \text{var}, x''_c = \text{const}$
$l = \frac{x''_c (U'' - U') + U'' x_{л1}}{(x'_c I' + U'') x_{л1}} L$	$U', I', U'', x'_c = \text{var}, x''_c = \text{const}$
$l = \frac{x'_c (U'' - U') + I'' x_{л1} x'_c}{(U' + I'' x'_c) x_{л1}} L$	$U', U'', I'', x'_c = \text{const}, x''_c = \text{var}$
$l = \frac{U'' - x'_c I' + I'' x_{л1}}{(I' + I'') x_{л1}} L$	$I', U'', I'', x'_c = \text{const}, x''_c = \text{var}$

номограммы, подобные изображенным на рис. 43.22. По осям номограммы откладываются не значения зафиксированных токов или напряжений, а показания счетчика импульсов ФИП. Достоинством подобной номограммы является исключение операции использования градуировочных характеристик ФИП, так как на осях необходимо откладывать показания счетчика импульсов ФИП без перевода в значения электрических величин. Однако построение таких номограмм достаточно трудоемко, а использование показаний более чем двух ФИП невозможно.

Применение логарифмирующих импульсных приборов типов ФИП-1, ФИП-2 позволяет использовать свойства разности логарифмических функций и изображать зависимость расстояния  $l$  в функции разности чисел импульсов ФИП по концам ВЛ, т. е.  $l(N' - N'')$ . В оперативной работе диспетчер после получения показаний счетчика импульсов ФИП производит операцию вычитания, обращается к графику и производит ОМП. На рис. 43.23 дан пример подобного графика, позволяющий обрабатывать показания более чем двух ФИП. На подстанции А фиксируются значения составляющих нулевой последовательности  $U'$  и  $I'$ , так как неучет возможных изменений  $x'_c$  сопротивления подстанции А приводит к недопустимым погрешностям. На подстанции Б

установлен один силовой трансформатор, и его сопротивление постоянно. Учет изменения сопротивления подстанции А осуществлен дискретно. Оценка его значения производится по разности показаний СИ фиксаторов напряжения и тока, которая в силу указанного свойства логарифмов соответствует логарифму сопротивления.

Автоматизация передачи показаний ФИП в сочетании с автоматизацией расчетов могут полностью разгрузить дежурный персонал подстанций и диспетчерских пунктов от сбора, передачи и обработки показаний ФИП. Построение подобной подсистемы АСДУ энергосистемы предусматривает установку на подстанциях микропроцессорных устройств сопряжения группы ФИП с устройством телемеханики, а на диспетчерском пункте – системы приема, масштабирования, отображения с помощью дисплеев и расчетов на мини-ЭВМ.

**Указатели повреждений**

Указатели поврежденного участка (УПУ) предназначены для запоминания факта протекания тока КЗ или направления мощности в ВЛ с двусторонним питанием [43.10]. Запоминание осуществляется при неуспешном АПВ. При успешном АПВ происходит автоматический возврат, сброс показаний и перевод всех сработавших УПУ в исходное состояние.

УПУ монтируются на опорах вдоль трассы ВЛ обычно в местах разветвлений и не требуют подключения к обычным ТТ. Указатель типа УПУ-1, например, располагается на опоре ВЛ 6–35 кВ примерно в середине треугольника проводов. Его срабатывание обеспечивается от суммы ЭДС двух перпендикулярных друг другу стержневых магнитных датчиков тока. Диаграмма направленности подобной системы такова, что обеспечивается примерно одинаковая чувствительность УПУ-1 к токам всех междуфазных КЗ. Возврат УПУ-1 после успешного АПВ осуществляется током утечки дополнительно подвешиваемого на одну из фаз изолятора или от емкостного отбора напряжения (выполняется в виде четвертого провода, подвешиваемого в одном пролете). В качестве запоминающего реагирующего элемента используется двухпозиционное поляризованное реле. Съем показаний осуществляется ремонтной бригадой с помощью переносного электрического пробника, сигнализирующего положение контактов этого реле.

Первичный ток срабатывания указателя  $I_{c,y}$  должен выбираться из условия

$$1,5I_{\text{раб max}} \leq I_{c,y} \leq 0,5I_{\text{min}} \quad (43.35)$$

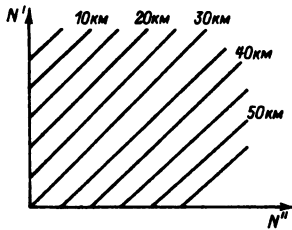


Рис 43.22. Номограмма для ОМП по показаниям счетчиков импульсов двух логарифмирующих ФИП

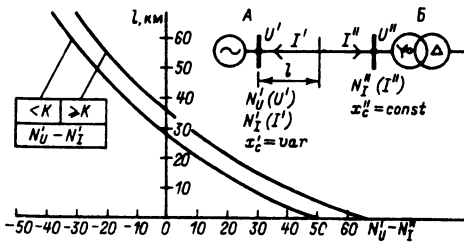


Рис. 43.23. График для ОМП по разности чисел импульсов трех логарифмирующих ФИП

Указатели опоры с поврежденной изоляцией [43.10] запоминают факт протекания тока КЗ через опору на землю и поэтому действуют только при КЗ на землю. Их устанавливают на каждой опоре ВЛ 110 кВ и выше. В зоне обхода ремонтная бригада последовательно подключает приборы к указателям и находит опору с поврежденной изоляцией. Использование указателей возможно как при успешном, так и при неуспешном АПВ. Действие указателей типа УПИ-1 основано на размагничивании предварительно намагниченного воспринимающего элемента магнитным полем переменного тока КЗ на землю, протекающего через элементы железобетонной или металлической опоры. Контроль магнитного состояния воспринимающего элемента ремонтной бригадой при обходе ВЛ осуществляется с помощью индикатора на базе геркона. Возврат сработавшего указателя, т. е. намагничивание воспринимающего элемента, осуществляется с помощью постоянного магнита.

Указатели замыкания на землю позволяют определять направление к месту замыкания на землю в воздушной сети 3–35 кВ с изолированной нейтралью. Все приборы реагируют на электрические величины нулевой последовательности ВЛ в режиме замыкания. Приборы реагируют на ток и напряжение ВЛ дистанционно с помощью преобразователей магнитного поля тока ВЛ и штыревой антенны. Для отстройки от токов нагрузки в приборах предусматривается возможность селективного реагирования на гармонические составляющие электрических величин. Прибор «Поиск-1», например, можно оперативно переключать на 5, 7, 11 или 13-ю гармонику и дистанционно измерять ток нулевой последовательности. Сопоставляя показания этого прибора в местах разветвлений ВЛ, можно определять направление к месту замыкания на землю (ЗНЗ), т. е. поврежденную ВЛ. В радиальной сети с одним источником питания значения емкости сети и тупикового участка поврежденной ВЛ резко отличаются. Соответственно резко отличаются и токи нулевой последовательности в проводах ВЛ слева и справа от места ЗНЗ в режиме ЗНЗ. Это обстоятельство позволяет, сопоставляя показания прибора «Поиск-1» вдоль трассы ВЛ, находить место ЗНЗ.

#### Определение мест повреждения кабельных линий

Предусматривается обязательное последовательное использование того или иного дистанционного, а затем топографического ме-

тода [43.6, 43.12]. Наиболее удобным при дистанционном методе является применение неавтоматического ЛИ (типов Р5-5, Р5-10 и др.), однако оно ограничено случаями обрыва жил и устойчивого замыкания через достаточно малое переходное сопротивление ( $r_{пер} < 100 \div 150$  Ом). Снижение переходного сопротивления до требуемого значения осуществляется «прожигом» поврежденной изоляции, т. е. многократным подъемом напряжения до пробоя и длительным пропуском тока через разрядный канал. На КЛ кроме ЛИ может применяться ряд других дистанционных методов.

Метод колебательного разряда основан на оценке расстояния до места пробоя заряженной КЛ по длительности периода колебательного разряда при профилактических испытаниях постоянным напряжением.

Волновой метод основан на том, что в КЛ посылается не кратковременный импульс, а волна напряжения большой длительности и высокого напряжения (в отличие от ЛИ). Измеряется время прохождения фронтом волны расстояния до МП и обратно. Волна высокого напряжения вызывает в МП искровой разряд, поэтому волновой метод можно использовать как при малом, так и при большом значении переходного сопротивления без «прожига» изоляции.

Петлевой метод основан на измерении соотношения активных сопротивлений двух участков жил КЛ: первый участок – поврежденная жила КЛ от одного конца кабеля до МП, второй участок – от МП до другого конца кабеля с учетом неповрежденной жилы кабеля. Измерение соотношения осуществляется четырехплечим мостом постоянного тока на одном конце ВЛ. На другом конце для образования второго участка жил КЛ необходимо осуществить электрическое соединение поврежденной жилы с используемой неповрежденной. Этот метод применим при замыкании одной или двух жил на оболочку КЛ без обрыва через  $r_{пер} \leq 10$  кОм.

Емкостный метод основан на измерении емкости частей оборванной жилы КЛ. Измерения производятся мостом переменного тока на частоте 1 кГц. Подобные измерения дают приемлемую точность ОМП при  $r_{пер} \geq 300 \div 500$  Ом.

При ОМП дистанционными методами не производят раскопки КЛ, поэтому в энергосистемах дополнительно применяется ряд топографических методов.

Индукционный метод основан на улавливании магнитного поля звуковой частоты над трассой КЛ. Генератор звуковой частоты, например типа ГК-77 (с частотой 800–1000 Гц),

подключается к петле КЗ. На поверхности земли, перемещаясь вдоль КЛ, при помощи индукционной рамки, усилителя и телефона можно проследить трассу КЛ, места расположения муфт (по усилению звука), оценить глубину заложения, найти МП. Для усиления сигналов, получаемых от рамки или акустического датчика, применяются переносные усилители переменного тока. В энергосистемах применяются кабелеискатель типа АИП-3М. В настоящее время разработан усовершенствованный кабелеискатель типа КАИ-77.

*Акустический метод* основан на прослушивании над МП звуковых колебаний, вызываемых искровым разрядом в канале повреждения. Он эффективен при одно- и многофазных замыканиях с различными  $r_{пер}$ , обрывах жил, позволяя определять МП на подводных участках КЛ. Прослушивание звуковых колебаний на поверхности земли производится стетоскопом или акустическим датчиком с усилителем и телефоном типа АИП-3М или КАИ-77.

*Контактный метод* основан на измерении электрического напряжения от токов в земле. Место замыкания жилы на оболочку КЛ определяют по изменению направления тока в земле в районе МП при питании петли «поврежденная жила КЛ — оболочка» постоянным или однополярным импульсным напряжением. Два контактных стержня, перемещающихся вдоль трассы КЛ на неизменном расстоянии 0,5–1 м между ними, подключаются к чувствительному направленному измерительному прибору.

#### Список литературы

- 43.1. *Правила* устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1986. 648 с.
- 43.2. *Типовое положение* по организации эксплуатации устройств для определения мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 6–20 кВ. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1979.
- 43.3. *Решение Э-18/65 ГТУ* по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР. О внедрении и эксплуатации фиксирующих приборов. М.: Минэнерго, 1965.
- 43.4. *Решение Э-18/75 ГТУ* по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР. Методические указания по использованию различных способов определения мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов. М.: СПО ОРГРЭС, 1976. 88 с.
- 43.5. *Типовая инструкция* по определению мест повреждения на воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов. 2-е изд. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1979. 20 с.
- 43.6. *Инструкция* по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1980. 108 с.
- 43.7. А. с. 55159 СССР. Способ определения места замыкания по токам нулевой последовательности, измеренным по концам линии электропередачи/Г. С. Гольшман, И. М. Ланг, С. И. Раппе//Б. И., 1937. № 6.
- 43.8. *Розенкноп М. П.* Методика определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности в сетях разной конфигурации. М.: Энергия, 1964. 34 с.
- 43.9. *Казанский В. Е., Кузнецов А. П.* Фиксирующие приборы типа ФИВО-65//Электрические станции. 1969. № 7. С. 68–72.
- 43.10. *Борухман В. А., Кудряшев А. А., Кузнецов А. П.* Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. М.: Энергия, 1973. 88 с.
- 43.11. *Платонов В. В., Шалыт Г. М.* Испытание и прожигание изоляции силовых кабельных линий. М.: Энергия, 1975. 136 с.
- 43.12. *Дементьев В. С.* Как определить место повреждения в силовом кабеле. М.: Энергия, 1980. 72 с.
- 43.13. *Прибор Р5-10* для определения мест повреждения воздушных и кабельных линий электропередачи и связи/В. А. Половников, В. М. Миломанов, Б. Л. Кофман, Г. М. Шалыт//Электрические станции. 1978. № 4. С. 59–63.
- 43.14. *Шалыт Г. М.* Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.
- 43.15. *Шалыт Г. М., Айзенфельд А. И., Малый А. С.* Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима. М.: Энергоатомиздат, 1983. 208 с.
- 43.16. *Аришевский Я. Л.* Определение места повреждения воздушных и кабельных линий электропередачи. М.: МЭИ, 1983. 96 с.
- 43.17. *Белоус Б. П.* Средства связи диспетчерского и технологического управления энергосистем. М.: Энергия, 1978. 296 с.
- 43.18. *Справочник* по проектированию систем передачи информации в энергетике. М.: Энергия, 1977. 384 с.
- 43.19. *Применение ЭВМ* для автоматизации технологических процессов в энергетике/Под ред. В. А. Семенова. М.: Энергоатомиздат, 1983. 312 с.
- 43.20. *Тутевич В. Н.* Телемеханика. М.: Высшая школа, 1985. 424 с.
- 43.21. *Автоматизация управления энергообъединениями*/Под ред. С. А. Савалова. М.: Энергия, 1979. 432 с.
- 43.22. *Пшеничников А. М., Портнов М. Л.* Телемеханические системы на интегральных микросхемах. М.: Энергия, 1977. 296 с.

44. ЗАЩИТА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

СОДЕРЖАНИЕ

44.1. Общие положения . . . . .	532	44.4.1. Релейная защита трансформаторов 110–220 кВ . . . . .	591
44.2. Релейная защита ВЛ 110–330 кВ . . . . .	533	Основные защиты (591). Резервные защиты (594).	
Введение (533).		44.4.2. Релейная защита АТ 220 кВ, мощностью 63–250 МВ·А . . . . .	599
44.2.1. Ступенчатые защиты ВЛ 110–330 кВ. Шкаф ШДЭ 2802 (533). Дистанционная защита основного комплекта. Шкаф ШДЭ 2801 (534). Токовые защиты основного комплекта (539). Резервный комплект защит шкафа ШДЭ 2802 (546). Основные технические данные шкафа ШДЭ 2802 (547).		Основные защиты (599). Резервные защиты (603).	
44.2.2. Панель направленной фильтровой высокочастотной защиты ВЛ 110–330 кВ типа ПДЭ 2802 (548). Основные технические данные панели ПДЭ 2802 (556).		44.4.3. Релейная защита АТ 500 кВ . . . . .	615
44.2.3. Принципиальные схемы релейной защиты ВЛ 110–330 кВ с использованием панели ПДЭ 2802 и шкафов ШДЭ 2801 и ШДЭ 2802 (560).		Основные защиты (615). Резервные и другие защиты (616).	
44.3. Релейная защита линий 550 кВ и выше. Введение (560). Дистанционная защита ПДЭ 2001 (560). Токовая защита ПДЭ 2002 (567). Панель направленной и дифференциально-фазной ВЧ защиты ВЛ 500 кВ и выше типа ПДЭ 2003 (570). Основные технические данные панели защиты ПДЭ 2003 (583). Устройство резервирования отката выключателей ПДЭ 2005 (586). Взаимодействие отдельных устройств комплекса ПДЭ 2000 (588).		44.5. Защита кабельных линий 6–10 кВ . . . . .	628
44.4. Релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов понижающих ПС . . . . .	591	Токовая защита от многофазных КЗ (628). Защита от однофазных замыканий на землю линии 6–10 кВ (631). Расчет защит (632).	
		44.6. Релейная защита электрических двигателей . . . . .	634
		44.7. Защита трансформаторов 10/0,4 кВ	644
		44.8. Релейная защита энергоблоков . . . . .	644
		Общие вопросы работы энергоблоков (644).	
		44.9. Выполнение и расчет уставок устройств релейной защиты энергоблоков . . . . .	645
		44.10. Общие вопросы релейной защиты собственных нужд электростанций . . . . .	654
		Выполнение и расчет уставок релейной защиты собственных нужд (654). Пример построения схемы защиты рабочего ТСН мощностью 25–63 МВ·А (657). Защита резервного ТСН мощностью 25–63 МВ·А (657). Защита от замыканий на землю (657).	
		Список литературы . . . . .	658

44.1. Общие положения

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности линий электропередачи, а также интенсификацией использования оборудования оказалось

необходимым решить ряд проблем, обусловленных повышением и усложнением требований к техническому совершенству и надежности функционирования устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

В результате исследований последних лет разработан и внедрен комплекс устройств РЗА с широким применением интегральных

микросхем (ИМС) как в измерительных органах – операционные усилители (ОУ), так и в логической части.

Новый комплекс устройств РЗА имеет некоторые особенности.

С целью повышения быстродействия для ВЛ 110 кВ и выше вместо дифференциально-фазных защит (ДФЗ) начинают выпускать фильтровые направленные защиты с высокочастотной (ВЧ) блокировкой. На ВЛ, оборудованных однофазным автоматическим повторным включением (ОАПВ), предусматривается автоматический перевод направленной защиты в режим ДФЗ.

Ускорение резервных защит отключающими или разрешающими ВЧ сигналами с использованием устройства АНКА-14 обеспечивает наличие второй быстродействующей защиты на ВЛ 110 кВ и выше. Возможно использование до четырех сигналов.

Выполнение схем формирования и фильтрации с ОУ позволяет иметь фильтры повышенной добротности без увеличения потребления в измерительных цепях, что повышает устойчивость функционирования в условиях интенсивных электромагнитных процессов, сопровождающих КЗ.

Применение ИМС сделало возможной реализацию более сложных алгоритмов измерительных и пусковых органов. Более эффективные характеристики срабатывания позволяют повысить отстроенность защит от режимов без требований к срабатыванию при удовлетворительной чувствительности к КЗ с учетом усложнившихся условий резервирования. Предусматривается выпуск панели устройства резервирования отказов выключателей (УРОВ). Все устройства нового комплекса отличаются существенно сниженным потреблением мощности от измерительных трансформаторов. Несколько повысилось потребление от источников оперативного тока.

Снижение времени наработки на отказ, обусловленное сложностью устройств, большим количеством печатных плат, ИМС и разъемов, могло бы привести к неприемлемому снижению надежности функционирования устройств нового комплекса.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для релейной защиты требованиям, достигается рядом мер и в том числе применением постоянного функционального автоматического контроля, охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей.

Для снижения трудозатрат на профилактическое обслуживание сложных устройств нового комплекса предусматривается автоматизированный тестовый контроль.

В данном разделе приводятся основные характеристики и особенности выполнения и применения устройств РЗА нового комплекса для ВЛ напряжением 110–330, 500 кВ и выше, трансформаторов и автотрансформаторов, мощных блоков генератор – трансформатор и систем электроснабжения 6–10 кВ.

## 44.2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЛ 110–330 кВ

### Введение

Электротехническая промышленность начиная с 1986 г. приступает к серийному выпуску комплекса релейной защиты линий 110–330 кВ на микроэлектронной элементной базе в следующем составе:

шкаф ШДЭ 2801, содержащий ступенчатые защиты для реализации функций резервных защит при наличии основной быстродействующей, вместо панели ЭПЗ-1636-67;

шкаф ШДЭ 2802, имеющий два отдельных комплекта ступенчатых защит, предназначенный для использования в виде единственной защиты, вместо ЭПЗ-1636-67;

панель ПДЭ 2802 направленной высокочастотной защиты, используемой в качестве основной, вместо панели ДФЗ-201 [44.3].

### 44.2.1. Ступенчатые защиты ВЛ 110–330 кВ. Шкаф ШДЭ 2802

**Назначение и состав.** Шкаф ШДЭ 2802 используется в качестве единственного комплекта защит, когда не основной быстродействующей защиты, и обеспечивает дальнейшее и ближе резервирование одновременно. При наличии основной быстродействующей защиты устанавливается шкаф ШДЭ 2801.

Шкаф ШДЭ 2802 содержит основной и резервный комплекты, имеющие независимые цепи переменного тока и питания оперативным постоянным током, раздельные цепи переменного напряжения, отдельные выходные промежуточные реле [44.4].

Основной комплект (по составу – ШДЭ 2801) содержит трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) с блокировками при качаниях (БК) и неисправностях цепей напряжения (БН), токовую отсечку, четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), реле УРОВ и блок питания.

Резервный комплект содержит двухступенчатые ДЗ и ТНЗНП, блок питания и использует устройства БК и БН основного комплекта. Возможны раздельная проверка или вывод одного из комплектов при сохранении в работе другого.

Предусмотрена возможность использования основного комплекта или шкафа ШДЭ 2801 с устройствами передачи и приема отключающих и разрешающих ВЧ сигналов.

**Особенности выполнения шкафа.** Цепи переменного тока и напряжения основного и резервного комплектов содержат блоки датчиков тока и напряжения. Датчики тока основного и резервного комплектов могут подключаться к разным трансформаторам тока.

Питание комплектов постоянным оперативным током осуществляется через блоки питания со стабилизаторами напряжения, подключаемые к разным автоматам оперативного тока. Для УРОВ – автономный блок питания.

Выходные цепи содержат по два выходных промежуточных реле в комплекте, общих для дистанционной и токовой защит. Реле действуют на отключение двух выключателей, пуск УРОВ, осциллографа, противоаварийной автоматики (ПА), регистратора, а также на останов секундомера.

Входные цепи шкафа принимают сигналы от внешних устройств на панелях управления выключателями, от защит других (параллельных) линий и от устройств телеотключения.

В логической части шкафа используются ИМС серии К511 с напряжением 15 В, герконовые реле РПГ2 и РПГ5, для надежной работы контактов которых используется напряжение 24 В, электромеханические промежуточные реле 110 (220) В.

Сигнализация местная осуществляется светоизлучающими диодами на лицевых панелях блоков и лампами на дверце шкафа: зеленая – срабатывание защит и белая – неисправность защиты.

Технические данные защит шкафа ШДЭ 2802 приведены на с. 635.

**Дистанционная защита основного комплекта. Шкаф ШДЭ 2801**

Измерительные органы каждой ступени имеют три реле сопротивления  $KZ$ , включенные на разность фазных токов и междуфазные напряжения (возможно включение на напряжение относительно нулевой точки системы). Характеристики срабатывания в плоскости  $Z$  даны на рис. 44.1. Характеристика II ступени охватывает начало координат (рис. 44.1, б). Для срабатывания ДЗ при КЗ вблизи от места установки защиты предусмотрен общий контур «памяти» для I и III ступеней [44.4].

Пусковой орган блокировки при качаниях (ПОБ) реагирует на скорость изменения комплекса тока  $\Delta I_2/\Delta t$  (рис. 44.2). Дополнительный канал реагирует на скорость изменения  $\Delta I_1/\Delta t$  и обеспечивает работу БК при незначительном

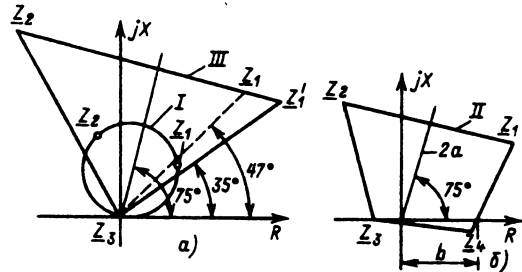


Рис. 44.1. Характеристики срабатывания измерительных органов сопротивления ДЗ ШДЭ 2801: а – I и III ступени; б – II ступень

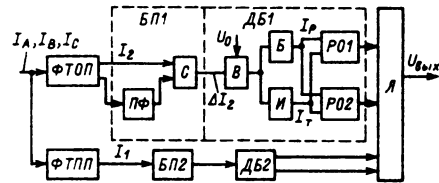


Рис. 44.2. Структурная схема пускового органа блокировки при качаниях ШДЭ 2801

или кратковременном появлении тока  $I_2$ , например при  $K^{(3)}$  [44.2].

Схема ПОБ содержит фильтр тока обратной последовательности  $I_2$  ФТОП с фильтром нижних частот, блок выделения приращений БП1, состоящий из инвертирующего полосового фильтра ПФ и сумматора С, дифференцирующий блок ДБ1, состоящий из выпрямителя В, безынерционного Б и интегрирующего И звеньев, чувствительного РО1 и грубого РО2 реагирующих органов и логики Л.

В нормальном режиме ток небаланса ФТОП суммируется в С с его же инвертированным значением и на выходе  $C \Delta I_2 = 0$ , т. е. сигнал отсутствует. Опорное напряжение  $U_0$ , определяющее минимальную уставку ПОБ, через В подается на входы Б и И, которые в установившемся режиме обеспечивают превышение тормозного сигнала  $I_T$  относительно рабочего  $I_p$ , при этом РО1 и РО2 не срабатывают и сигнала на выходе  $U_{вых}$  нет.

В начальный момент КЗ напряжение на выходе ПФ не изменяется, а на выходе С выделяется приращение  $\Delta I_2$ , подводимое через В к блокам Б и И. Поскольку сначала сигнал на выходе И не изменяется, то при условии, когда  $K \Delta I_2 > 1,3 U_0$ , получается  $I_p > I_T$  и срабатывает РО1. При качаниях отстройка от медленного изменения  $\Delta I_2$  на выходе ФТОП обеспечивается выбором коэффициента торможения и постоянной времени звена И.

Чувствительный  $PO1$  может срабатывать при коммутациях нагрузок или удаленных КЗ и недопустимо часто выводить защиту на длительное время. Уставка  $PO2$ , отстроенного от коммутации нагрузки, в 2–3 раза грубее уставки  $PO1$ . Грубый  $PO2$  обеспечит пуск защиты при КЗ на защищаемой линии, если она окажется выведенной после срабатывания  $PO1$ .

Канал  $\Delta I_1$  аналогичен, но грубее канала  $\Delta I_2$  в 2–3 раза.

Быстродействующие I и II ступени (с уменьшенной выдержкой времени) вводятся на заданное время (0,2; 0,4; 0,6 с) и выводятся на время блокирования (до возврата БК).

Медленнодействующие ступени (II с большей выдержкой и III) вводятся на 3, 6, 9 или 12 с до возврата БК в исходное состояние.

ПОБ защит ШДЭ 2801 и ПДЭ 2001 аналогичны.

Логическая часть ДЗ основного комплекта обеспечивает:

пуск каждой ступени с контролем устройствами БК и БН;

блокирование при качаниях быстродействующих ступеней защиты;

срабатывание отдельных ступеней с различными выдержками времени;

ускорение отдельных ступеней оперативно при включении выключателя и при приеме ВЧ сигнала;

контроль исправности;

тестовую проверку.

Принципиальная схема логической части приведена на рис. 44.3.

Логическая часть выполнена с использованием типовых логических элементов И – НЕ, упороченных элементов выдержки времени (элементы задержки), а также типовых элементов выдержки времени (реле времени). Вспомогательные промежуточные реле – герконовые типа РПГ-2.

*Работа защиты при КЗ в зоне I ступени.* При срабатывании хотя бы одного  $KZ1$ , переключении элемента  $D1.1$  и при наличии пусковых сигналов от устройств БК (пуск быстродействующих ступеней) и БН на входе  $D2.3$  последний переключается и открывает  $VT1$ . При этом через диод  $VD6$  сигнал поступает на выходной элемент защиты  $D7.2$ , который переключается и подает сигнал на  $D4.2$ . При наличии на двух других входах сигналов о срабатывании измерительного органа и об исправности схемы дистанционной защиты с выходного элемента автоматического контроля  $D4.3$  переключается  $D4.2$  и срабатывает выходное реле  $KL4$ , пускающее вспомогательные реле, действующие на выходные реле шкафа (на схеме отсутствуют).

Контакты реле  $KL1$  и  $KL2$  используются

для пуска ВЧ сигнала и регистратора соответственно. Предусматривается самоудерживание I ступени при условии одновременного срабатывания  $KZ2$  и БК (элементы  $D5.4$  и  $D3.1$ ), что предотвращает возврат защиты после начала ее срабатывания и по истечении времени ввода устройством БК. Возможен подхват первой ступени от  $KZ2$  при близких КЗ, когда она работает по «памяти» ( $D5.1$ ,  $SB1$  включен). При  $XВ4$  в  $XС7$  и отключенном  $SB3$  получаем I ступень с выдержкой времени  $DT1.1$ .

*Работа защиты при КЗ в зоне II ступени.* При срабатывании хотя бы одного из  $KZ2$ , переключении  $D2.1$  и наличии сигналов от БК и БН на входах  $D3.1$  или  $D3.2$  возможно срабатывание с разными выдержками времени: с меньшей при переключении  $D3.1$  и наличии сигнала от БК (пуск быстродействующих ступеней) или с большей при переключении  $D3.2$  и наличии сигнала пуска медленнодействующих ступеней от БК. При срабатывании II ступени с любой выдержкой времени через диоды  $VD5$  или  $VD3$  сигнал поступает на выходные логические элементы, как и при срабатывании I ступени. Самоудерживание элементов  $D3.1$  и  $D3.2$  обеспечивается элементами  $D5.4$  и  $D6.1$ . При оперативном ускорении II ступени контактом реле  $KL6$  через  $VD4$  сигнал поступает на выходные элементы защиты, при этом пуск от БК происходит через элемент  $D3.1$ , как и для быстродействующих ступеней. Возможно срабатывание I и II (с меньшей выдержкой) ступеней с пуском от БК, но без последующего вывода – сигнал от БК, обеспечивающий пуск медленнодействующих ступеней, поступает на  $D2.3$  и  $D3.1$ .

*Работа защиты при КЗ в зоне III ступени.* При срабатывании хотя бы одного из  $KZ3$ , переключении  $D2.2$ , при наличии на входах  $D4.1$  пусковых сигналов медленнодействующих ступеней от БК и БН он переключается, с выдержкой времени элемента  $DT2.2$  через диод  $VD2$  сигнал поступает на выходные логические элементы защиты. Самоудерживание  $D4.1$  при возврате БК обеспечивается элементом  $D6.2$ . Возможна работа III ступени помимо БК, когда ПОБ нечувствителен к КЗ, в зоне дальнего резервирования ( $XВ3$  в  $XВ6$ ), и защита контролируется только БН.

*Ускорение II (III) ступени* вводится контактом  $KL7$ , которое срабатывает при отключенном выключателе и при отсутствии напряжения на линии. При включении выключателей ускоряется II ступень ( $XВ1$  в  $XС1$ ) или III ступень ( $XВ1$  в  $XС2$ ).

*Передача отключающего (разрешающего) ВЧ сигнала № 2* при срабатывании  $KZ1$  ( $KZ1$  и  $KZ3$  при замкнутом  $SB2$ ) осуществля-



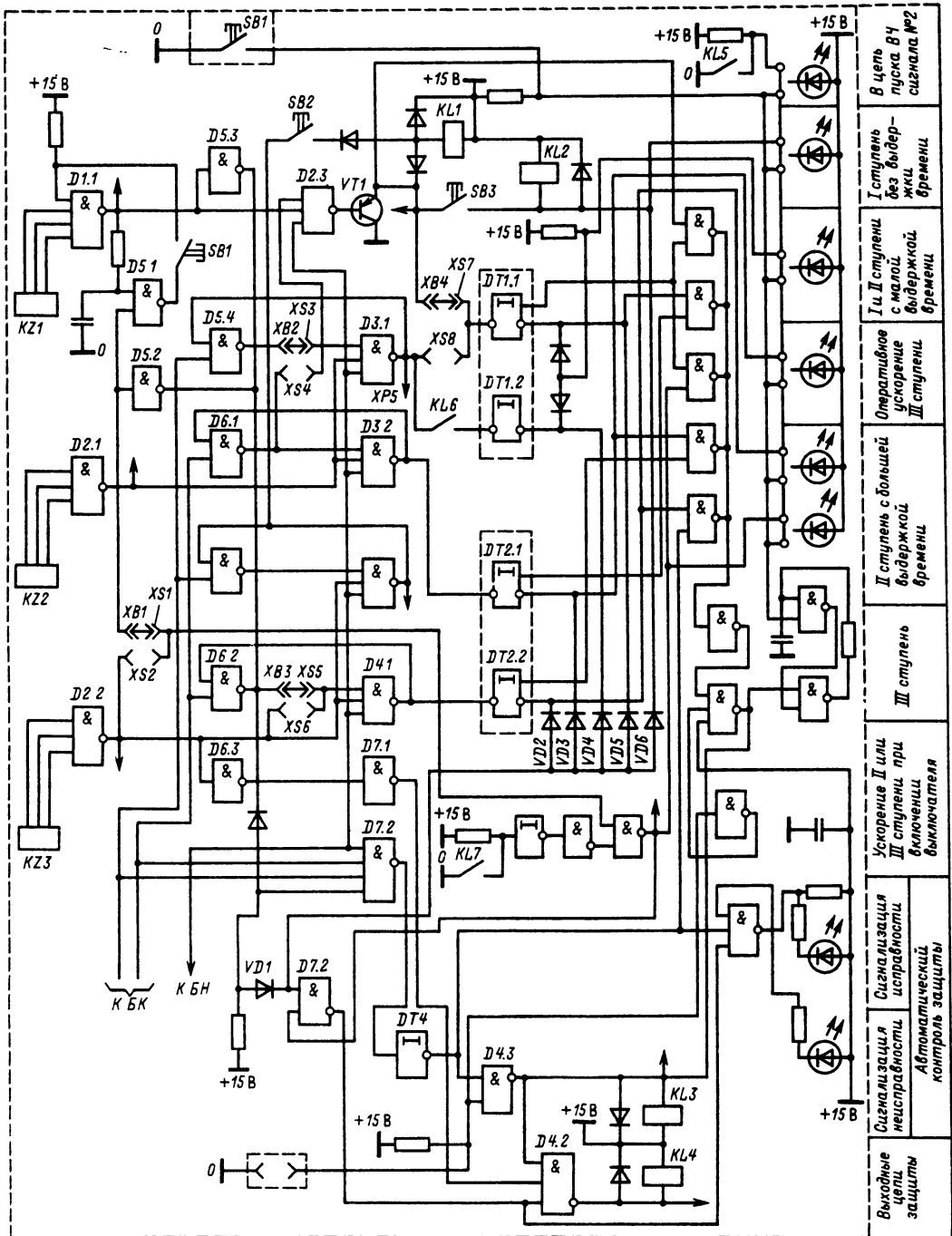


Рис. 44.3. Принципиальная схема логической части ДЗ ШДЭ 2801 (SB1 — кнопка возврата сигнализации)

ется контактом  $KL1$ , управляющим вспомогательным реле (в схеме отсутствует).

**Автоматический контроль и блокирование защиты.** При ложных срабатываниях элементов выдержки времени и логических фиксируется несоответствие состояния логической части и измерительных и пусковых органов. Сигналы срабатывания любого из  $KZ$  через  $D5.2$ ,  $D5.3$  и  $D6.3$  поступают на  $D7.1$  и  $D1.2$ . Сигналы срабатывания БК, БН и через диод  $VD1$  от логической части поступают на  $D1.2$ . При отсутствии сигнала  $D6.4$  через  $D7.1$  блокируется выходной элемент  $D4.2$  и реле  $KL4$  не срабатывает. Элемент  $D1.2$  переключается и через  $D4.3$  пускает  $KL3$ . Выдержка времени  $DT4$  больше максимального времени отключения  $K3$  (13 с). Контакт  $KL3$  – для сигнализации неисправности защиты.

При ложном срабатывании измерительных или пусковых органов (БК), а также контроля исправности цепей напряжения защита блокируется через время, которое больше достаточного для ее срабатывания, в предположении, что любой из измерительных или пусковых органов может находиться в сработанном состоянии не больше времени до отключения  $K3$ . Если длительность сигнала на выходе  $D1.2$  превышает выдержку времени  $DT4$ , последний срабатывает и через  $D4.3$  блокирует выходной элемент  $D4.2$ . Неисправность сигнализируется  $KL3$ .

Устройства тестового контроля позволяют контролировать защиту без дополнительной аппаратуры с помощью специальных блоков, размыкающих цепи питания выходных реле и исключающих ложные отключения вследствие ошибок персонала.

Сигнализация срабатывания отдельных каналов защиты осуществляется светодиодами, включенными на выходы триггеров «памяти». Кнопка  $SB1$  – возврат сигнализации.

**Выбор параметров срабатывания и проверка чувствительности измерительных органов дистанционной защиты (ШДЭ 2801 и ШДЭ 2802).** Характеристики срабатывания реле сопротивления представлены на рис. 44.1. Характеристика срабатывания реле сопротивления I ступени в плоскости сопротивлений имеет форму, близкую к окружности, проходящей через особые точки  $Z_1$ ,  $Z_2$  и  $Z_3$ . Окружность составлена из трех дуг, опирающихся на хорды  $Z_1Z_2$ ,  $Z_2Z_3$  и  $Z_3Z_1$ . Угол максимальной чувствительности реле составляет  $75^\circ$ .

Характеристика срабатывания II ступени – четырехугольник с вершинами  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$  и  $Z_4$ , охватывающий начало координат. Предусмотрены две ступени регулирования наклона правой боковой стороны четырехугольника  $b/a =$

$= 0,6$  и  $b/a = 0,3$ . Угол максимальной чувствительности равен  $75^\circ$  (название «угол максимальной чувствительности» для характеристик в виде четырехугольника, треугольника – условно и обозначает угол направления, по которому задается уставка  $Z_{уст}$ ).

Характеристика реле сопротивления III ступени – треугольник с вершинами  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$ . Предусмотрены две ступени регулирования наклона правой боковой стороны, проходящей через начало координат под углом  $\gamma = 47^\circ$  или  $\gamma = 35^\circ$  к оси  $R$ . Реле сопротивления I и III ступеней имеют общий блок памяти, обеспечивающий правильную работу реле при близких  $K3$ .

**Выбор выдержек времени ступеней защит.** В схеме предусмотрены I ступень без выдержки времени, II – с выдержкой, равной сумме времен действия УРОВ и ступени селективности, т. е.  $t_{уров} + \Delta t$  (если такая ступень удовлетворяет требованиям чувствительности), III ступень с выдержкой, выбираемой в общем случае по встречно-ступенчатому принципу. Все соотношения ниже приводятся для линий без УПК и ответвлений.

**Выбор сопротивлений срабатывания ступеней защиты.** Первичное сопротивление срабатывания I ступени  $Z_{c,3}^I$  выбирается по условию отстройки от металлического  $K3$  на шинах подстанции на противоположном конце линии:

$$Z_{c,3}^I \leq Z_{л1}/K_{отс},$$

где  $Z_{л1}$  – сопротивление защищаемой линии;  $K_{отс} = 1,15$  – коэффициент отстройки, учитывающий различные погрешности, неточность расчета электрических величин и необходимый запас.

Первичное сопротивление срабатывания II ступени  $Z_{c,3}^{II}$  принимается меньшим из полученных по условиям:

согласования с I ступенью защиты предыдущей линии

$$Z_{c,3}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left| Z_{л1} + \frac{1-\alpha}{K_{токII}} Z_{c,3,прел}^I \right| d;$$

для линий ВН (СН) – отстройки от  $K3$  на шинах СН (ВН) автотрансформатора ПС, примыкающей к противоположному концу линии, или отстройки от  $K3$  на стороне НН трансформатора ПС (включенного аналогично автотрансформатору)

$$Z_{c,3}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left| Z_{л1} + \frac{Z_T}{K_{ток,T}} \right| d;$$

согласования с I ступенью защиты, установленной на противоположном (по отноше-

нию к месту установки рассматриваемой защиты) конце параллельной линии —  $Z_{с,3}^I, \text{парал}$ , при каскадном отключении повреждения на ней

$$Z_{с,3}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left| Z_{л1} + \frac{1-\alpha}{K_{токI}} Z_{с,3,парал}^I \right| d;$$

здесь  $Z_T$  — минимально возможное сопротивление обмоток ВН и СН параллельно работающих автотрансформаторов или обмоток параллельно работающих трансформаторов (с учетом регулирования напряжения);  $\alpha=0,1$  — коэффициент, учитывающий различные погрешности измерительных трансформаторов и релейной аппаратуры;  $K_{токII}$ ,  $K_{токT}$ ,  $K_{токI}$  — коэффициенты токораспределения, равные отношению первичного тока в месте установки защиты к току, соответственно в предыдущей линии, автотрансформаторе или в параллельной линии; учитываются реально возможные режимы, дающие максимально возможные значения этих коэффициентов;  $d = \sin \varphi_3 / \sin \varphi_{maxч}$  — отношение синусов угла расчетного сопротивления (в приведенных выражениях  $\varphi_3$  — угла защиты) и угла максимальной чувствительности.

Если предыдущий участок состоит из двух параллельных линий, то выражение для первого из условий примет вид

$$Z_{с,3}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left| Z_{л1} + \frac{0,5Z_{л,пред}}{K_{токII}} \right| d.$$

Коэффициент чувствительности II ступени защиты определяется по выражению

$$K_ч = Z_{с,3}^{II} / Z_3,$$

где  $Z_3$  — максимальное первичное сопротивление в месте установки защиты при металлическом КЗ в конце защищаемой линии; на линиях с односторонним и двусторонним питанием  $Z_3 = Z_{л1}$ . Если угол  $\varphi_3$  комплекса  $Z_3$  отличается от угла максимальной чувствительности  $\varphi_{maxч}$ , то

$$K_ч = Z_{с,3}^{II} \sin \varphi_{maxч} / Z_3 \sin \varphi_3.$$

Допустимое в соответствии с ПУЭ значение  $K_ч \geq 1,25$ .

Если выбранная II ступень неудовлетворительна по чувствительности, то иногда возможно увеличить ее сопротивление срабатывания и выдержку времени с учетом следующего. Если определяющим было условие согласования с I ступенью предыдущей линии, то возможно согласование со II ступенью этой же защиты. Если определяющим было условие отстройки от КЗ за автотрансформатором на шинах СН (ВН), то согласование может производиться с I ступенью ДЗ на автотрансформаторе.

Наклон правой боковой стороны характеристики срабатывания реле сопротивления II ступени выбирается по условию отстройки от минимально возможного сопротивления  $Z_{нагр,расч}$  в максимальном нагрузочном режиме:

$$Z_{нагр,расч} = U_{min} / \sqrt{3} I_{раб,max},$$

где  $U_{min}$ ,  $I_{раб,max}$  — минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты и максимальное значение первичного тока в защищаемой линии в расчетном нагрузочном режиме.

Для повышения чувствительности к КЗ через переходное сопротивление значение  $b$  следует выбирать максимально возможным, удовлетворяющим отстройке от  $Z_{нагр,расч}$ .

При выборе параметров срабатывания III ступени защиты прежде всего рассматривается возможность отстройки от максимального нагрузочного режима по углу. Для этого следует выбрать угол  $\gamma$  наклона правой боковой стороны характеристики реле сопротивления III ступени:

$$\gamma = \varphi_{нагр,расч} + \varphi_{доп},$$

где  $\varphi_{доп} = 12^\circ$  — дополнительный угол, он должен превышать сумму погрешностей характеристики в сторону уменьшения  $\gamma$  (принимается около  $5^\circ$ ), погрешности расчетов нагрузочного режима, погрешности измерительных трансформаторов в сторону увеличения угла вектора сопротивления и запаса.

Если это условие удовлетворяется, то первичное сопротивление срабатывания III ступени  $Z_{с,3}^{III}$  выбирается по условию обеспечения требуемой чувствительности при каскадном отключении металлического КЗ в конце зоны резервирования по выражению

$$Z_{с,3}^{III} \geq K_{ч,треб} Z_3 \frac{\sin \varphi_3}{\sin \varphi_{maxч}},$$

где  $K_{ч,треб} = 1,2$  — требуемый в соответствии с ПУЭ наименьший коэффициент чувствительности [44.1];  $Z_3$  и  $\varphi_3$  — модуль и аргумент первичного сопротивления в месте установки защиты при металлическом КЗ в конце зоны резервирования.

Если не удастся обеспечить отстройку от нагрузочного режима по углу, то первичное сопротивление срабатывания III ступени  $Z_{с,3}^{III}$  выбирается по условию отстройки от  $Z_{нагр,расч}$  по выражению

$$Z_{с,3} \leq \frac{Z_{нагр,расч}}{K_{отс} K_b} \frac{\sin \varphi_{нагр,расч}}{\sin \varphi_{maxч}},$$

где  $K_b$  — коэффициент возврата реле сопротивления.

При выбранных значениях  $K_{отс}$ ,  $K_v$  и  $\varphi_{maxч}$  получается:

$$Z_{с,3}^{III} \leq 0,758 Z_{нагр,расч} \sin \varphi_{нагр,расч}.$$

После этого проверяется, обеспечивается ли требуемый коэффициент чувствительности:

$$K_ч \geq \frac{Z_{с,3}^{III} \sin \varphi_{maxч}}{Z_3 \sin \varphi_3}.$$

Для правильной работы должна быть проверена чувствительность каждой ступени по току точной работы, определяемая коэффициентом чувствительности  $K_{ч,т}$  при КЗ между тремя фазами в расчетной точке:

$$K_{ч,т} = I_{3,min}/I_{3,т},$$

где  $I_{3,т}$  – минимальный первичный ток точной работы рассматриваемой ступени защиты.

Ток  $I_{3,min}$  для I и II ступеней допустимо определять при КЗ в конце защищаемой линии, при этом минимальное значение  $K_{ч,т} \geq 1,3$ .

Для обеспечения согласования защит смежных линий проверка по току точной работы должна производиться для той ступени защиты предыдущей линии, с которой согласована защита последующей линии.

#### Токовые защиты основного комплекта

*Измерительные органы защиты.* Основной комплект содержит токовую отсечку от многофазных КЗ и токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) от КЗ на землю.

Измерительный орган тока отсечки от междуфазных КЗ включен на токи фаз А и С.

Измерительные органы ТНЗНП – реле тока нулевой последовательности  $KAN1$ ,  $KAN2$ ,  $KAN3$  и  $KAN4$  в I–IV ступенях защиты соответственно (рис. 44.4); орган направления мощности, содержащий разрешающее  $KW1$  и блокирующее  $KW2$  реле направления мощности; реле минимального напряжения  $KV1$  – нулевой последовательности. Пунктиром выделены части схемы, размещающиеся в различных модулях (Е2 и Е3) с независимыми позиционными обозначениями.

Измерительная схема реле III ступени  $KAN3$  содержит фильтры, обеспечивающие необходимую отстройку органа от периодических и аperiodических бросков намагничивающих токов трансформаторов при разновременности включения фаз выключателей, а также от переходных и установившихся токов небаланса. Измерительный орган тока IV ступени с целью повышения надежности защиты содержит два идентичных реле  $KAN4.1$  и  $KAN4.2$ .

В схеме разрешающего реле  $KW1$  воз-

можна компенсация напряжения нулевой последовательности с целью повышения чувствительности к удаленным КЗ на землю.

Реле  $KV1$  предназначено для фиксации исчезновения напряжения третьей гармоники на зажимах вторичных обмоток ТУ, соединенных в разомкнутый треугольник, для обнаружения неисправностей в цепях напряжения нулевой последовательности. Напряжения срабатывания  $KV1$  не отстраиваются от напряжения небаланса основной частоты. Реле  $KV1$  действует на сигнал или вывод направленности защиты. Технические данные токовых защит приведены на с. 635.

*Логическая часть ТНЗНП основного комплекта – шкаф ШДЭ 2801.* Она обеспечивает: контроль направленности работы ступеней с разрешающим или блокирующим реле  $KW$ , а также автоматический вывод направленности;

срабатывание ступеней защиты с различными выдержками времени;

ускорение отдельных ступеней защиты при включении выключателя, оперативное ускорение, ускорение с контролем направления мощности по параллельной линии, а также при приеме «разрешающего» ВЧ сигнала;

защиту в неполнофазном режиме, вызванном неполнофазным включением и отключением выключателя на линии без ОАПВ;

надежное действие УРОВ без дополнительной выдержки времени при неполнофазном отказе выключателя и переходе многофазного КЗ в однофазное;

постоянный автоматический контроль исправности и возможность тестовой проверки.

*Особенности выполнения схемы.* 1. Направленность I и II ступеней обеспечивается разрешающим реле  $KW1$ , а III и IV – разрешающим  $KW1$  или блокирующим  $KW2$  (через накладку  $XB5$  или  $XB6$ ). Возможно выполнение каждой ступени ненаправленной – накладки  $XB3$ ,  $XB4$ ,  $XB7$  и  $XB8$  сняты. Возможен автоматический вывод направленности при неполнофазном режиме вследствие отказа выключателя при отключении КЗ, когда при установке ТУ на линии возможны отказ разрешающего  $KW1$  или излишнее срабатывание блокирующего  $KW2$ .

Вывод направленности при отключении КЗ обеспечивает надежное действие УРОВ, а при включении на КЗ – действие защиты на отключение. Вывод направленности обеспечивается элементом  $D7.1$  при появлении на одном из его входов сигналов:

для вывода направленности в случае неполнофазного включения на КЗ от реле ускорения  $KL3$  через переключку  $XB1$  (пуск  $KL3$

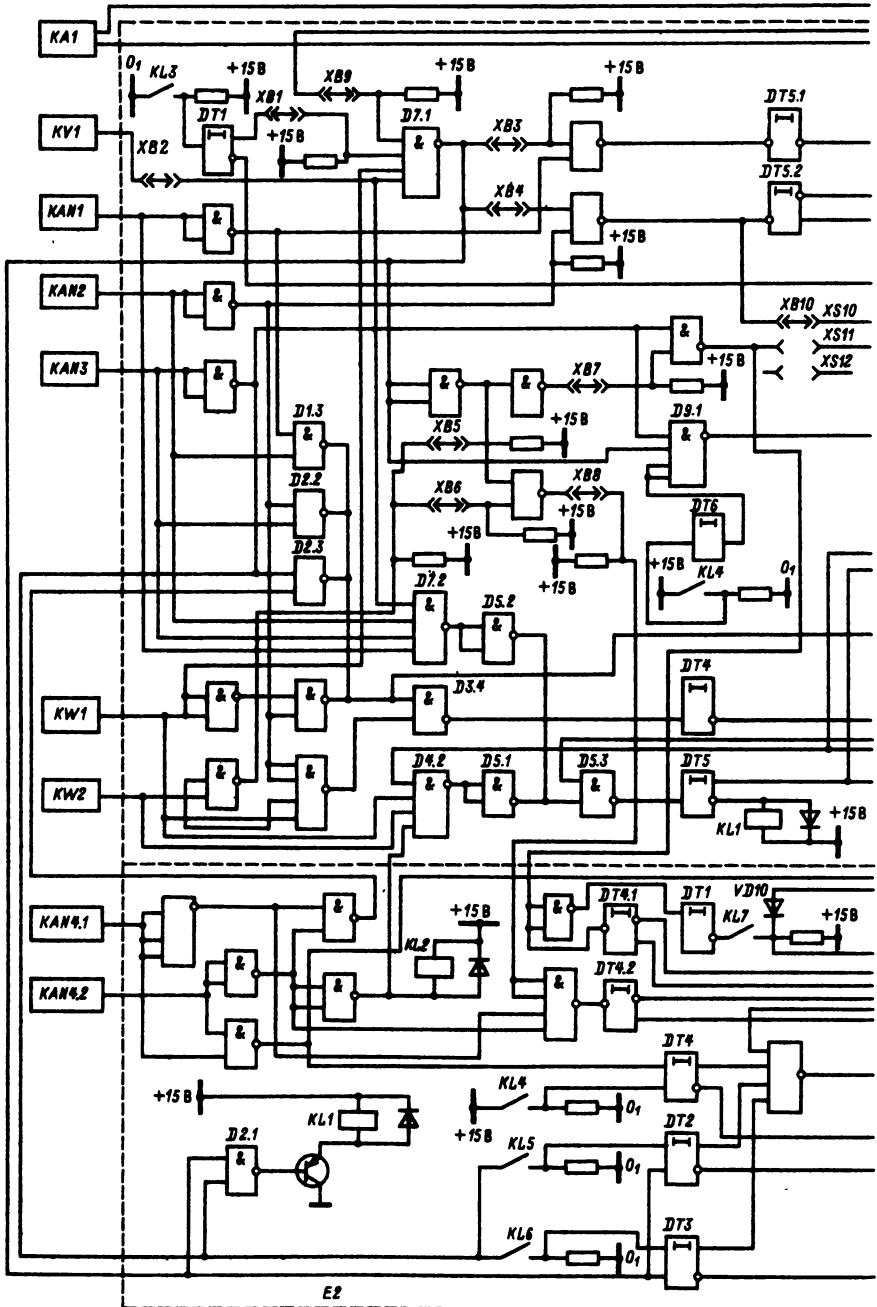
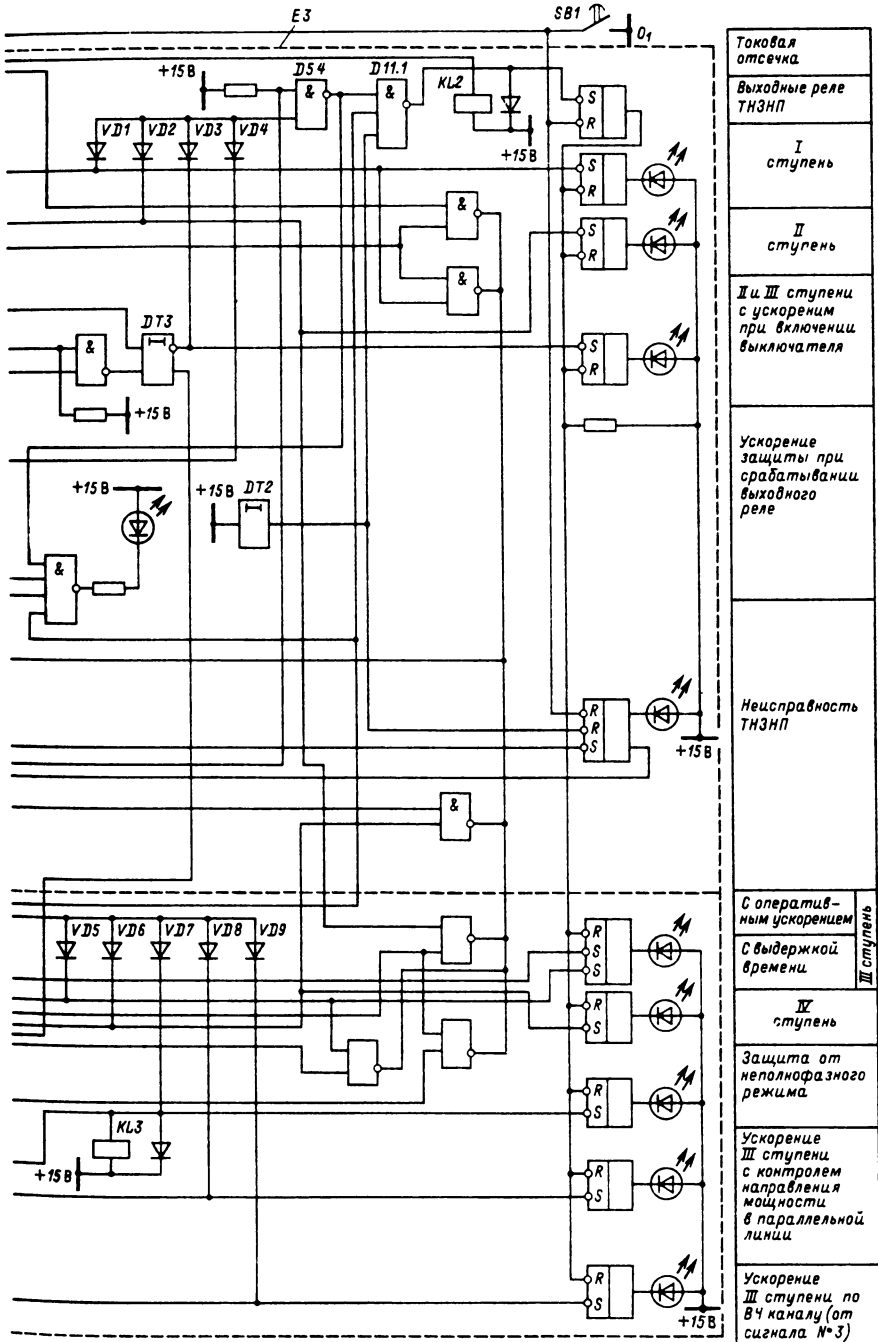


Рис. 44.4. Принципиальная схема логической



Части токовых защит шкафа ШДЭ 2801

аналогичен пуску в дистанционной защите); вывод направленности на время, достаточное для срабатывания защиты, обеспечивается элементом *DT1*;

для случая неполнофазного отключения *K3* — от выходного логического элемента *D11.1* (*XB9* установлена);

при исчезновении напряжения нулевой последовательности от реле *KV1* через *XB2*.

2. Возможно срабатывание I ступени без выдержки времени или для отстройки от разновременности включения фаз выключателей с выдержкой времени элемента *DT5.1*, сигнал с выхода которого через *VD1* поступает на выходные логические элементы *D5.4* и *D11.1*. При переключении *D11.1* срабатывает *KL2*, пускающее вспомогательное реле, действующее на выходные реле шкафа (на схеме не приведены).

При срабатывании II ступени с выдержкой времени элемента *DT5.2* сигнал через *VD2* поступает на выходные элементы и реле *KL2*.

При срабатывании III ступени с выдержкой времени, создаваемой элементом *DT4.1*, сигнал через *VD5* (модуль *E2*) поступает на выходные элементы и *KL2*.

3. Ускорение II или III ступени при включении выключателя имеет место при установке перемычки *XB10* в гнезда *XS10* — II ступень, в *XS11* — III ступень, в *XS12* — без ускорения. Ускоряемая ступень контролируется разрешающим *KW1*. Ускорение вводится контактом *KL3* на заданное время — время возврата элемента *DT1*. Для отстройки при необходимости ускоряемой ступени по времени от бросков намагничивающего тока используется элемент *DT3*.

4. Оперативное ускорение III ступени вводится ключом (на рисунке отсутствует) и в схеме обеспечивается контактом *KL7* (*E2*) с выдержкой времени элемента *DT1* (*E2*). Через *VD6* (*E2*) сигнал поступает на выходные элементы защиты.

5. Ускорение III ступени с контролем направления мощности в параллельной линии контролируется одновременно своим разрешающим *KW1* и блокирующим *KW2* реле аналогичной защиты параллельной линии. В цепь контроля ускоряемой ступени включается контакт реле положения «включено» выключателя параллельной линии. Для линий с одним выключателем, отходящих от сборных шин, цепь контролируется также контактом реле положения «включено» шиносоединительного выключателя, выводящим защиту при отключении последнего. Контакты указанных реле включены в цепь обмотки реле *KL5*. Контакт последнего (в *E2*) замыкает цепь ускорения. Для отстройки от разновременности включения

фаз выключателя возможна выдержка времени (*DT2* в модуле *E2*). Сигнал с выхода *DT2* через диод *VD8* (в *E2*) поступает на выходные логические элементы защиты (*E3*). Для передачи информации о срабатывании *KW2* данной защиты в ТНЗНП параллельной линии к выходу *KW2* подключено промежуточное реле, контакт которого выведен на зажимы шкафа.

6. Ускорение III ступени по ВЧ каналу осуществляется с использованием «разрешающего» сигнала № 3 с контролем пуска направленной III ступенью (элемент *D2.1* и реле *KL1* в *E2*). Контакт *KL1* выведен на зажимы шкафа и используется для связи с ВЧ аппаратурой. Действие на отключение при поступлении ВЧ сигнала № 3 (контакт *KL6* в *E2*) контролируется также направленной III ступенью. Необходимую для отстройки от разновременности включения фаз задержку можно получить, использовав элемент *DT3* в *E2*. Сигнал через *VD7* (*E2*) поступает на выходные элементы защиты.

7. Надежное действие УРОВ без дополнительной выдержки времени при неполнофазном отказе выключателя и переходе многофазного *K3* в однофазное обеспечивается подхватом срабатывания выходных реле шкафа при срабатывании *KAN3* и *KW1* при условии предшествующего срабатывания защит от междуфазных *K3* (*D3* или токовой отсечки). Подхват срабатывания ТНЗНП осуществляется контактом *KL4*, и через *DT6*, *D9.1* и *VD1* сигнал поступает на выходные элементы защиты (*E3*).

8. Защита от неполнофазного режима, возможного при неполнофазном включении или отключении выключателя, должна действовать на отключение выключателя, запрет АПВ и пуск ВЧ сигнала № 1 для отключения выключателя противоположного конца линии и запрет АПВ этого выключателя. Пуск защиты и ВЧ сигнала № 1 обуславливается замыканием контакта реле *KL4* (*E2*) при одновременном срабатывании любого из *KAN4*.

Для действия защиты (замыкания *KL4*) при одном выключателе на линии необходимо срабатывание его реле непереклечения фаз, а при двух выключателях цепь пуска контролируется этим же контактом и контактом реле положения «отключено» второго выключателя (в режиме отключения последнего). Защита выполнена с выдержкой времени элемента *DT4* (*E2*), одновременно выполняющего функцию И (сигнал от *KAN4*). Для исключения ложного срабатывания при помехах действие защиты от неполнофазных режимов при приеме ВЧ сигнала № 1 контролируется реле *KAN4* или устройством блокировки при качаниях.

9. Удвоение реле *KAN4* (наиболее чувствительных) позволяет, используя взаимный контроль, повышать надежность, снижая вероятность ложных и излишних срабатываний ТНЗНП при неисправностях в органах тока. При срабатывании IV ступени сигнал с выхода *DT4.2 (E2)* через *VD9* поступает на выходные элементы и реле *KL2 (E3)*.

Для исключения ложного срабатывания ТНЗНП при подаче питания выходной логический элемент *D11.1* блокируется на заданное время (*DT2*).

10. Автоматический функциональный контроль позволяет обнаружить:

- ложное срабатывание измерительных и логических органов;
- отказы срабатывания измерительных органов;
- излишние срабатывания измерительных органов.

Возможность ложных срабатываний практически устраняется контролем, основанным на том, что отдельные измерительные органы и элементы логики не могут находиться в сработавшем состоянии в течение времени, превышающего время отключения *K3 (D7.2, D4.2, D5.2, D5.1, D5.3 и DT5)*.

Возможность отказов и излишних срабатываний фиксируется при несоответствии состояния измерительных органов при *K3*, для чего сигналы грубого и инвертированного, более чувствительного, измерительных органов попарно (I–II, II–III и III–IV) подаются на *D1.3, D2.2, D2.3*. Контроль излишних и ложных срабатываний *KW1* и *KW2* фиксируется при одновременном срабатывании реле с инвертированными характеристиками.

**Выбор параметров срабатывания и проверка чувствительности токовых защит ВЛ 110–330, 500 кВ и выше (одночные с двусторонним питанием линии без УПК).** *Токовая отсечка от междуфазных КЗ.* Ток срабатывания отсечки без выдержки времени выбирается большим из условия отстройки от  $K^{(3)}$  вне защищаемой линии

$$I_{c,3} = K_{отс} I_{кмах}^{(3)},$$

где  $I_k^{(3)}$  – наибольшее из значений периодической составляющей тока в защите при  $K^{(3)}$  на шинах ПС, связываемых линией;  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки, учитывающий наличие аperiodической и периодических составляющих в токе, а также условия отстройки от уравнительного тока при качаниях в системе

$$I_{c,3} = K_{отс} I_{ур,кач},$$

где  $K_{отс} = 1,1$ ;  $I_{ур,кач}$  – максимальный уравнительный ток качаний в полнофазном режиме.

Вторичный ток срабатывания  $I_{c,p} = I_{c,3}/K_I$  и  $K_I$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент чувствительности отсечки при  $K^{(2)}$  вблизи от места установки защиты в наиболее вероятном режиме допустимо иметь не менее 1,2, поскольку отсечка – защита вспомогательная.

*Токовая защита нулевой последовательности.* I ступень – отсечка без выдержки времени, I и II – отсечки с выдержкой времени, IV – чувствительная защита с выдержкой времени, выбираемой по возможности по встречно-ступенчатому принципу. Выдержки времени II и III ступеней согласуются с выдержками времени ступеней предыдущих элементов, с которыми производится согласование по току (линии, автотрансформаторы), с учетом выдержки времени УРОВ [для III ступени, если на предыдущем участке нет основной быстродействующей защиты и при этом понижена чувствительность (менее 1,3) II ступени].

Расчет параметров производится в следующем порядке.

1. Ток срабатывания I ступени выбирается по условиям отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в защите:

при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции;

в неполнофазном кратковременном режиме при одновременном включении фаз выключателя;

в неполнофазном режиме в цикле ОАПВ на линии.

Ток срабатывания по первому условию

$$I_{0c,3} \geq K_{отс} \cdot 3I_{03}$$

и по второму и третьему

$$I_{0c,3} \geq K_{отс} \cdot 3I_{0неп},$$

где  $K_{отс} = 1,3 \div 1,5$  – коэффициент, учитывающий погрешности и запас;  $I_{03}$  – максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю на противоположной подстанции;  $I_{0неп}$  – максимальное значение тока нулевой последовательности в защите в неполнофазном режиме при одновременном включении фаз или в цикле ОАПВ на защищаемой линии.

Второе и третье условия могут не рассматриваться, когда от одновременности включения I ступень отстраивается по времени, а при ОАПВ предусматривается автоматический вывод из работы. Ток  $3I_{0неп}$  рассчитывается в соответствии с [44.4]. Ток срабатывания I ступени дополнительно проверяется по условиям отстройки от броска намагничивающего тока трансформаторов; если в сети



возможно их включение под напряжение через рассматриваемую линию.

2. Ток срабатывания II ступени выбирается по условиям:

а) отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю за автотрансформатором предыдущей ПС (на стороне смежного напряжения);

б) согласования с I ступенью защиты предыдущей линии или защиты от замыканий на землю, установленной на стороне смежного напряжения автотрансформатора предыдущей ПС (вместо условия в п. «а», если это необходимо для повышения чувствительности);

в) отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в защите в неполнофазном режиме в цикле ОАПВ на защищаемой или предыдущей линии, а также в длительном неполнофазном режиме на предыдущей линии. Отстройка от токов в цикле ОАПВ не требуется, если ступень отстроена по времени или выводится в цикле ОАПВ из работы.

Ток срабатывания по условию в п. «а»

$$I_{0c,3}^{II} \geq K_{отс} \cdot 3I_{0з},$$

где  $K_{отс} = 1,3$  при использовании РТ40 и  $K_{отс} = 1,2$  — для других реле;  $I_{0з}$  — максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при КЗ на землю за автотрансформатором противоположной подстанции.

По условию в п. «б»

$$I_{0c,3}^{II} \geq K_{отс} \cdot 3I_{0расч},$$

где  $K_{отс} = 1,1$  и  $I_{0расч}$  — расчетный ток — максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в рассматриваемой защите при КЗ на землю в конце зоны ступени защиты, с которой производится согласование.

Возможно графическое определение  $3I_{0расч}$  в соответствии с рис. 44.5. Для радиальной и кольцевой сетей с одиночными линиями без диагональных связей  $3I_{0расч}$  можно определить аналитически, и ток срабатывания получается

$$I_{0c,3} \geq K_{отс} K_{ток} I_{0c,3,пред},$$

где  $I_{0c,пред}$  — ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование;  $K_{ток}$  — максимальный коэффициент токораспределения, равный отношению тока в рассматриваемой защите к току в защите, с которой производится согласование, при КЗ в конце зоны последней. Поскольку в указанных сетях при перемещении КЗ вдоль смежной линии  $K_{ток}$  остается неизменным, он может быть рассчитан при КЗ в любой точке этой линии.

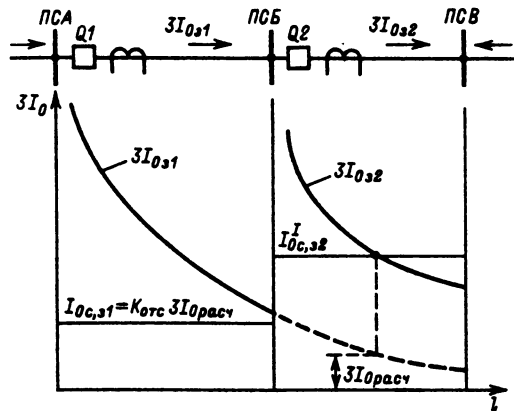


Рис. 44.5. Графическое определение тока срабатывания II ступени ТНЗНП ШДЭ 2801

При  $t_{с,р}^{II} = 1,0 \div 1,5$  с дополнительно проверяется условие отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при качаниях и асинхронном ходе.

Чувствительность защиты по току оценивается выражением

$$K_{ч,т} = 3I_{0зmin}/I_{0c,3},$$

где  $I_{0зmin}$  — минимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при расчетном виде КЗ в расчетном режиме;  $I_{0c,3}$  — первичный ток срабатывания ступени.

Чувствительность проверяется при однофазном, а иногда и при двухфазном КЗ на землю.

При КЗ в конце линии и на шинах противоположной ПС допустимый  $K_{ч,т} \geq 1,5$ . При наличии надежно действующей резервной ступени при КЗ в конце линии допустимо иметь  $K_{ч,т} = 1,3$ , а при наличии отдельной защиты шин противоположной подстанции при КЗ в конце линии достаточно иметь  $K_{ч,т} = 1,5$  при каскадном отключении (сети 500 кВ). При недостаточной чувствительности II ступени может оказаться полезным согласование по току и по времени со II ступенью предыдущей линии.

Если минимально допустимые значения коэффициентов чувствительности не получаются, дополнительно ко II устанавливается III ступень.

3. Ток срабатывания III ступени выбирается по условию согласования с защитой предыдущей линии или автотрансформатора, установленной на стороне смежного напряжения, и по условию отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в неполнофазных режимах, как в п. 2. Для III ступени

также дополнительно проверяется отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при качаниях, асинхронном ходе и при КЗ между тремя фазами за трансформаторами (автотрансформаторами) данного и противоположного концов линии.

Чувствительность III ступени проверяется в тех же режимах и точках, что и в случае II ступени.

4. Ток срабатывания IV ступени отстраивается от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при трехфазных КЗ за трансформаторами и на стороне НН автотрансформаторов:

$$I_{0c,3} = K_{отс} K_{пер} K_{нб} I_{расч},$$

где  $K_{отс} = 1,25$ ;  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме:  $K_{пер} = 2$  при  $t_{с,р} = 0,1$  с и  $K_{пер} = 1$  при  $t_{с,р} = 0,6$  с;  $K_{нб}$  – коэффициент небаланса, зависящий от кратности расчетного тока к номинальному, трансформаторов тока: при  $I_{расч} = (2 \div 3) I_{ном}$   $K_{нб} = 0,05$ , при больших кратностях, но меньших предельной  $K_{нб} = 0,05 \div 1$ ;  $I_{расч}$  – максимальное значение фазного тока, проходящего в месте установки защиты при внешнем трехфазном КЗ.

Ток срабатывания этой ступени проверяется по условию отстройки от суммарного тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока в максимальном нагрузочном режиме [44.5]. Коэффициент чувствительности ступени проверяется при однофазных КЗ в конце зоны резервирования и допускается не менее 1,2 (при каскадном отключении КЗ).

Когда IV ступень не удовлетворяет условиям чувствительности, допустимо выбрать ток срабатывания по условию обеспечения требуемой чувствительности и дополнительно проверить выбранный ток срабатывания по

условию отстройки от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме. Ориентировочно в расчетах можно принять  $I_{0c,3}^V = (0,05 \div 0,1) I_{ном}$ , но не менее 60 А.

5. Направленность ступеней защиты обеспечивается органом направления мощности, содержащим разрешающее KW1 и блокирующее KW2 реле. Вольтамперная характеристика реле, выполненного на базе ИМС, приведена на рис. 44.6, а.

Параметры срабатывания:  $I_{0c,3}$  – первичный ток срабатывания и  $U_{0c,3}$  – первичное напряжение срабатывания – отстраиваются от суммарного значения небаланса в нагрузочном режиме:

$$I_{0c,3} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} (I_{0нб} + 3I_{0н,р});$$

$$U_{0c,3} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} (U_{0нб} + 3U_{0н,р});$$

$$I_{0нб} = K_{нб} I_{нагр max},$$

где  $K_{отс} = 1,25$ ;  $K_{в} = 0,8$ ;  $I_{0нб}$  – первичный ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока в максимальном нагрузочном режиме;  $K_{нб} = 0,05$  – коэффициент небаланса;  $U_{0нб}$  – первичное напряжение небаланса в нагрузочном режиме, ориентировочно  $U_{0нб} = 1,5 \div 2$  В;  $I_{0н,р}$ ,  $U_{0н,р}$  – ток и напряжение нулевой последовательности, обусловленные несимметрией в системе при несимметрии нормального режима.

Отстройка первичных тока и напряжения срабатывания от небалансов при качаниях, асинхронном ходе и несинхронных включениях необходима, если токи срабатывания реле тока соответствующих ступеней не отстроены от этих небалансов или эти ступени не отстроены по выдержкам времени от указанных режимов.

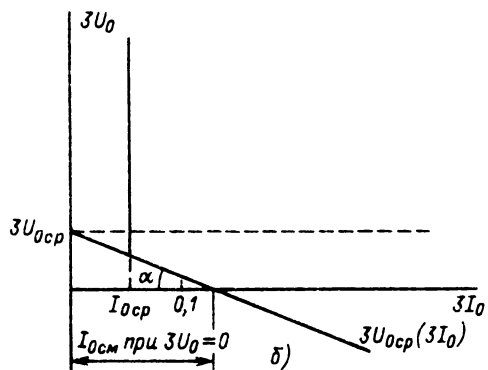
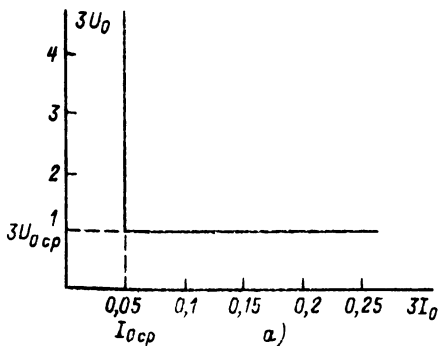


Рис. 44.6. Вольтамперные характеристики реле направления мощности

Ток и напряжение срабатывания реле направления мощности определяются выражениями

$$I_{0c,р,м} = I_{0c,з,м}/K_I \text{ и } U_{0c,р,м} = U_{0c,з,м}/K_U.$$

Коэффициент чувствительности проверяется раздельно по току и напряжению:

$$K_{ч,т}^м = 3I_{0зmin}/I_{0c,р,м}K_I \text{ и } K_{ч,н}^м = \\ = 3U_{0зmin}/U_{0c,р,м}K_U,$$

где  $I_{0зmin}$  и  $U_{0зmin}$  — минимальные значения периодической составляющей тока и напряжения нулевой последовательности в месте установки защиты в расчетном режиме.

Минимально допустимые коэффициенты чувствительности по току и напряжению при КЗ в конце линии равны 1,5 и при КЗ в конце зоны резервирования — 1,2.

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, можно использовать устройство компенсации напряжения на линии. Дополнительно необходимо определить значение сопротивления компенсации — так называемое сопротивление смещения  $Z_{см}$ . Вольт-амперная характеристика со смещением показана на рис. 44.6,б. Собственно в реле направления мощности принят параметр тока смещения  $I_{0см}$ , определяемый как  $I_{0см} = U_{0уст}/Z_{см}$ , где  $U_{0уст}$  определяется ближайшим значением  $K$  рассчитанному ранее  $U_{0c,р,м}$ .

Значение  $Z_{см}$  должно приниматься меньшим из двух, определяемых условиями:

увеличения напряжения  $3U_{0з}$ , подводимого к защите, до значения, обеспечивающего необходимую чувствительность;

исключения излишних срабатываний защиты при КЗ вне защищаемой зоны за шинами ПС, где установлена рассматриваемая защита.

В соответствии с условиями выбор  $Z_{см}$  производится по выражениям

$$\frac{3U'_{0з}}{K_U} = \frac{U_{0c,з}}{K_U} K_{ч} + Z_{см} \frac{I_{0c,з}^V}{K_I}; \\ \frac{3U'_{0з}}{K_U} > \frac{U_{0c,з}}{K_U K_{отс}} - Z_{см} \frac{3I_{0max}}{K_I K_{отс}},$$

или после преобразований

$$Z_{см} = \frac{K_I}{K_U I_{0c,з}^V} (3U'_{0з} - U_{0c,з} K_{ч}); \\ Z_{см} < \frac{K_I}{K_U I_{0max}} \left( 3U'_{0з} - \frac{3U_{0c,з}}{K_{отс}} \right),$$

где  $3U'_{0з}$  и  $3U''_{0з}$  — утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты при КЗ на землю в конце зоны резервирования и при КЗ на шинах ПС, где установлена защита;  $I_{0max}$  — максимальный утроен-

ный ток нулевой последовательности в месте установки защиты.

Если оба условия не могут быть удовлетворены, то компенсация не может быть использована. В этом случае может оказаться целесообразным использование «блокирующего» реле  $KW2$  (см. рис. 44.4).

Ток срабатывания  $KW2$ , как и для  $KW1$ , должен быть согласован с током срабатывания реле тока контролируемых ступеней защиты:

$$I_{0c,з}/K_I \geq K_{отс} I_{0c,р,м},$$

где  $I_{0c,з}$  — ток срабатывания наиболее чувствительной направленной ступени защиты (чаще — четвертой) и  $K_{отс} = 1,2$ .

Для блокирующего реле принимается  $U_{0c,р,м} = 0,5 V$ .

Возможность использования варианта с «блокирующим» реле оценивается поведением реле  $KW2$  при внешнем КЗ в направлении, противоположном направлению действия рассматриваемой ступени: «блокирующее» реле должно при этом надежно сработать и разомкнуть цепь защиты:

$$3U_{0з} \geq U_{0c,р,м} K_U,$$

где  $3U_{0з}$  — утроенное падение напряжения нулевой последовательности на сопротивлении защищаемой линии (без учета результирующего сопротивления от шин противоположной подстанции до нулевой точки системы).

Пропорциональность изменения тока и напряжения нулевой последовательности в месте включения защиты для рассматриваемых сетей позволяет записать

$$\frac{3U_{0з}}{3I_{0з}} \geq \frac{K_{отс} U_{0c,р,м} K_U}{I_{0c,з}}.$$

Для повышения надежности срабатывания защиты целесообразно хотя бы одну из ступеней, охватывающую с достаточным запасом чувствительности всю линию, выполнять ненаправленной и направленной с использованием «блокирующего» реле.

6. Дополнительные условия, выполнение которых необходимо в более общих и сложных случаях, подробно рассмотрены в [44.5].

#### Резервный комплект защит шкафа ШДЭ 2802

Резервный комплект предназначен для ближнего резервирования при отказе защит основного комплекта и поэтому содержит только двухступенчатые дистанционную защиту от многофазных КЗ и ТНЗНП от КЗ на землю. В целях упрощения отсутствуют все виды ускорения ступеней с выдержками времени, не предусмотрена передача сигналов телеотключения и частично используется аппара-

тура основного комплекта, но при выходе последнего из строя защиты резервного комплекта остаются в работе. При потере напряжения питания основного комплекта возможно действие ДЗ резервного помимо блокировки при качаниях или с использованием упрощенной блокировки, реагирующей на скорость приращения сопротивления.

Данные резервного комплекта приведены ниже.

**Основные технические данные шкафа ЩДЭ 2802**

**Основные параметры защит шкафа**

Номинальный ток, А . . . . .	5 или 1
Номинальное напряжение переменного тока, В . . . . .	100
Частота, Гц . . . . .	50
Номинальное напряжение оперативного постоянного тока, В . . . . .	220 или 110

**Дистанционная защита**

*Реле сопротивления I ступени основного и резервного комплектов*

Минимальная уставка срабатывания $Z_{уст\ min}$ , Ом/фазу . . . . .	1,25 (0,25)*; 2,5 (0,5); 5,0 (1,0)
---	--

Кратность регулирования уставки в цепях напряжения . . . . . 20

Диапазон токов 10%-ной точности  $I_{т,р}$ , А, при  $Z_{уст}$ , Ом/фазу:

1,25 (0,25) . . . . .	1,2—40 (6—200)
2,5 (0,5) . . . . .	0,6—20 (3—100)
5 (1) . . . . .	0,3—10 (1,5—50)

Угол максимальной чувствительности . . . . . 75°

Время действия, с: при  $I = 2 I_{т,р}$  и при  $0 \leq Z_p \leq Z_y$  . . . . . 0,035

*Реле сопротивления II ступени основного и резервного комплектов*

Минимальная уставка срабатывания $Z_{уст\ min}$ , Ом/фазу . . . . .	1,25 (0,25); 2,5 (0,5); 5,0 (1,0)
---	---

Кратность регулирования уставки в цепях напряжения . . . . . 20

Диапазон токов 10%-ной точности, А, при  $Z_{уст}$ , Ом/фазу:

1,25 (0,25) . . . . .	1,2—40 (6—200)
2,5 (0,5) . . . . .	0,6—20 (3—100)
5 (1) . . . . .	0,3—10 (1,5—50)

Время действия, с, при  $I=2 I_{т,р}$ ,  $0,1 Z_y < Z_p < 0,6 Z_y$  . . . . . 0,050

*Реле сопротивления III ступени основного комплекта*

Минимальная уставка срабатывания $Z_{уст\ min}$ , Ом/фазу . . . . .	2,5 (0,5); 5 (1,0); 10 (2)
---	----------------------------------

*Продолжение*

Кратность регулирования уставки в цепях напряжения . . . . .	45
Диапазон токов 10%-ной точности, А, при $Z_{уст}$ , Ом/фазу:	
2,5 (0,5) . . . . .	0,6—20 (3—100)
5 (1) . . . . .	0,2—10 (1—50)
10 (2) . . . . .	0,1—5 (0,5—25)
Время действия, с, при $I = 2 I_{т,р}$ и $0 < Z_p < 0,6 Z_{уст}$ . . . . .	0,050
Коэффициент возврата реле сопротивления I—III ступеней, определяемый при $I_{ном}$ . . . . .	1,05
<i>Пусковой орган устройства блокировки при качаниях (основного комплекта)</i>	
Ток срабатывания (по изменению тока обратной последовательности), А:	
чувствительного органа . . . . .	0,04 (0,2); 0,08 (0,4); 0,16 (0,8)
грубого органа . . . . .	0,12 (0,6); 0,24 (1,2); 0,48 (2,4)
Время срабатывания, с, при двухфазном КЗ и токе $I = 2I_{т,р}$ реле сопротивления III ступени . . . . .	0,015

**Токковые защиты**

*Реле тока*

Минимальное значение уставок по току срабатывания ТНЗНП, А:	
I ступень (основного и резервного комплектов) и токовая отсечка II ступень (основного и резервного комплектов) . . . . .	0,35 (1,75)
III ступень (основного комплекта) . . . . .	0,1 (0,5)
IV ступень (основного комплекта) . . . . .	0,05 (0,25)
Кратность регулирования уставок срабатывания, ТНЗНП:	
I ступень и токовая отсечка . . . . .	70
II ступень . . . . .	40
III ступень . . . . .	60
IV ступень . . . . .	40
Коэффициент возврата . . . . .	0,9
Время срабатывания, с, при $I = 2I_{с,р}$ :	
I, II ступени ТНЗНП и токовая отсечка . . . . .	0,02
III, IV ступени ТНЗНП . . . . .	0,04

*Разрешающее (основного и резервного комплектов) и блокирующее реле направления мощности нулевой последовательности*

Диапазон уставок по току срабатывания, А . . . . .	0,04 (0,2)— 0,18 (0,9)
Диапазон уставок по напряжению срабатывания, В . . . . .	0,5—2,25
Угол максимальной чувствительности $\Phi_{махт}$ :	
разрешающее реле . . . . .	250° ± 10°
блокирующее реле . . . . .	70° ± 10°
Коэффициент возврата . . . . .	0,8
Время срабатывания при $2,5 U_{с,р}$ и $2,5 I_{с,р}$ , с . . . . .	0,03
Время срабатывания выходного промежуточного реле, с . . . . .	0,02
Время возврата защиты, с . . . . .	0,07

\* Здесь и далее по тексту числа в скобках соответствуют исполнению шкафа на 5 А.

Продолжение

<i>Потребляемая мощность</i>	
По цепям переменного тока, В·А/фазу:	
в симметричном режиме . . . . .	3
в однофазном режиме . . . . .	4
По цепям напряжения переменного тока, В·А/фазу:	
от обмоток трансформатора напряжения, соединенных в звезду от обмоток трансформатора напряжения, соединенных в «разомкнутый треугольник» . . . . .	3
По цепям оперативного постоянного тока, Вт . . . . .	82

#### 44.2.2. Панель направленной фильтровой высокочастотной защиты ВЛ 110–330 кВ типа ПДЭ 2802

**Назначение и функциональная схема.** Панель направленной фильтровой высокочастотной защиты предназначена для использования в качестве основной защиты двухконцевых и многоконцевых ВЛ 110–330 кВ, не оборудованных устройством ОАПВ. Панель выполнена с применением современных интегральных микросхем [44.6].

Для многоконцевых ВЛ использование панели ПДЭ 2802 имеет существенные преимущества по сравнению с использованием панели дифференциально-фазной ВЧ защиты типа ДФЗ-201 [44.16].

Для организации канала связи используются приемопередатчик АВЗК-80, обеспечивающий передачу блокирующих сигналов, и аппаратура автоматического контроля канала АК-80 [44.7]. Для передачи отключающих сигналов (ТО) может использоваться аппаратура АНКА–АВПА.

В логической схеме защиты рис. 44.7 можно выделить несколько каналов и устройств, связанных между собой, с измерительными органами и приемопередатчиком.

*I* – основной канал отключения для воздействия на выходные цепи защиты, пуск сигнала ТО; *II* – канал пуска ВЧ сигнала для блокирования защиты при внешних КЗ; *III* – дополнительный канал отключения для функционального контроля основного канала отключения; *IV* – устройство блокировки при качаниях; *V* – блок фиксации повреждения в защищаемой зоне как в режиме дежурства защиты, так и при включении ВЛ.

Схема сигнализации блоков и выходные реле защиты приведены на рис. 44.8, выходные и входные цепи защиты, сигнализация панели – на рис. 44.9 (схема включения входных реле показана условно).

**Особенности защиты, связанные с несимметричными повреждениями.** Для обеспечения быстрейшего и устойчивого функционирования защита выполнена с ускоренным пуском ВЧ передатчика (*II* канал) от чувствительных блокирующих измерительных органов (ИО) тока  $I_{26.1}$  и напряжения  $U_{26.1}$  обратной последовательности, включенных по схеме И ДХ1 (см. рис. 44.7). Остановка ВЧ передатчика при КЗ в защищаемой зоне осуществляется по сигналу отключающего реле мощности обратной последовательности  $M_{2от}$  (*I* канал). Ввод в действие реле  $M_{2от}$  происходит одновременно с пуском ВЧ передатчика от тех же реле  $I_{26.1}$  и  $U_{26.1}$ . Если при КЗ в зоне произойдет пуск ВЧ передатчика, всегда будет происходить его остановка (на элементе ДХ3), так как чувствительность реле  $M_{2от}$  существенно выше, чем у реле  $I_{26.1}$  и  $U_{26.1}$ . Остановка ВЧ передатчика может происходить с некоторым замедлением, так как должно сработать реле  $M_{2от}$  при наличии небалансов на фоне переходного процесса. Измерительный орган обеспечивает высокую устойчивость функционирования защиты при внешних КЗ, так как время действия реле  $I_{26.1}$  и  $U_{26.1}$  существенно меньше, чем время действия реле  $M_{2от}$ .

При КЗ в защищаемой зоне цепь отключения подготовится, если одновременно работают отключающие реле направления мощности  $M_{2от}$ , тока  $I_{2от}$  и напряжения  $U_{2от}$  (на элементах ДХ2 и ДХ4). Упомянутые реле согласованы по чувствительности с реле  $I_{26.1}$  и  $U_{26.1}$ .

Для повышения чувствительности по напряжению при питании длинных ВЛ от мощных ПС предусмотрено дополнительное реле тока обратной последовательности  $I_{2от}^1$  (*I* канал) с торможением от трех фазных выпрямленных токов, действующее на цепи отключения защиты (ДВ5).

Результирующая характеристика измерительного органа обратной последовательности при угле максимальной чувствительности между  $U_2$  и  $I_2$  приведена на рис. 44.10, а.

Защита по принципу действия не работает при нарушениях цепей напряжения, так как для ее срабатывания необходимо появление составляющих  $I_2$  в токе, поэтому устройство блокировки при нарушении цепей напряжения КИН\* (*II* канал) действует на пуск ВЧ с выдержкой времени элемента ДТ3 (см. рис. 44.8).

При внешнем несимметричном КЗ на ВЛ во всех комплектах срабатывают реле  $I_{26.1}$

\* КИН – контроль исправленности цепей напряжения.

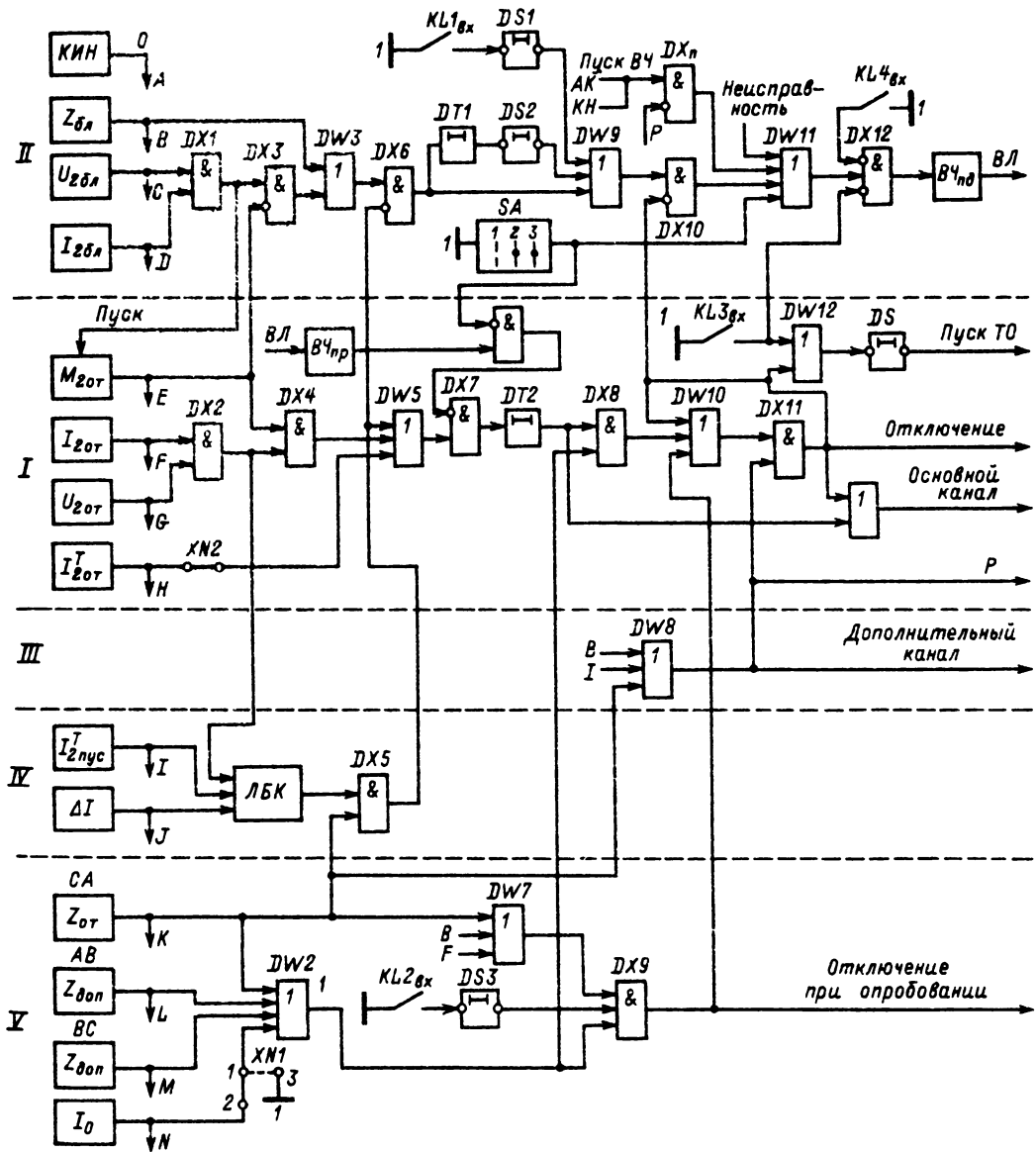


Рис. 44.7. Принципиальная схема логической части ПДЭ 2802:

Ключ SA: 1 – работа; 2 – вывод; 3 – проверка; P – блокировка АК. На выходе измерительных органов сигнал 0 в положении до срабатывания; ВЧ<sub>пд</sub> – ВЧ передатчик; ВЧ<sub>пр</sub> – ВЧ приемник; КН – кнопка пуска ВЧ<sub>пд</sub>; АК – устройство автоматического контроля

и  $U_{2бл}$  и по цепи (см. рис. 44.7) из элементов DX1, DX3, DW3, DX6, DW9, DX10, DW11, DX12 пускается ВЧ передатчик (канал II). Может срабатывать реле  $M_{2от}$  на удаленном от места КЗ конце ВЛ. Кроме того, может подготавливаться цепь отключения от реле  $I_{2от}$ , однако отключения не происходит

в связи с приемом блокирующего сигнала на элементе DX7 с конца ВЛ, ближайшего к месту КЗ. В ближайшем к месту КЗ комплекте реле  $M_{2от}$  не срабатывает, и запрета пуска ВЧ передатчика на DX3 не происходит. В удаленном от места КЗ комплекте может сработать реле  $M_{2от}$ , и совместно с реле

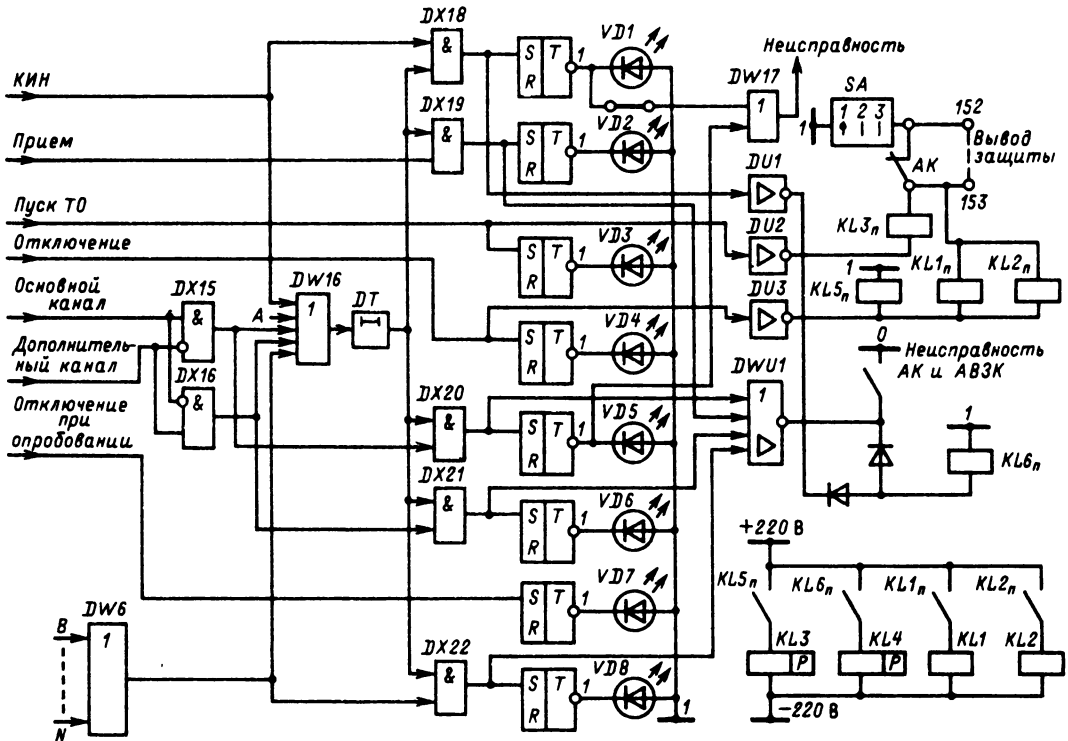


Рис. 44.8. Схемы сигнализации блоков и выходные реле:

VD1 – неисправность  $U_{\sim}$ ; VD2 – вызов; VD3 – пуск ТО; VD4 – отключение; VD5 – неисправность основного канала; VD6 – неисправность дополнительного канала; VD7 – отключение при опробовании; VD8 – неисправность измерительных органов; ключ SA: 1 – работа; 2 – вызов; 3 – проверка

$I_{2от}$  и  $U_{2от}$ , действующими через элементы DX2 и DX4, оно может выработать сигнал на отключение, который поступит через элемент DW5 на вход элемента запрет DX7, где будет блокирован от ВЧ приемника.

Селективность защиты обеспечивается за счет согласования по чувствительности реле  $U_{26л}$  и  $I_{26л}$  с более грубыми реле  $U_{2от}$ ,  $I_{2от}$  и  $I_{2от}^2$  и наличия выдержки времени на срабатывании DT2 порядка 0,005 с в канале отключения I.

При несимметричном повреждении в защищаемой зоне поведение комплектов в части подготовки цепей отключения одинаково на всех концах ВЛ и аналогично рассмотренному для комплекта, удаленного от места внешнего КЗ: все передатчики будут остановлены реле  $M_{2от}$  с задержкой, определяемой временем его срабатывания, при этом в сети 110–330 кВ не ожидается интенсивных переходных процессов, которые существенным образом увеличат время его срабатывания.

Цепь отключения подготавливается реле  $I_{2от}$  и  $U_{2от}$  с реле  $M_{2от}$  или реле  $I_{2от}^2$  при

недостаточной чувствительности  $M_{2от}$  по напряжению. Отключение происходит через время, определяемое временем срабатывания ИО и DT2 после остановки передатчиков на всех концах ВЛ.

Для исключения излишней работы защиты в режиме реверса мощности при неодновременном отключении КЗ по концам обходной связи или параллельной ВЛ, когда поток мощности обратной последовательности по защищаемой ВЛ может менять направление, предусмотрено продолжение посылки блокирующего сигнала на элементе DS2 на время порядка 0,025 с, если сигнал пуска блокировки непрерывно существовал и зафиксирован на элементе DT1 в течение времени порядка 0,04 с (минимальное время от момента возникновения КЗ на параллельной ВЛ до отключения одного ее конца).

**Особенности защиты, связанные с несимметричным повреждением.** Измерительные органы защиты при трехфазных КЗ – два направленных реле сопротивления  $Z_{от}$  и  $Z_{6л}$  с эллиптическими характеристиками (рис.

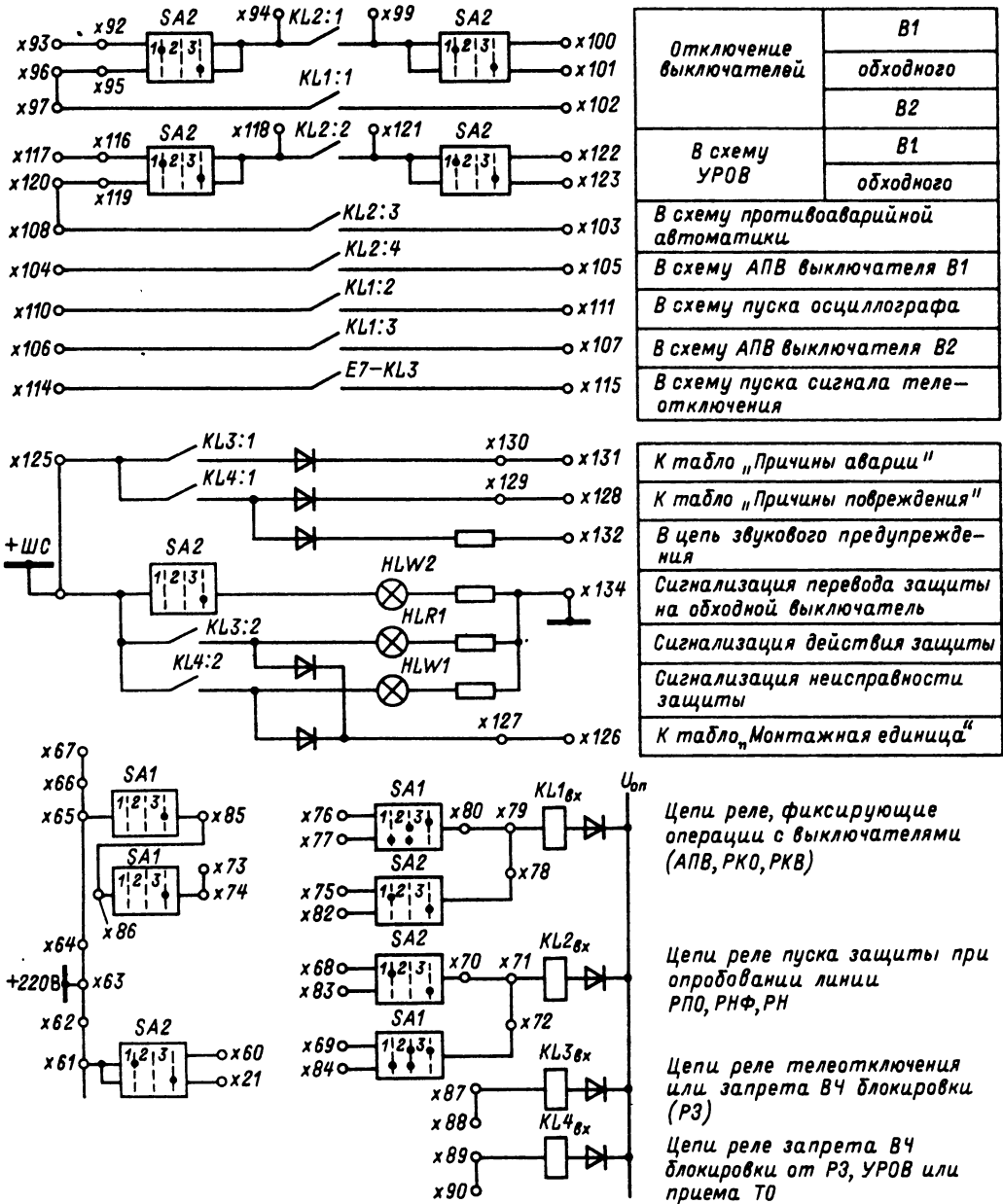


Рис. 44.9. Схемы входных, выходных цепей и цепей сигнализации:

Ключ SA1: 1 – выведен В1; 2 – выключатели включены; 3 – выведен В2; ключ SA2: 1 – линейный выключатель; 2 – обходной выключатель; 3 – отключено



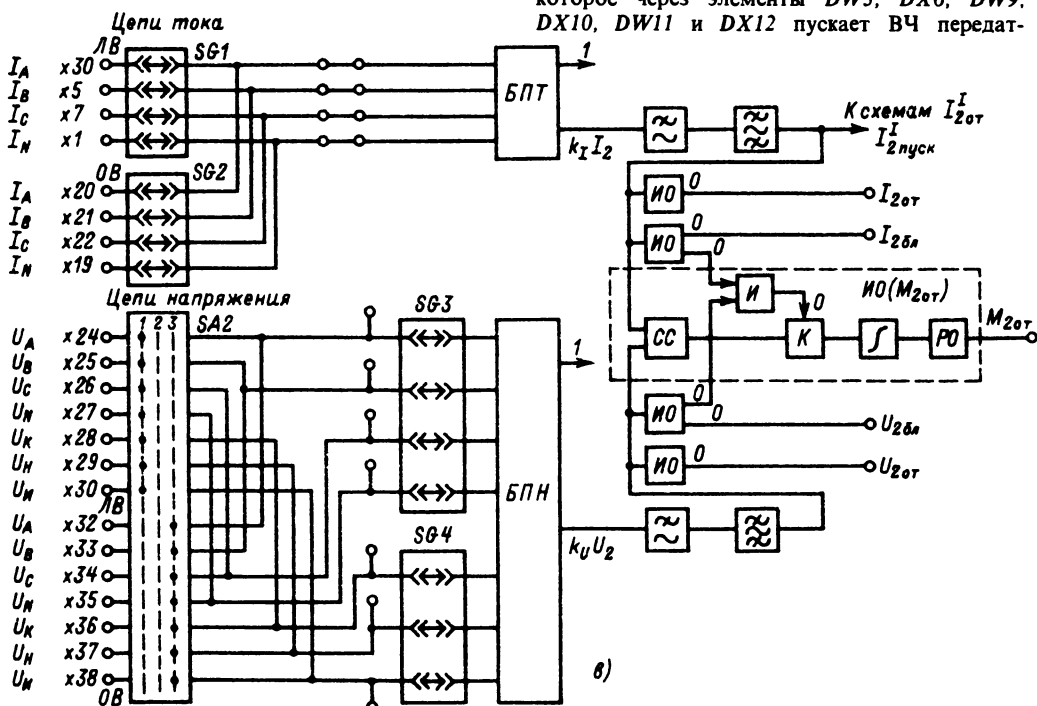
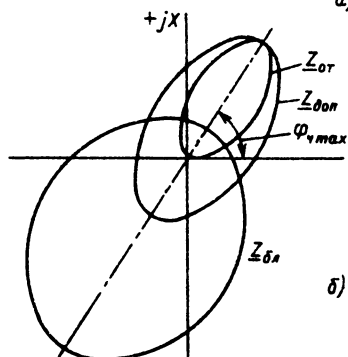
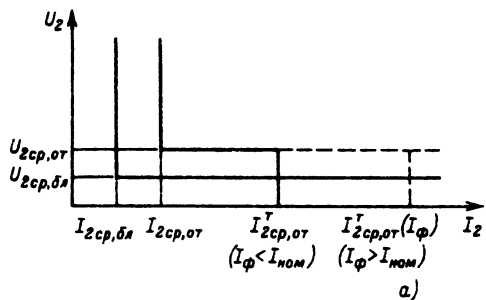


Рис. 44.10. Характеристики измерительных органов, цепи переменного тока и напряжения панели ПДЭ 2802:

а - вольт-амперные характеристики реле направления мощности; б - характеристики срабатывания реле сопротивления, в - цепи переменного тока и напряжения; блок-схема измерительных органов - обратной последовательности; БПТ и БПН - блоки преобразователей тока и напряжения соответственно; ЛВ и ОВ - линейный и обходной выключатели

44.10, б), включенных на одно из линейных напряжений и соответствующую ему разность фазных токов. Реле сопротивления вводится в действие логической схемой блокировки при качаниях (ЛБК) (IV) на время  $t_1$  (0,2 или 0,4 с) после возникновения КЗ с последующим выводом на заданное время  $t_2$  (до 12 с со ступенями по 3 с) или до отключения КЗ. Измерительными органами ЛБК (см. рис. 44.7) являются реле тока  $I_{2\text{пуск}}^I$  с торможением от фазных токов и реле, реагирующее на производную модуля фазного тока  $\Delta I$ .

При симметричных КЗ срабатывает реле  $\Delta I$ , а под влиянием кратковременной предшествующей несимметрии может срабатывать реле  $I_{2\text{пуск}}^I$ . При этом происходит пуск блокировки при качаниях, осуществляющий на элементе И DX5 ввод в работу реле  $Z_{от}$ . После исчезновения несимметрии возвращаются в исходное состояние реле, реагирующие на составляющие обратной последовательности, и срабатывают реле сопротивления (реле Z могут сработать и до исчезновения несимметрии). Если КЗ внешнее, то на конце ВЛ, ближайшем к КЗ, срабатывает реле  $Z_{бл}$ , которое через элементы DW3, DX6, DW9, DX10, DW11 и DX12 пускает ВЧ передат-

чик. На другом конце ВЛ может сработать реле  $Z_{от}$ , однако отключения не произойдет в связи с наличием блокирующего сигнала на входе  $DX7$ . При симметричных КЗ в защищаемой зоне срабатывают реле  $Z_{от}$  на всех концах, которые через элементы  $DX5$  и  $DX6$  останавливают пуск ВЧ передатчиков на всех концах ВЛ (даже если сработало и реле  $Z_{6л}$ , рис. 44.10, б) и через ИЛИ  $DW5$  воздействуют на основной канал отключения.

При качаниях или асинхронном ходе за счет протекания больших симметричных токов возрастают небалансы на выходе фильтров обратной последовательности. При этом могут срабатывать реле  $I_{26л}$  и  $U_{26л}$  и осуществлять пуск передатчика. Одновременное срабатывание реле  $I_{2от}$  и  $U_{2от}$  не может иметь места. В связи с этим блокируется на элементе И  $DX4$  возможное излишнее срабатывание реле  $M_{2от}$ . Реле  $I_{2пуск}$ ,  $I_{2от}$  и  $\Delta I$  благодаря торможению отстроены от небалансов при качаниях, поэтому возможное срабатывание реле  $Z_{от}$  в этом режиме не приводит к излишнему срабатыванию защиты.

**Использование защиты на линиях с ответвлениями.** При относительно маломощных ПС на ответвлениях, трансформаторы которых имеют заземленную нейтраль только на стороне питания, как правило, можно не устанавливать комплекты ВЧ защиты.

Для обеспечения отстройки защиты питающего конца ВЛ от междофазных КЗ за трансформатором ответвления предусматриваются два дополнительных реле  $Z_{доп}$  (блок V на рис. 44.7). Для срабатывания защиты при КЗ на землю на защищаемой линии, когда реле сопротивления могут не сработать, предусмотрено реле тока нулевой последовательности  $I_0$ , отстраиваемое от бросков намагничивающего тока трансформаторов ответвлений.

Реле сопротивления  $Z_{доп}$ , тока  $I_0$  и  $Z_{от}$  включены на вход  $DW2$  (V). Сигнал с выхода последнего контролирует цепь отключения на  $DX8$ , что обеспечивает срабатывание защиты при КЗ на ВЛ и отстройку от КЗ за трансформатором ответвления.

Если на ответвлении включаются автотрансформаторы, то невозможно различить однофазное КЗ на линии и за автотрансформатором по току  $I_0$ . В этих случаях, а также при большой мощности трансформаторов на ответвлении устанавливается комплект защиты ПДЭ 2802, который посылает блокирующий сигнал при КЗ за трансформатором ответвления. Предусматриваются остановка ВЧ передатчика и пуск сигнала телеотключения при КЗ в трансформаторе от его защит через реле  $KL3_{вх}$  (см. рис. 44.9).

Когда комплекты защиты установлены на всех концах ВЛ (применительно к двухконцевой ВЛ), переключатель  $XN1$  находится в положении 1–3.

**Особенности защиты, связанные с режимами включения защищаемой линии.** Из-за одновременности включения фаз выключателя реле  $M_{2от}$  может отказать при одностороннем включении ВЛ на КЗ (измерительный трансформатор напряжения ТН на линии) и может излишне сработать при замыкании линии в транзит (ТН на шинах). Поэтому в защите предусмотрена возможность ее действия на отключение при срабатывании пусковых органов в момент включения поврежденной линии в течение времени на возврат 0,75 или 1,5 с, определяемого элементом  $DS3$  (см. рис. 44.7), с контролем предшествующего положения линии через повторитель  $KL2_{вх}$  независимо от наличия блокирующего сигнала.

Обычно на ВЛ 110–330 кВ (без ОАПВ) ТН устанавливаются на шинах, поэтому с целью исключения излишнего срабатывания защиты при замыкании линии в транзит предусмотрено продление пуска передатчика на элементе  $DS1$  на 0,25 с при любом включении линии, фиксируемом реле-повторителем.

При включении неповрежденной двухконцевой ВЛ под напряжение с одной стороны (переключатель  $XN1$  в положении 1–3) из-за неодновременности включения фаз выключателя излишнее срабатывание защиты не происходит, так как ее реле  $I_{2от}$  и  $I_{3от}$  отстроены от емкостного тока линии.

При включении неповрежденной ВЛ с ответвлением (переключатель  $XN1$  в положении 1–2), на котором не установлен комплект защиты, цепь отключения контролируется реле  $Z_{от}$ ,  $Z_{доп}^{(AB)}$ ,  $Z_{доп}^{(BC)}$  и  $I_0$ . Всякие операции с выключателями сопровождаются пуском ВЧ сигнала по цепи контакт  $KL1_{вх}$ , элемент выдержки времени на возврат  $DS1$ , элементы  $DW9$ ,  $DX10$ ,  $DW11$  и  $DX12$ .

При включении линии на КЗ основной канал отключения блокирован ВЧ передатчиком. Отключение осуществляется по цепи ускорения, контролируемой реле  $KL2_{вх}$  (пуск защиты при опробовании линии), с задержкой на возврат на элементе  $DS3$ . Цепь отключения подготавливается при срабатывании любого из реле  $Z_{от}$ ,  $Z_{6л}$ ,  $I_{2от}$  на входе ИЛИ  $DW7$ . Цепь ускорения образуется и на элементе  $DX9$ . При наличии ответвления цепь отключения контролируется реле  $Z_{от}$ ,  $Z_{доп}^{(AB)}$ ,  $Z_{доп}^{(BC)}$  и  $I_0$ . Сигнал отключения при опробовании вводится в основной канал отключения на элементе  $DW10$ .

При включении линии в транзит из-за одновременности включения фаз выключателя

могла бы сработать излишняя защита на обоих концах (ТН на шинах). Однако излишнего действия защиты не происходит, поскольку присутствует блокирующий сигнал передатчика включаемого конца ВЛ.

При отказе одной или двух фаз выключателя в процессе отключения КЗ реле  $M_{2от}$  может вернуться в исходное состояние (ТН на линии). Для действия защиты предусмотрена фиксация первого срабатывания защиты по цепи с выхода  $DX11$  на вход  $DW10$  в I канале, контролируемая дополнительным каналом III.

**Контроль функционирования защиты.** 1. Для снижения вероятности ложной работы защиты на отключение выход основного канала I контролируется дополнительным каналом III на элементе И  $DX11$  (см. рис. 44.7). Дополнительный канал III образован блокирующим  $Z_{бл}$  и отключающим реле сопротивления  $Z_{от}$  и пусковым реле тока  $I_{2пуск}$ , включенным по схеме ИЛИ ( $DW8$ ). Неисправность каждого из каналов выявляется по факту длительного несоответствия сигналов на их выходах (более 10 с) с помощью элементов  $DX15$  и  $DX16$  (см. рис. 44.8).

2. Предусмотрен непрерывный контроль исправности измерительных органов с сигнализацией о неисправности (элемент ИЛИ  $DW6$ , рис. 44.8) в случае длительного (более 10 с, элемент  $DT3$ ) срабатывания любого из измерительных органов (выходы  $B-N$ , рис. 44.7).

**Сигнализация, входные и выходные цепи.** Предусмотрены «сигнализация действия защиты» и «сигнализация неисправности защиты» (см. рис. 44.9), выполненные с помощью электромеханических указательных реле  $KL3$  и  $KL4$  соответственно (см. рис. 44.8). Эти сигналы не разрушаются при исчезновении напряжения питания. Реле действуют на центральную сигнализацию световую и звуковую, а также на световую — на панели лампы  $HLR1$ ,  $HLW1$  (см. рис. 44.9). В схеме панели предусмотрена сигнализация на светоизлучающих диодах действия и неисправности защиты.

Светоизлучающие диоды управляются триггерами  $T$ , сохраняющими информацию при непрерывности напряжения питания, после снятия соответствующих воздействий на их входе (см. рис. 44.8). Названия сигналов и их группировка даны на рис. 44.8 и 44.9.

Все сигналы неисправности собраны на элементе  $DW16$ , после которого включен элемент времени  $DT3$ . Вместе с элементами  $DX18-DX22$  он обеспечивает появление соответствующих сигналов неисправности через 10 с после источника неисправности.

В схеме панели ПДЭ 2802 предусмотрены контактные выходы для действия на устройства регистрации с возвратом после исчезновения причины появления сигнала. На регистратор выводятся сигналы отсутствия напряжения от блока питания, неисправности цепей напряжения переменного тока, неисправности защиты, приемопередатчика и ВЧ канала, пуска телеотключения, срабатывания защиты на отключение, пуска защиты на отключение. Соответствующие реле на схемах не показаны.

**Выходные реле защиты  $KL1$  и  $KL2$**  (см. рис. 44.8) имеют контакты для действия на отключение двух выключателей с трехфазным управлением и пофазным приводом и контакты для действия на схемы других устройств защиты и автоматики: противоаварийной автоматики, АПВ выключателей  $B1$  и  $B2$ , пуска осциллографа, пуска сигнала  $TO$  (см. рис. 44.9). Предусмотрена возможность перехода на обходной выключатель (на рис. 44.9 и 44.10, в ключами  $SA1$  и  $SA2$ ).

Входные цепи и их назначение даны на рис. 44.9.

**Измерительные органы защиты.** Входные цепи переменного тока и напряжения показаны на рис. 44.10, в.

Цепи переменного тока подводятся к блоку преобразователей тока  $БПТ$ , содержащему три трансреактора, включенных на разности фазных токов, и трансреактор в нулевом проводе. В блоке имеются выходы к реле  $Z_{дop}^{(AB)}$ ,  $Z_{дop}^{(BC)}$ ,  $Z_{от}^{(CA)}$ ,  $Z_{бл}^{(CA)}$ , к реле тока с торможением  $K_T$ , реле  $\Delta I$ , к реле  $I_0$ . В  $БПТ$  находятся  $RC$ -цепи фильтра напряжения обратной последовательности, компенсированного по частоте, напряжение на выходе которого  $K_I I_2$ .

Цепи напряжения переменного тока подводятся к блоку преобразователей напряжения  $БПН$ , содержащему три трансформатора напряжения, включенных на линейные величины, и цепи контроля исправности цепей напряжения. В  $БПТ$  и  $БПН$  имеются выходы  $I$  к указанному реле сопротивления и предусмотрена возможность регулирования их уставок. В  $БПН$  размещены  $RC$ -цепи фильтра напряжения обратной последовательности, компенсированного по частоте (аналогичные цепям в токовом блоке), напряжение на выходе которого  $k_U U_2$ .

На выходе  $k_I I_2$  и  $k_U U_2$  включены активный фильтр нижних частот и полосовой фильтр.

На выходы соответствующих полосовых фильтров включены измерительные органы  $ИО$  реле  $I_{2от}$ ,  $I_{2бл}$ ,  $U_{2от}$ ,  $U_{2бл}$ , а также схема совпадения  $СС$  измерительного органа  $ИО$  реле направления мощности обратной последо-

вательности  $M_{2от}$ . СС выполнена с нулевыми порогами, определяющими ее чувствительность. Сигнал с выхода СС подается на интегратор только после срабатывания ИО тока  $I_{2от}$  и напряжения  $U_{2от}$  и подачи разрешающего сигнала на ключ К. На выход включен реагирующий орган РО. Если длительность интервалов положительных импульсов на выходе СС больше или равна длительности отрицательных, реле срабатывает.

Общие датчики тока и напряжения используются для всех ИО, что обеспечивается их выполнением на операционных усилителях.

**Определение параметров срабатывания защиты.** Параметры срабатывания реле тока  $I_{26л}$  и напряжения  $U_{26л}$  выбираются из условий  $I_{2ср,6л} \geq K_{отс} I_{2нб}$ ,  $U_{2ср,6л} \geq K_{отс} U_{2нб}$ , где  $I_{2нб}$  и  $U_{2нб}$  — небалансы по току и напряжению обратной последовательности, соответствующие номинальным величинам [44.16];  $K_{отс}$  — коэффициент отстройки, равный 1,2–1,3.

Токи и напряжения небаланса в установленном симметричном режиме определяются следующими выражениями:

$$I_{2нб} = (k_0 f_{ТТ} / 3 + k_{п,н} + k_{с,т} + k_{н,т} + k_f \Delta f) I / 100;$$

$$U_{2нб} = (f_{ТН} / 3 + k_{п,н} + k_{с,н} + k_{н,н} + k_f \Delta f) U / 100,$$

где  $k_0$  — коэффициент однотипности трансформаторов тока, равный 0,5;  $f_{ТТ}$ ,  $f_{ТН}$  — относительные погрешности ТТ и ТН; в нормальных режимах соответствуют классу точности. Обычно класс точности ТТ — 3%, ТН — 1%;  $k_{п,н}$  — погрешность настройки фильтров, равная примерно 1%;  $k_{с,т}$  — коэффициент, учитывающий несимметрию сети в токе; берется обычно равным 1%;  $k_{с,н}$  — коэффициент, учитывающий несимметрию сети в напряжении, равен 0,5–1%;  $k_{н,т}$ ,  $k_{н,н}$  — коэффициенты, учитывающие несимметрию нагрузки по току и напряжению, равные 0–10%, в общем случае  $k_{н,т} \neq k_{н,н}$ ;  $k_f$  — коэффициент частотно-компенсированного фильтра, составляет примерно 0,1 [44.8];  $\Delta f$  — отклонение частоты от номинальной, %.

При номинальном токе и напряжении, если пренебречь  $k_{н,т}$ ,  $k_{н,н}$  и  $k_f$ ,

$$I_{2нб} \approx 0,02 I_{ном}, \quad U_{2нб} = 0,018 U_{ном} \text{ (фазное)}.$$

При таких небалансах чувствительности реле тока  $I_{26л}$  и реле напряжения  $U_{26л}$  будут равны:

$$I_{26л} = 0,025 I_{ном}; \quad U_{26л} = 1 \text{ В}.$$

Параметры срабатывания отключающего реле тока  $I_{2от}$  выбираются из условия согласования с параметрами срабатывания блокирующего токового реле:  $I_{2ср,от} \geq K_{с,т} I_{26л}$ , где  $K_{с,т}$  — коэффициент согласования, равный

2 (для двухконцевой ВЛ) и более в зависимости от конфигурации сети и от числа концов линии, через которые может одновременно «вытекать» ток внешнего КЗ.

Параметры срабатывания отключающего реле напряжения  $U_{2от}$  выбираются по аналогии с параметрами реле тока:  $U_{2ср,от} \geq K_{с,н} U_{26л}$ , где  $K_{с,н} = 1,5 \div 2,0$ .

Параметры срабатывания реле тока  $I_{2пуск}$  выбираются из условия  $I_{2пуск} \geq I_{26л}$ , но не менее  $0,05 I_{ном}$  (для надежной отстройки от частотных небалансов при асинхронном ходе на ВЛ).

Параметры срабатывания реле тока  $I_{2от}$  выбираются из двух условий:  $I_{2ср,от} \geq I_{2от}$ ,  $I_{2ср,от} \geq 2U_{26л}/Z_{л}$ , где  $Z_{л}$  — сопротивление линии;  $K_{отс}$  — коэффициент отстройки, равный 1,5.

Наличие коэффициента 2 во втором неравенстве определяется возможностью возникновения кратковременного неполнофазного режима на обходной связи.

Коэффициент торможения реле  $I_{2пуск}$  и  $I_{2от}$  выбирается из условия отстройки от максимальных небалансов при качаниях с учетом нелинейной характеристики измерительных трансформаторов тока по формуле

$$K_T = K_{отс} \left( \frac{I_{2нбmax} - I_{уст}}{I_{кmax} - 1} \right), \text{ где } K_{отс} = 1,2 - 1,3;$$

$I_{кmax}$  — максимальный ток качания;  $I_{2нбmax}$  — максимальный небаланс по току обратной последовательности при токе  $I_{кmax}$ ;  $I_{уст}$  — уставка срабатывания реле  $I_{2пуск}$  или  $I_{2от}$ .

При расчете чувствительности реле тока к несимметричным КЗ в качестве расчетного значения тормозного тока принимается симметричный трехфазный ток с фазными токами, равными наибольшему току при двухфазном КЗ на землю в конце ненагруженной линии.

Параметры срабатывания отключающего реле сопротивления со стороны источника питания выбираются из условия  $Z_{ср,от} = (1,5 \div 2) Z_{л}$ .

При наличии ответвления без источника питания параметры срабатывания  $Z_{от}$  и  $Z_{доп}$  выбираются из условия  $Z_{ср,от,доп} = 0,85(Z_{л,о} + Z_{о} + Z_{т})$ , где  $Z_{л,о}$  — сопротивление линии до ответвления;  $Z_{о}$  — сопротивление линии ответвления;  $Z_{т}$  — приведенное эквивалентное сопротивление трансформатора на ответвлении.

При невозможности одновременного выполнения вышеуказанных условий необходимо установить панель ПДЭ 2802 на ответвлении. Характеристика реле  $Z_{доп}$  смещается в III квадрант примерно на 15% от  $Z_{ср,от}$  в I квадранте. Параметры срабатывания блокирующего реле сопротивления  $Z_{6л}$  выбираются из условия  $Z_{ср,6л} = 2Z_{ср,от}$ .

Смещение характеристики в I квадрант  $Z_{см}$  реле  $Z_{бл}$  (рис. 44.10, б) при установке защиты на питающих концах ВЛ выбирается из условия отстройки реле от нагрузочного режима с возможно большей величиной  $Z_{см}$  для надежного срабатывания реле при внешнем симметричном КЗ в месте установки защиты.

Смещение характеристики реле в III квадрант при установке защиты на ответвлении на стороне ВН трансформатора ответвления выбирается из условия несрабатывания реле при симметричном КЗ на защищаемой линии  $Z_{см} \approx Z_T/2$ , а при установке защиты на стороне низкого напряжения характеристика реле  $Z_{бл}$  должна смещаться в I квадрант для надежного срабатывания реле при внешнем симметричном КЗ на ответвлении.

Параметры срабатывания реле тока нулевой последовательности (при наличии ответвления на защищаемой ВЛ без комплекта ВЧ защиты) выбираются таким образом, чтобы не ограничивать чувствительность защиты при несимметричных КЗ с землей с учетом отстройки от небалансов при КЗ за трансформатором на ответвлении.

**Основные технические данные панели ПДЭ 2802**

Номинальный переменный ток, А	1 или 5
Номинальное напряжение переменного тока, В . . . . .	100
Номинальная частота, Гц . . . . .	50 или 60
Номинальное напряжение оперативного постоянного тока, В . . . . .	110 или 220
Диапазон ступенчатого регулирования чувствительности по фазному току обратной последовательности в долях номинального тока панели:	
$I_{2бл}$ . . . . .	0,025—0,2 (ступенями по 0,025)
$I_{2пуск}$ . . . . .	0,025—0,4 (ступенями по 0,025)
$I_{2от}$ . . . . .	0,05—0,4 (ступенями по 0,05)
$I_{2от}^*$ . . . . .	0,1—1,6 (ступенями по 0,1)
Дискретные уставки коэффициента торможения $K_T$ , % . . . . .	7,5; 10; 15
Приращение тока, приводящее к срабатыванию реле, $\Delta I$ при скачкообразном увеличении симметричного трехфазного тока, не более . . . . .	0,6 $I_{ном}$
Диапазон регулирования чувствительности, В, по фазному напряжению обратной последовательности ступени по 0,5 В:	
$U_{2бл}$ . . . . .	1—2,5
$U_{2от}$ . . . . .	1,5—5,0
Диапазоны дискретного регулирования уставок реле $I_0$ по утроенному току нулевой последовательности в долях номинального тока панели . . . . .	0,05—0,2 0,2—0,8 0,8—3,2

Степень дискретности минимальной установки диапазона . . . . .	0,1
Угол максимальной чувствительности реле мощности $M_{2от}$ . . . . .	$250 \pm 7^\circ$
Угловая ширина зоны срабатывания реле $M_{2от}$ в рабочем диапазоне токов напряжений . . . . .	160—180°
Диапазон регулирования уставок реле $Z_{бл}$ , $Z_{от}$ , $Z_{доп}$ , Ом/фазу, по сопротивлению срабатывания на угле максимальной чувствительности (для исполнения панелей на номинальный ток 1 А):	
для $Z_{бл}$ . . . . .	15—150
для $Z_{от}$ и $Z_{доп}$ . . . . .	7,5—175
Уставки реле сопротивления по углу максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч}$ :	
для реле $Z_{бл}$ . . . . .	$240 \pm 5^\circ$ и $250 \pm 5^\circ$
для реле $Z_{от}$ и $Z_{доп}$ . . . . .	$60 \pm 5^\circ$ и $70 \pm 5^\circ$
Отношение осей эллипса характеристики срабатывания реле сопротивления $\epsilon$ . . . . .	$0,7 \pm 0,08$
Ток точной работы:	
для реле $Z_{бл}$ . . . . .	$0,1 I_{ном}$
для реле $Z_{от}$ и $Z_{доп}$ . . . . .	$0,2 I_{ном}$
Среднее время срабатывания панели защиты на отключение, с, при кратности воздействующих величин к параметрам срабатывания защиты в сторону отключения, равной трем, не более . . . . .	0,04
Мощности, потребляемые панелью при подведении к ней номинальных токов и напряжений, В·А/фазу, не более:	
по цепям напряжения переменного тока . . . . .	3
по цепям переменного тока . . . . .	1
по цепям напряжения оперативного постоянного тока, Вт (без ВЧ преобразователя):	
в нормальном режиме . . . . .	30
в режиме срабатывания . . . . .	40

Панель проверяется заводом-изготовителем при квалификационных испытаниях на помехоустойчивость и импульсную прочность согласно рекомендациям МЭК.

**Высокочастотный канал защиты [44.18].** Высокочастотный канал защиты состоит из ВЧ преобразователей *ПП* и соединяющего их высокочастотного тракта. Высокочастотный тракт, выполненный по схеме фаза—земля, образуется одним из проводов защищаемой линии и аппаратурой обработки и присоединения, состоящей из заградителей *З*, конденсаторов связи *Сс* и отбора *Со*, фильтров присоединения *ФП*, разделительных фильтров *РФ* и высокочастотного кабеля (рис. 44.11, а). Заградители *З* (рис. 44.11, б) представляют собой полосовой запирающий фильтр, имеющий в сторону шин ПС большое сопротивление для токов ВЧ и малое для токов промышленной частоты. Аналогично им *РФ* служат для уменьшения взаимного влияния ВЧ *ПП* защиты и связи (рис. 44.11, а).

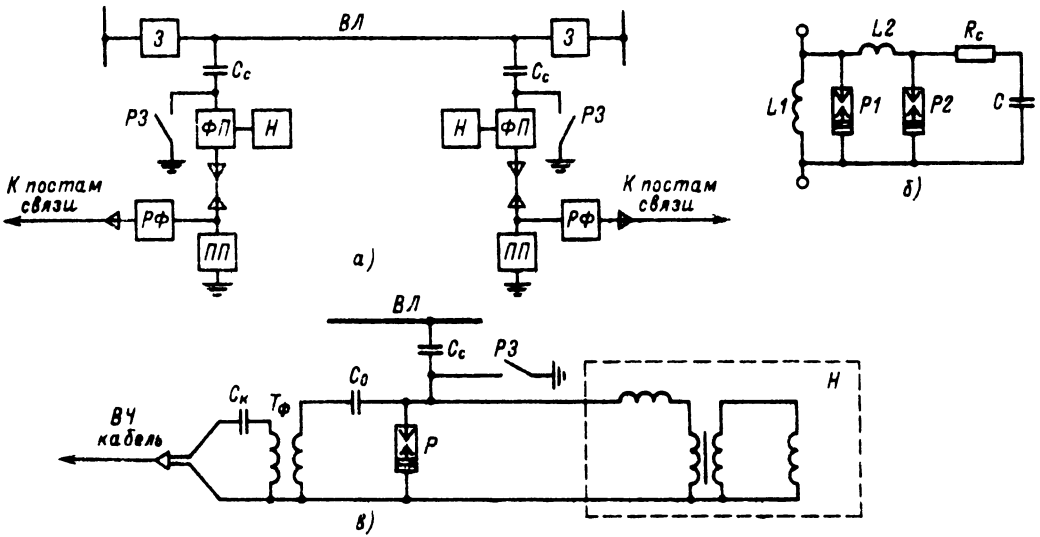


Рис. 44.11. Высокочастотный канал защиты:

а – структурная схема ВЧ канала защиты; б – пример принципиальной схемы заградителя с одночастотной настройкой; в – принципиальная схема фильтра присоединения и устройства отбора напряжения; РЗ – разъединитель заземляющий (нож); L1 – силовая катушка; L2 – катушка индуктивности для снижения крутизны фронта волны перенапряжения; P, P1 и P2 – вилтовые разрядники; C – конденсатор со стороны кабеля; TФ – трансформатор фильтра присоединения

Конденсатор связи  $C_c$  вместе с ФП (рис. 44.11, а) образует несимметричный четырехполюсник, служащий для согласования входных сопротивлений ВЛ и ВЧ кабеля и для

разделения токов промышленной и высокой частот. С конденсатора отбора  $C_o$  снимается напряжение на устройство отбора напряжения Н, используемое для контроля напряжения и синхронизма.

Затухание высокочастотного тракта

$$a = 10 \lg \frac{p_1}{p_2},$$

где  $p_1$  и  $p_2$  – кажущаяся мощность соответственно в пунктах передачи и приема. Чем выше частота канала, тем выше затухание.

На ВЛ с одним циклом транспозиции при горизонтальном расположении проводов двумя фазами с меньшим затуханием являются те, которые начинаются или кончаются как средние.

Перекрываемое затухание  $a_n$  аппаратуры канала определяется как

$$a_n = p_{пер} - p_{пр},$$

где  $p_{пер}$  – мощность передачи;  $p_{пр}$  – необходимая мощность приема. Запас по перекрываемому затуханию  $\Delta a_n = a_n - a$  должен составлять 10–15 дБ.

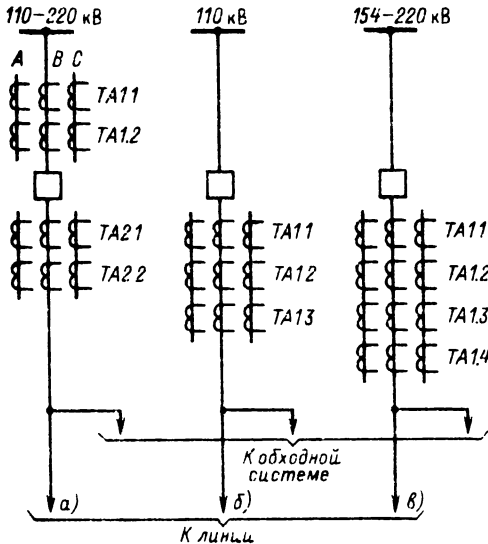


Рис. 44.12. Распределение защит панели ПДЭ 2802 и шкафов ШДЭ 2801 и ШДЭ 2802 по трансформаторам тока

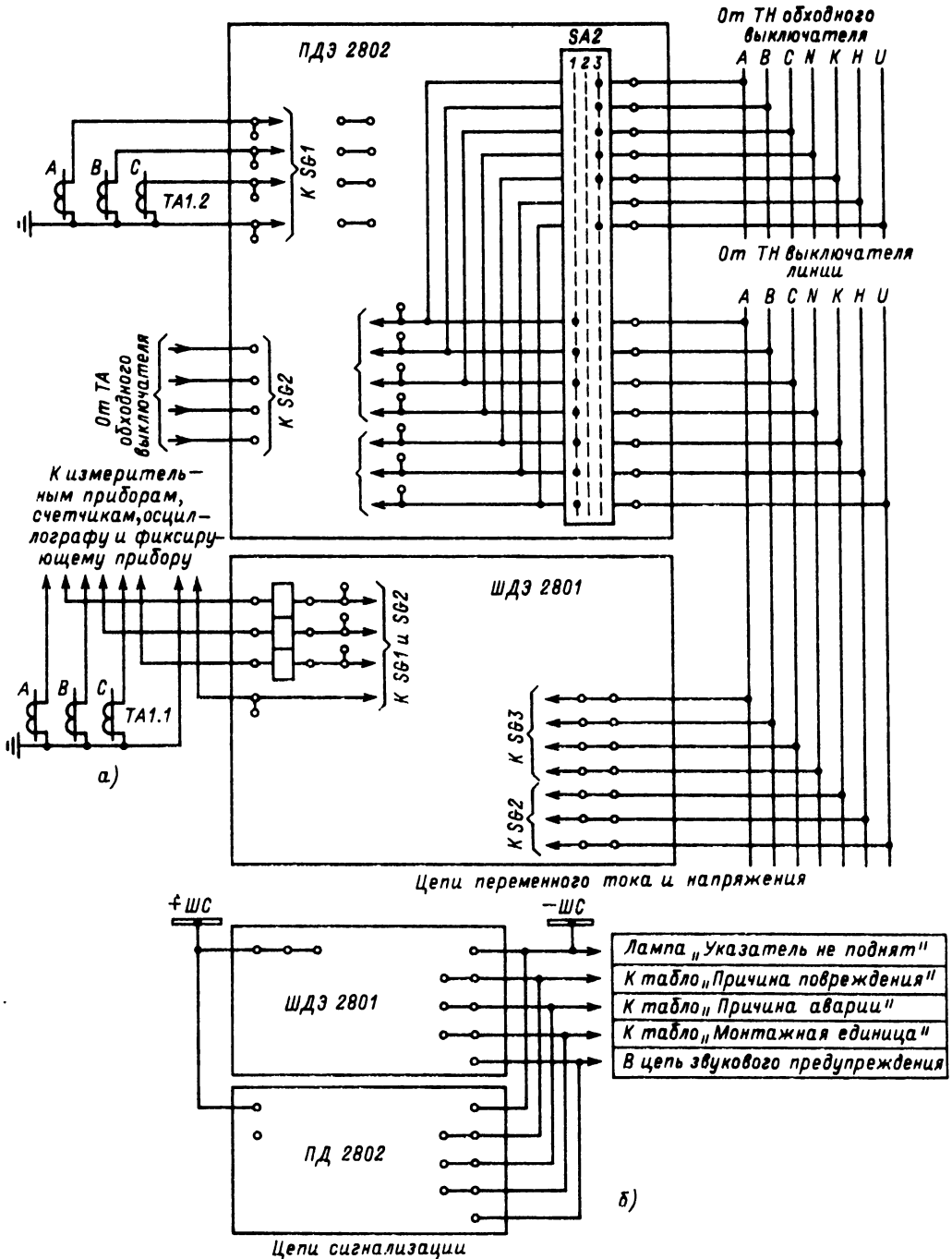
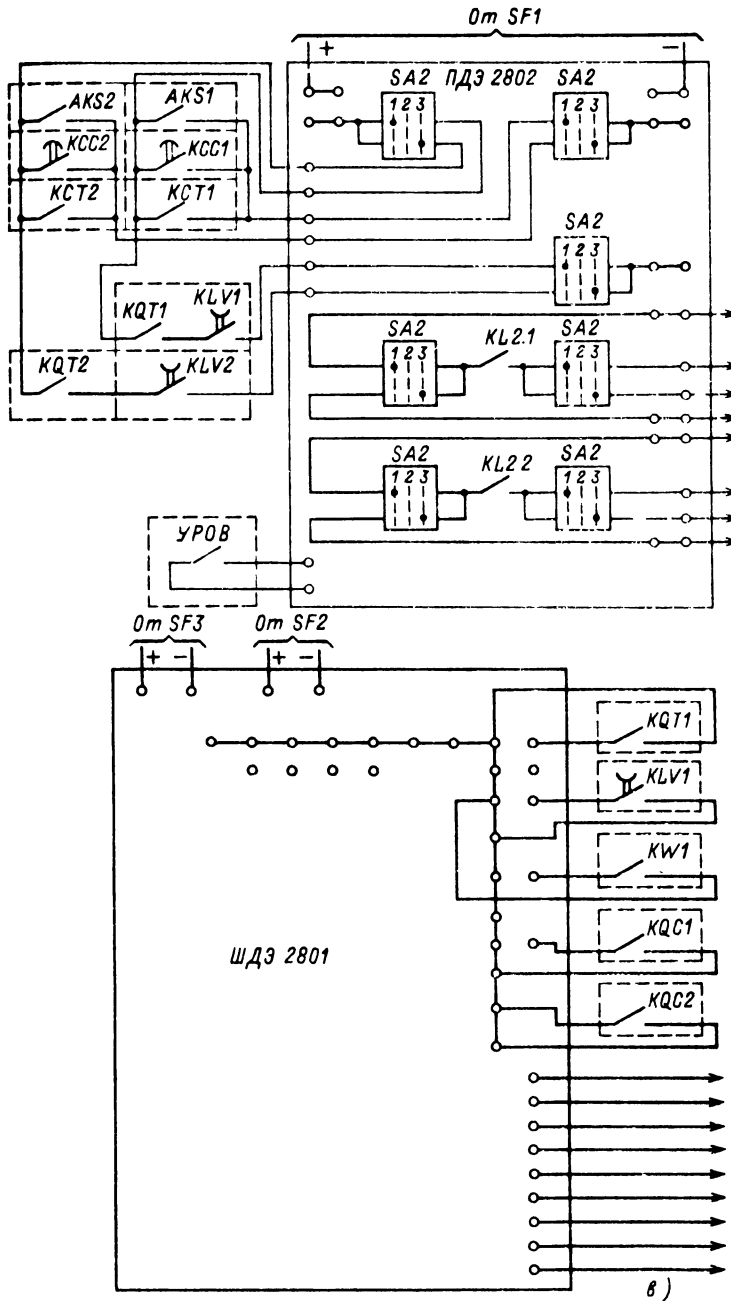


Рис. 44.13. Принципиальная схема защиты линий и шкафа

а — цепи переменного тока и напряжения; б — цепи сигнализации; в — цепи оперативного тока и выходные цепи; условные ты постоянного тока, через которые питаются цепи основной защиты ПДЭ 2802, цепи резервной защиты ШДЭ 2801 и соответственно;  $KCC1$ ,  $KCC2$  — контакты реле команды «Включить» выключателей линии  $Q1$  и обходного соответственно;  $KQT2$  — контакты реле положения «Отключено» выключателей линии  $Q1$  и обходного соответственно;  $KLV1$ ,  $KLV2$  — соответственно;  $KQC1$ ,  $KQC2$  — контакты реле положения «Включено» выключателей параллельной линии и шинносодини линии;  $SG1$  —  $SG3$  — комму



Цепи автомата постоянного тока	
Цель пуска ВЧ передатчика при операциях с выключателем	
Цель пуска защиты при опробовании линии	
Отключение выключателей	Q1 обходного
В схему УРОВ	
Цель останова ВЧ передатчика от УРОВ	

Цепи автоматов постоянного тока	
Цели ускорения защиты при включении выключателя	
Цели ускорения токовой направленной защиты нулевой последовательности с контролем направления мощности в параллельной линии	
На отключение выключателя Q1	
В схему УРОВ	от реле тока УРОВ
	от выходных реле защиты

110–220 кВ с использованием панели ПДЭ 2802  
ШДЭ 2801:

обозначение положений SA2; 1 – линейный выключатель, 2 – отключено; 3 – обходной выключатель; SF1, SF2, SF3 – автомат-панели УРОВ соответственно; AKS1, AKS2 – контакты выходных реле устройств АПВ выключателей линии Q1 и обходного KCT1, KCT2 – контакты реле команды «Отключить» выключателей линии Q1 и обходного соответственно; KQТ1, KQТ2 – контакты реле-повторителей реле контроля напряжения на линии в схеме АПВ выключателей линии Q1 и обходного тельного (секционного) соответственно; KW1 – контакты блокирующего реле направления мощности в защите параллельной тащюнные соединители



#### 44.2.3. Принципиальные схемы релейной защиты ВЛ 110–330 кВ с использованием панели ПДЭ 2802 и шкафов ШДЭ 2801 и ШДЭ 2802

**Общие положения.** На ВЛ 110–154 кВ и на менее ответственных ВЛ 220 кВ, когда по условию быстроты отключения применение ПДЭ 2802 не требуется, устанавливаются два комплекта ступенчатых защит от всех видов повреждений с использованием одного шкафа ШДЭ 2802.

На ВЛ 110–220 и 330 кВ, когда нет ОАПВ, а применение основной направленной ВЧ защиты необходимо, устанавливаются панель ПДЭ 2802 и шкаф типа ШДЭ 2801.

Для ближнего резервирования предусматриваются:

питание цепей переменного тока каждой защиты (комплекта) от разных вторичных обмоток трансформаторов тока;

питание цепей постоянного тока каждой защиты (комплекта) через разные автоматы постоянного тока; оперативные цепи реле тока УРОВ и схема УРОВ от общего автомата;

питание резервной защиты (комплекта) через общий автомат с цепями управления выключателем при одном выключателе на присоединение.

На рис. 44.12 приведены поясняющие схемы использования трансформаторов тока в случае, когда устанавливается только шкаф ШДЭ 2802 (I вариант) и когда устанавливаются ПДЭ 2802 и ШДЭ 2801 одновременно (II вариант).

**Принципиальная схема защиты линии 110–220 кВ с двусторонним питанием с использованием панели ПДЭ 2802 и шкафа ШДЭ 2801** (рис. 44.13) дана для одиночной или одной из параллельных линий, отходящих от сборных шин ПС, при одном выключателе в цепи линии. Схема может быть использована для линий 330 кВ.

Кратковременный пуск ВЧ передатчика панели ПДЭ 2802 при операциях с выключателем блокирует защиту на время существования несимметрии при неодновременном включении и отключении фаз выключателя с пофазным приводом.

Остановка ВЧ передатчика при действии УРОВ при КЗ на шинах и отказе выключателя линии обеспечивает отключение выключателя с противоположной стороны линии.

Предусмотрено отключение линии при включении ее на КЗ – пуск защиты при опробовании.

Предусмотрена возможность ускорения ре-

зервных защит (ШДЭ 2801) при включении выключателя с контролем или без контроля напряжения на линии.

#### 44.3. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ 500 кВ И ВЫШЕ

##### Введение

Для ВЛ 500 кВ и выше с 1983 г. выпускается модернизированный комплекс устройств релейной защиты и автоматики на ИМС в составе:

ПДЭ 2001 – дистанционная трехступенчатая защита;

ПДЭ 2002 – токовая направленная четырехступенчатая защита нулевой последовательности, токовая отсечка от междуфазных КЗ и защита от неполнофазных режимов;

ПДЭ 2003 – направленная и дифференциально-фазная ВЧ защита;

ПДЭ 2004.01 – устройства одно- и трехфазного АПВ;

ПДЭ 2004.02 – устройство трехфазного АПВ на три присоединения;

ПДЭ 2005 – УРОВ;

ПДЭ 2006 – защита шин.

Для объектов 500 кВ и выше разработан комплекс защит автотрансформаторов в составе шкафов Ш 2101, Ш 2102, Ш 2103 и реакторов – Ш 2104.

С целью повышения надежности предусмотрено полностью автономное питание оперативным постоянным током, а также разделение цепей переменного тока и напряжения. Предполагается применение выключателей с двумя отключающими катушками на фазу.

##### Дистанционная защита ПДЭ 2001

Дистанционная трехступенчатая защита предназначена для применения в качестве резервной от всех междуфазных КЗ с устройствами блокировок при качаниях и неисправностях в цепях переменного напряжения [44.9].

В защите предусмотрена возможность передачи разрешающих и отключающих ВЧ сигналов с помощью ВЧ аппаратуры АНКА-14 для ускорения отключения на противоположном конце линии.

Выходные цепи обеспечивают действие защиты на соленоиды отключения выключателя, а также взаимодействие с устройствами АПВ, УРОВ, АНКА-14 и др.

В панели предусмотрены устройства функционального и тестового контроля, а также для быстрой проверки уставок.

Логическая часть защиты выполнена на

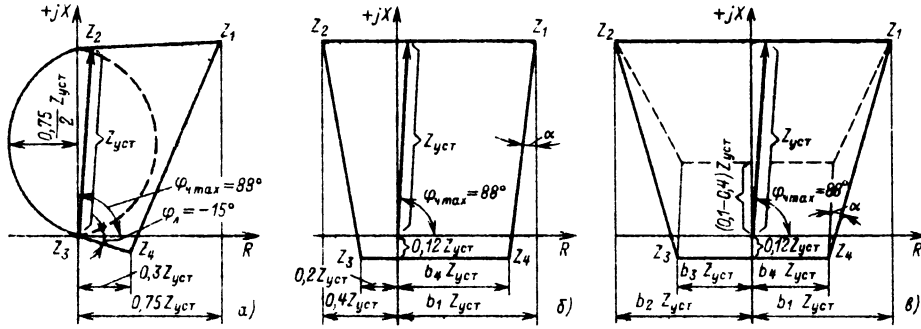


Рис. 44.14. Характеристика срабатывания измерительных органов сопротивления ДЗ панели ПДЭ 2001: а – I ступень; б – II ступень; в – III ступень ( $Z_{уст}$  – сопротивление уставки)

основе элементов положительной логики И – НЕ серии К511. В схеме используются типовые элементы выдержки времени (на основе микросхем К511), имеющие два различных входа для управления сигналом как 0, так и 1.

**Измерительные и пусковые органы защиты.** Характеристика реле сопротивления I ступени представляет собой наложение четырехугольной и эллипсообразной характеристик, проходящих через начало координат в плоскости  $Z$ .

Вершины  $Z_3$  – в начале координат,  $Z_2$  – на направлении максимальной чувствительности ( $\varphi_{чmax}$ )\*. Активные составляющие точек  $Z_1$  и  $Z_4$  фиксированы и соответственно равны  $0,75Z_{уст}$  и  $0,3Z_{уст}$ . При близких КЗ работа I ступени обеспечивается напряжением подпитки неповрежденной фазы с запоминанием предшествующего режима (рис. 44.14).

Характеристика срабатывания реле сопротивления II ступени – четырехугольник с тем же  $\varphi_{чmax}$  и смещением в III и IV квадранты не более  $0,12 Z_{уст}$ . Точки  $Z_2$  и  $Z_3$  имеют фиксированные активные составляющие  $0,4Z_{уст}$  и  $0,2Z_{уст}$  соответственно, точки  $Z_1$  и  $Z_4$  – переменные активные составляющие  $b_1 Z_{уст}$  и  $b_4 Z_{уст}$  соответственно. Верхняя и нижняя стороны – горизонтальны ( $b_1 = 0,35 \div 0,75$ ;  $b_4 = 0,2 \div 0,6$ ).

Характеристика реле сопротивления III ступени – четырехугольник с  $\varphi_{чmax} = 88^\circ$ , имеющий возможность смещения в III и IV квадранты не более  $0,12 Z_{уст}$  или в I и II квадранты в пределах  $(0,1 - 0,4) Z_{уст}$ . Активные составляющие  $b_1 Z_1$ ,  $b_2 Z_2$ ,  $b_3 Z_3$  и  $b_4 Z_4$  всех точек могут независимо изменяться:  $b_1$  и  $b_2$  в пределах  $0,35 - 0,75$  и  $b_3$ ,  $b_4$  в пределах  $0,15 - 0,4$ . Верхняя и нижняя стороны – горизонтальны.

\* Угол  $\varphi_{чmax} = 88^\circ$  для всех ступеней – угол направления, в котором задается уставка  $Z_{уст}$ .

Измерительные органы сопротивления дистанционных защит панели ПДЭ 2001 (а также и шкаф ШДЭ 2801) в отличие от ранее выпускавшихся выполнены на базе ИМС с применением операционного усилителя (ОУ) типа К555УД2. Применение ОУ позволяет получить реле сопротивления с достаточно сложными и устойчивыми характеристиками. При выполнении всех цепей формирования, фильтрации и сравнения активными существенно снижается потребление мощности от измерительных трансформаторов тока и напряжения. В структурной схеме дистанционного органа I ступени ПДЭ 2001 (рис. 44.15) предусмотрены СФ1 – СФ4 – схемы фильтрации и формирования величин  $E_j = K_{j1} U_p + K_{j2} I_p = K_{j1} (Z - Z_j) I_p$ , которые подаются на входы двух схем сравнения фаз СС1 и СС2, выходы которых объединены элементом ИЛИ (ДН и ДТ – датчики напряжения и тока).

Совмещение в органе I ступени точек  $Z_2$  и  $Z_3$  для характеристик в виде пересекающихся окружностей и четырехугольной

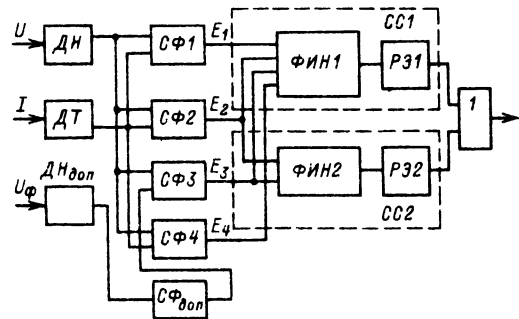


Рис. 44.15. Структурная схема измерительного органа сопротивления I ступени защиты ПДЭ 2001:

ДТ – датчик тока; ДН – датчик напряжения; ДНдоп – датчик напряжения памяти; СФдоп – схема формирования памяти

позволяет ограничиться формированием только четырех величин  $E_j$ .

В схемах сравнения содержатся *ФИН1* и *ФИН2* — формирователи импульсов, пропорциональных времени несовпадения по знаку подводимых величин  $E_j$ .

В схемах сравнения осуществляется сравнение времени  $t_{нс}$  несовпадения с заданным временем  $t_y$ . В *СС1* реагирующий элемент *РЭ1* срабатывает, когда  $t_{нс} \geq 10$  мс, и формирует характеристику в виде четырех пересекающихся прямых (см. рис. 44.14, б и в). В *СС2* срабатывание *РЭ2* происходит при  $t_{нс} \geq 6 + 7$  мс, и получаются две пересекающиеся окружности. При КЗ без переходных сопротивлений, т. е. когда сопротивление на зажимах реле расположено внутри узкой «эллипсообразной» характеристики, возможно повышенное быстродействие. Необходимая чувствительность к КЗ со значительными переходными сопротивлениями обеспечивается четырехугольной характеристикой (см. рис. 44.14, а), но с некоторым замедлением, обусловленным более строгим подавлением свободных составляющих.

Измерительные органы II и III ступеней аналогичны, но отсутствует «быстродействующий» канал.

Измерительные органы всех ступеней дистанционной защиты в ШДЭ 2801 принципиально выполняются аналогично. Подробно выполнение измерительных органов рассматривается в [44.9, 44.10].

*Устройство блокировки* при неисправностях цепей напряжения (БН) выполнено на пофазном сравнении одноименных фазных напряжений обмоток, соединенных в «звезду» и «разомкнутый треугольник».

Устранение мертвой зоны и сохранение направленности I ступени при близких  $K^{(2)}$  достигаются дополнением величины  $E_3$  напряжением неповрежденной фазы  $U_\phi$  ( $DH_{доп}$  и  $CF_{доп}$ ), а при  $K^{(3)}$  — «запоминанием» напряжения, фильтром высокой добротности.

В устройстве блокировки при качаниях (БК) пусковой орган блокировки (ПОБ) аналогичен используемому ДЗ шкафа ШДЭ 2801 (см. § 44.2) и также содержит чувствительный и грубый реагирующие органы (РО).

Устройство БК обеспечивает выполнение ряда функций с учетом специфики режимов ВЛ сверхвысокого напряжения.

1. Ввод в действие при возникновении несимметрии медленнодействующих ступеней (I и II с выдержками времени и III ступень) на время, достаточное для их срабатывания (1–10 с). Отключение КЗ на сильно нагруженных линиях часто сопровождается

качаниями с периодом 2–2,5 с. Поэтому ступени, которые с учетом реальных характеристик срабатывания КЗ оказываются отстроенными от таких качаний выдержками времени, допустимо вводить при срабатывании ПОБ на время до полного возврата БК. Пуск от БК исключает возможность неправильной работы при качаниях с большими периодами.

2. Ввод в действие быстродействующих ступеней на время 0,2–0,6 с с последующим выводом на время 1–10 с до полного возврата блокировки (время ввода медленнодействующих ступеней).

3. Блокирование быстродействующих ступеней через 0,05–0,1 с после срабатывания КЗ II ступени, если в течение этого времени не срабатывает ПОБ (рис. 44.16). При загрузке, близкой к пределу передаваемой мощности, возможно развитие качаний без КЗ. Блокирование исключает возможность неправильных действий защиты при последующем появлении несимметрии (удаленные КЗ или переключения). Выдержка 0,05–0,1 с предотвращает вывод защиты при КЗ на защищаемой линии и случайном запаздывании срабатывания ПОБ относительно КЗ2.

4. Запрет возврата блокировки и вывод из действия быстродействующих ступеней при развитии качаний и возникновении асинхронного хода. Если при асинхронном ходе окажутся возможными периодическое срабатывание и возврат КЗ2, то по истечении времени блокирования в случае появления несимметрии (удаленное повреждение, переключения) возможны в момент возврата КЗ2 пуск и срабатывание быстродействующих ступеней. Для предотвращения срабатывания быстродействующих ступеней при асинхронном ходе с периодом до 0,8 с предусмотрен запрет возврата блокировки в этом режиме.

При отсутствии сигналов от ПОБ и КЗ2 на выходах инверторов *D3.1*, *D3.4*, *D3.5* и *D3.6* будут единичные сигналы. При срабатывании чувствительного РО ПОБ через *D1.21* и *D2.19* происходит пуск медленнодействующих ступеней и запуск *DT10*, определяющего время возврата блокировки (1–10 с).

Одновременно сигналом с выхода *D2.21* осуществляется пуск быстродействующих ступеней на время до срабатывания элемента *DT6* (0,2–0,6 с). После этого до возврата блокировки (срабатывание *DT10*) быстродействующие ступени выведены.

При отсутствии сигнала на выходе *D2.23* (ПОБ не сработал) и срабатывании КЗ2 через время 0,05–0,1 с (*DT8*) на выходе *D3.5* будет нулевой сигнал, запрещающий переключение *D2.21* и предотвращающий пуск

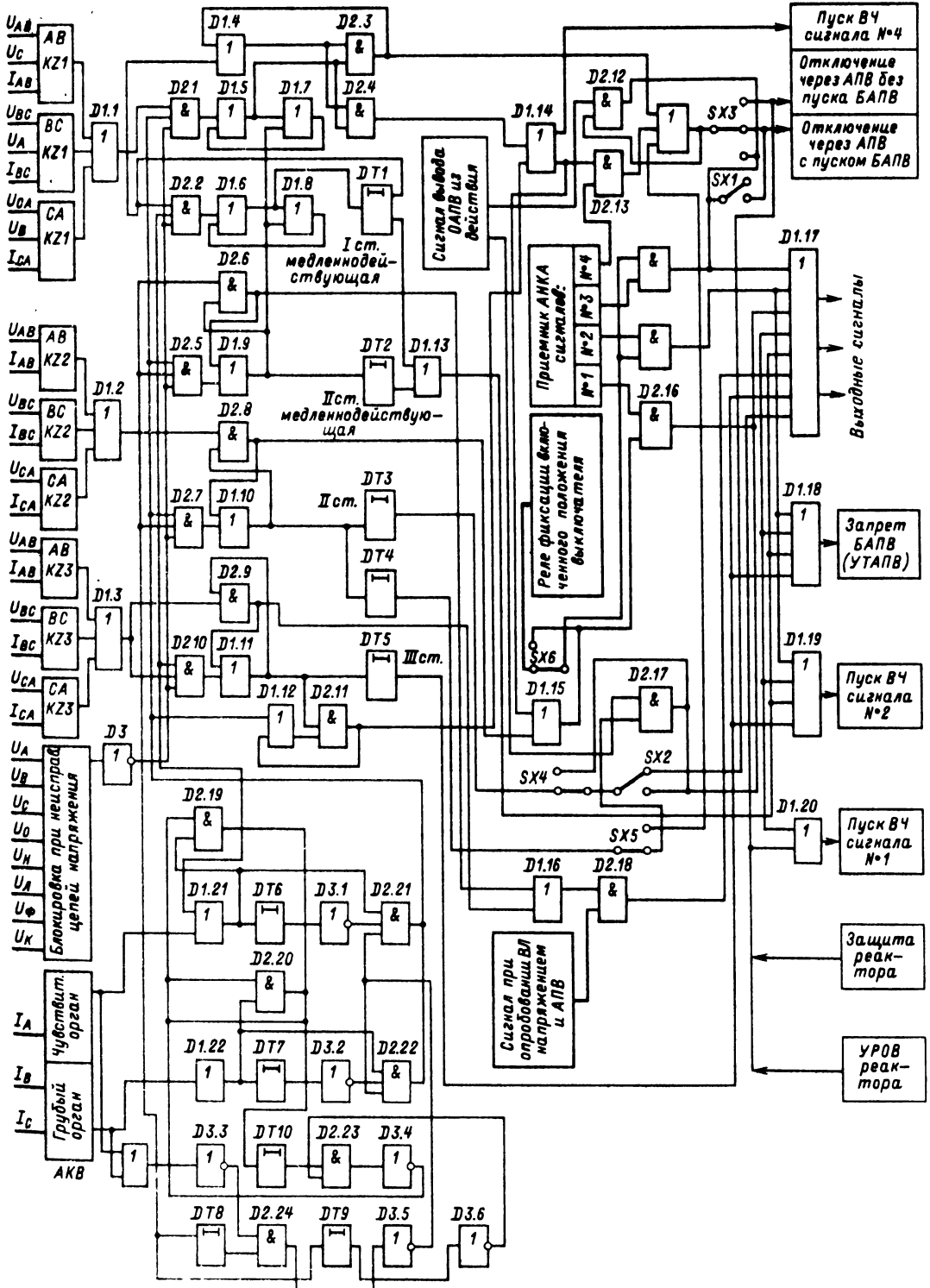


Рис. 44.16. Принципиальная схема логической части ДЗ панели ПДЭ 2001:  
 Д117 – Д119 – выходные реле защиты

быстродействующих ступеней при качаниях. Запрет возврата блокировки при возникновении асинхронного хода обеспечивается выдержкой времени элемента  $DT9$ .

Назначение и функции тракта грубого РО рассмотрены выше.

**Логическая часть дистанционной защиты ПДЭ 2001** (рис. 44.16) обеспечивает:

пуск всех ступеней защиты с контролем устройствами БК и БН;

блокирование быстродействующих ступеней при качаниях и асинхронном ходе;

срабатывание отдельных ступеней с различными выдержками времени;

ускорение отдельных ступеней оперативно при включении выключателя и при приеме разрешающих или отключающих ВЧ сигналов; функциональный контроль исправности защиты;

тестовую проверку защиты.

Выходы пофазных измерительных органов  $KZ$  объединены элементами ИЛИ  $D1.1$ ,  $D1.2$  и  $D1.3$  соответственно в I, II и III ступенях защиты.

Сигналы о срабатывании  $KZ1$  и устройств блокировок БК и БН поступают на входы элементов  $D2.1$  в быстродействующей и  $D2.2$  в медленнодействующей I ступени. Предусматривается самоудерживание для обеспечения работы УРОВ в случае работы  $KZ1$  по «памяти» при близких  $K^{(3)}$ . Самоудерживание обеспечивается в быстродействующей ступени элементами  $D1.5$  и  $D1.7$  и в медленнодействующей  $D1.6$  и  $D1.8$ . Самоудерживание при одновременном срабатывании  $KZ2$  и БК предотвращает возврат быстродействующей ступени после начала ее срабатывания и истечения времени ввода устройством БК. Для повышения надежности несрабатывания под воздействием помех и при неисправностях в логической части введены  $D2.3$  и  $D2.4$ , контролирующие дополнительно срабатывание измерительных органов  $KZ1$ .

Быстродействующая I ступень имеет два выхода: первый в цепи отключения I ступени, а второй для пуска АНКА (ВЧ сигнал № 4) и контроля отключения при приеме ВЧ сигналов № 1–3.

Сигналы о срабатывании  $KZ2$  и устройств БК и БН поступают на входы  $D2.5$  для медленнодействующей и на входы  $D2.7$  для быстродействующей II ступени. Для предотвращения вывода из работы II ступени устройством БК осуществляется самоудерживание на  $D2.8$  и  $D1.10$  для быстродействующей и  $D2.6$  и  $D1.9$  для медленнодействующей ступеней. Выдержки времени создаются соответственно элементами времени  $DT3$  и  $DT2$ . Сигнал от  $D2.8$  используется

также для контроля второй ступенью отключения ВЧ сигналами № 1–3. Оперативное ускорение II ступени при выводе основной быстродействующей защиты производится сигналом от  $D1.10$  через  $DT4$  (накладка  $SX5$ ). С выхода  $D2.6$  сигнал используется для ускорения при АПВ и опробовании линии напряжением.

Логика III ступени аналогична логике II медленнодействующей: пуск от БК с контролем БН обеспечивается элементом  $D2.10$ , самоудерживание – элементами  $D1.11$  и  $D2.9$ . Выдержку времени III ступени создает  $DT5$ . Сигнал выхода  $D2.9$  используется для ускорения отключения при опробовании линии и АПВ. Элементы  $D1.12$  и  $D2.11$  контролируют цепь пуска ВЧ сигнала № 4. В зависимости от быстродействия выходные цепи объединяются в несколько групп (рис. 44.16).

1. Быстродействующая I ступень, цепи ускорения при приеме ВЧ сигнала № 4 и при оперативном ускорении, которые отключают: а) через выходные реле защиты три фазы выключателя с пуском или без пуска БАПВ (УТАПВ); б) через избиратели ОАПВ выключатель с пуском или без пуска БАПВ (УТАПВ); в) цепи от ВЧ сигнала № 3 три фазы через выходные реле защиты с пуском или без пуска БАПВ (УТАПВ).

2. Быстродействующая II ступень и оперативное ускорение, если оно вводится с замедлением. В зависимости от положения накладок  $SX4$ ,  $SX2$  и  $SX5$  возможно отключение через избиратели ОАПВ или через выходные реле защиты с одновременным запретом БАПВ (УТАПВ) и пуском ВЧ сигнала № 2.

При неисправности, выводе или тестовой проверке ОАПВ обе группы выходных цепей отключают через собственные выходные реле три фазы выключателя.

3. Медленнодействующие I и II ступени и III ступень, которые отключают три фазы выключателя с запретом БАПВ (УТАПВ) и пуском ВЧ сигнала № 2.

4. Цепи ускорения II или III ступени при АПВ и опробовании линии, которые действуют на отключение трех фаз выключателя. Через выходные реле панели обеспечивается действие резервной защиты линейного реактора на отключение трех фаз с запретом ТАПВ и одновременным пуском ВЧ сигнала № 1.

Выходные реле панели обеспечивают останова ВЧ передатчика ПДЭ 2003.

**Выбор параметров срабатывания и проверка чувствительности измерительных органов дистанционной защиты (ПДЭ 2001).** Характеристики срабатывания реле сопротивления представлены на рис. 44.14.

Все соотношения ниже приводятся для линий без УПК и ответвлений. В схеме предусмотрены I ступень без выдержки времени, II с выдержкой, равной сумме времен действия УРОВ и ступени селективности, т. е.  $t_{уров} + \Delta t$ , III ступень с выдержкой, выбираемой в общем случае по встречно-ступенчатому принципу. Кроме того, в защите предусмотрены I и II медленнодействующие ступени. Медленнодействующая II ступень обеспечивает отключение КЗ в зоне II ступени помимо цепи, выводящей указанную выше ступень через 0,2–0,6 с после возникновения несимметрии. Выдержка времени II медленнодействующей ступени определяется условиями отстройки от периода качаний, которые могут возникнуть после ввода медленнодействующей ступени блокировкой при качаниях, и согласования с аналогичными медленнодействующими ступенями дистанционных защит смежных линий.

Медленнодействующая I ступень предназначена для облегчения согласования медленнодействующих II ступеней в сложных сетях, а также для снижения их выдержек времени – медленнодействующая II согласуется с медленнодействующей I ступенью смежной линии. Выдержка времени I медленнодействующей ступени отстраивается от времени, в течение которого сопротивление на зажимах реле при качаниях находится в пределах характеристики срабатывания I ступени.

Первичное сопротивление срабатывания I ступени защиты  $Z_{c,3}^I$  выбирается по условию отстройки от металлического КЗ на шинах ПС, примыкающей к противоположному концу линии:

$$Z_{c,3}^I \leq Z_{л1}/K_{отс}$$

где  $Z_{л1}$  – сопротивление защищаемой линии;  $K_{отс} = 1,15$  – коэффициент отстройки, учитывающий различные погрешности, неточность расчета и необходимый запас.

Первичное сопротивление срабатывания II ступени защиты принимается меньшим из полученных по условиям:

согласования с I ступенью защиты предыдущей линии

$$Z_{c,3}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left( Z_{л1} + \frac{1-\alpha}{K_{токII}} Z_{c,3,пред}^I \right);$$

для линий высшего (среднего) напряжения – отстройки от КЗ на шинах СН (ВН) напряжения ПС, примыкающей к противоположному концу линии,

$$Z_{c,3}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left( Z_{л1} + \frac{Z_T}{K_{ток,T}} \right);$$

согласования с I ступенью защиты, установленной на противоположном (по отношению к месту установки рассматриваемой защиты) конце параллельной линии, при каскадном отключении повреждения на ней

$$Z_{c,3}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left( Z_{л1} + \frac{1-\alpha}{K_{токI}} Z_{c,3,парал}^I \right),$$

где  $Z_T$  – минимально возможное сопротивление обмоток ВН и СН параллельно работающих АТ с учетом регулирования напряжения;  $\alpha = 0,1$  – коэффициент, учитывающий различные погрешности измерительных трансформаторов и аппаратуры;  $K_{токII}$ ,  $K_{ток,T}$ ,  $K_{токI}$  – коэффициенты токораспределения, равные отношению первичного тока в защите к току соответственно в предыдущей линии, в АТ или в параллельной линии; принимаются максимально возможные значения для реально возможных режимов.

Коэффициент чувствительности II ступени защиты определяется по выражению

$$K_q = Z_{c,3}^{II}/Z_3,$$

где  $Z_3$  – максимальное первичное сопротивление в защите при металлическом КЗ в конце защищаемой линии; на линиях с одно-сторонним и двусторонним питанием  $Z_3 = Z_{л1}$ .

В случае, когда  $\varphi_3 \geq \arctg \frac{Z_{c,3} \sin \varphi_{q,max}}{b_1}$ ,

чувствительность оценивается по выражению

$$K_q = Z_{c,3}^{II} \sin \varphi_{q,max} / Z_3 \sin \varphi_3,$$

где  $\varphi_{q,max}$  и  $\varphi_3$  – угол максимальной чувствительности и угол комплекса  $Z_3$  соответственно.

В соответствии с ПУЭ необходимо иметь  $K_q \geq 1,25$ .

Если выбранная таким образом II ступень недостаточно чувствительна, то иногда возможно увеличить ее сопротивление срабатывания и выдержку времени с учетом следующего. Если определяющим было условие согласования с I ступенью защиты предыдущей линии, то согласование может производиться со II ступенью этой же защиты. Если определяющим явилось условие отстройки от КЗ за АТ на шинах СН (ВН), то согласование может производиться с I ступенью дистанционной защиты на АТ.

Наклон правой боковой стороны характеристики срабатывания реле сопротивления II ступени выбирается по условию отстройки от минимально возможного сопротивления  $Z_{нагр,расч}$  в максимальном нагрузочном режиме

$$Z_{нагр,расч} = U_{min} / \sqrt{3} I_{раб,max}$$

по условию

$$\frac{Z_{\text{нагр, расч}}}{Z_{\text{с,з}}^{\text{III}}} \geq \frac{K_{\text{отс}} K_{\text{в}} (b_4 - a \operatorname{tg} \alpha)}{\cos \varphi_{\text{нагр, расч}} - \operatorname{tg} \alpha \sin \varphi_{\text{нагр, расч}}},$$

где  $U_{\text{min}}$ ,  $I_{\text{раб max}}$  – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты и максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии в расчетном нагрузочном режиме;  $K_{\text{отс}} = 1,2$  и  $K_{\text{в}} = 1,05$  – коэффициенты отстройки и возврата соответственно;  $\operatorname{tg} \alpha = \frac{b_1 - b_4}{1 - a}$  ( $a$ ,  $b_1$  и  $b_4$  – см. характеристику).

Для повышения чувствительности к КЗ через переходные сопротивления  $b_4$  и особенно  $b_1$  следует выбирать максимально возможными, удовлетворяющими отстройке от  $Z_{\text{нагр, расч}}$ .

Первичное сопротивление срабатывания III ступени выбирается по условию получения требуемой чувствительности при каскадном отключении металлического КЗ в конце зоны резервирования:

$$Z_{\text{с,з}}^{\text{III}} \geq K_{\text{ч, треб}} Z_3 \frac{\sin \varphi_{\text{ч max}}}{\sin \varphi_3},$$

где  $K_{\text{ч, треб}} = 1,2$  – требуемый по ПУЭ коэффициент чувствительности;  $Z_3$  и  $\varphi_3$  – модуль и аргумент первичного сопротивления в месте установки защиты при металлическом КЗ в конце зоны резервирования.

Выборочное сопротивление  $Z_{\text{с,з}}^{\text{III}}$  должно удовлетворять условию отстройки от сопротивления нагрузки в месте установки защиты в расчетных режимах. Это условие определяется различными выражениями в зависимости от значения  $\varphi_{\text{нагр, расч}}$  в соответствии с характеристикой III ступени.

Выборочное сопротивление должно удовлетворять условию отстройки от всех  $Z_{\text{нагр, расч}}$  расположенных в I и II квадрантах и пересекающих верхнюю сторону четырехугольника, т. е. должно быть отстроено от  $Z_{\text{нагр}}$  имеющих  $\varphi_{\text{нагр}}$  в диапазоне

$$\arctg \frac{1}{b_1} = \beta_1 \leq \varphi_{\text{нагр}} \leq \beta_2 = \arctg \frac{1}{b_2},$$

где  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – углы комплексов  $Z_1$  и  $Z_2$ .

Отстройка от указанного сопротивления нагрузки удовлетворяется, если выполняется условие

$$Z_{\text{с,з}}^{\text{III}} \leq \frac{Z_{\text{нагр, расч}}}{K_{\text{отс}} K_{\text{в}}} \sin \varphi_{\text{нагр, расч}}.$$

При невыполнении этого условия заданный коэффициент чувствительности получить нельзя.

Наклон правой и левой боковых сторон характеристики, определяемый значениями

$b_1 - b_4$ , а также смещение  $a$  выбираются по условию отстройки от  $Z_{\text{нагр, расч}}$ , которые пересекают боковые стороны, когда  $\beta_1 > \varphi_{\text{нагр, расч}} > \beta_2$ . В этих случаях условие отстройки соблюдается, если выполняется соотношение

$$\frac{Z_{\text{нагр, расч}}}{Z_{\text{с,з}}^{\text{III}}} \geq \frac{K_{\text{отс}} K_{\text{в}} (b_{4(3)} - a \operatorname{tg} \alpha)}{\cos \varphi_{\text{нагр, расч}} - \operatorname{tg} \alpha \sin \varphi_{\text{нагр, расч}}},$$

где  $a$  принимается отрицательным при смещении в III и IV квадранты (по абсолютной величине не более 0,12) и положительным при смещении в I и II квадранты в пределах 0,1–0,4;  $\operatorname{tg} \alpha = \frac{b_1 - b_4}{1 - a}$  при

$Z_{\text{нагр, расч}}$  в I и IV квадрантах и  $\operatorname{tg} \alpha = \frac{b_2 - b_3}{1 - a}$  при  $Z_{\text{нагр, расч}}$  в II и III квадрантах.

Для повышения чувствительности к КЗ через переходное сопротивление следует руководствоваться соображениями, приведенными при выборе характеристики II ступени.

При смещении характеристики срабатывания в III и IV квадранты, когда  $Z_{\text{нагр, расч}}$  может пересекать нижнюю сторону, т. е. когда

$$\arctg \frac{a}{b_3} = \beta_3 \leq \varphi_{\text{нагр, расч}} \leq \beta_4 = \arctg \frac{a}{b_4},$$

условие отстройки соблюдается, если выполняется соотношение

$$\frac{Z_{\text{нагр, расч}}}{Z_{\text{с,з}}^{\text{III}}} \geq \frac{K_{\text{отс}} K_{\text{в}} a}{\sin \varphi_{\text{нагр, расч}}},$$

где  $\beta_3$  и  $\beta_4$  – углы векторов, соединяющих начало координат с вершинами  $Z_3$  и  $Z_4$ .

При смещении характеристики в I и II квадранты отстройка от нагрузочных режимов может производиться по углу. При заданных выше значениях  $K_{\text{отс}}$  и  $K_{\text{в}}$  необходимо иметь

$$\arctg \frac{a}{b_3} + 15^\circ = \beta_3 + 15^\circ \leq \varphi_{\text{нагр, расч}} \leq$$

$$\leq \beta_4 - 15^\circ = \arctg \frac{a}{b_4} - 15^\circ;$$

$$\arctg \frac{1}{b_2} + 15^\circ = \beta_2 + 15^\circ \leq \varphi_{\text{нагр, расч}} \leq$$

$$\leq \beta_1 + 15^\circ = \arctg \frac{1}{b_1} - 15^\circ.$$

Для надежного перекрытия зон, охватываемых II и III ступенями, с учетом 10%-ной погрешности

$$1,1 a Z_{\text{с,з}}^{\text{III}} \leq 0,9 Z_{\text{с,з}}^{\text{III}}.$$

Спротивление срабатывания реле определяется выражением

$$Z_{с.р} = \frac{K_I}{K_U} Z_{с.з},$$

где  $K_I$  и  $K_U$  — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения, используемых для защиты.

Необходимо проверить чувствительность каждой ступени по току точной работы, которая оценивается коэффициентом чувствительности при КЗ между тремя фазами в расчетной точке:

$$K_{ч.т} = I_{3, \min} / I_{3, т},$$

где  $I_{3, т}$  — минимальный первичный ток точной работы рассматриваемой ступени защиты.

Ток  $I_{3, \min}$  для I и II ступеней допустимо определять при КЗ в конце защищаемой линии, при этом минимальное значение  $K_{ч.т} \geq 1,3$ .

Для согласования защит смежных линий проверка по току точной работы должна производиться для той ступени защиты предыдущей линии, с которой согласована защита последующей линии.

#### Токовая защита ПДЭ 2002

*Состав и назначение.* Панель содержит токовую направленную четырехступенчатую защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), токовую отсечку от многофазных КЗ и защиту от неполнофазного режима.

Четырехступенчатая ТНЗНП предназначена для применения в качестве резервной защиты от КЗ на землю на линиях 500 кВ и выше.

Токовая отсечка — дополнительная защита при междуфазных КЗ вблизи от шин ПС, включенная на токи фаз А и С.

Защита от неполнофазного режима предназначена для ликвидации длительных неполнофазных режимов. Предусматривается передача отключающих ВЧ сигналов № 1, 2 и 3 и разрешающего № 4 с использованием аппаратуры АНКА-14.

Упрощенная структурная схема защиты приведена на рис. 44.17.

*Измерительные органы защиты.* Реле тока КАН нулевой последовательности всех ступеней выполнены с более совершенными частотными фильтрами, обладают повышенной точностью настройки, меньшими погрешностями и их зависимостью от температуры.

Орган направления мощности нулевой последовательности содержит разрешающее реле КW1, блокирующее КW2. Для повышения

чувствительности к удаленным КЗ на землю возможна компенсация падения напряжения  $U_0$  на линии («смещение» органа КW1 в линию). Предусмотрена компенсация емкостного тока.

Реле КА срабатывает при превышении меньшим из фазных токов уставки и осуществляет заглубление по напряжению разрешающего органа КW1, исключая возможность его срабатывания при введенной компенсации («смещении») и увеличенных токах небаланса, например при качаниях.

**Логическая часть панели ПДЭ 2002** обеспечивает:

контроль направленности ступеней с разрешающим или блокирующим реле;

срабатывание ступеней защиты с различными выдержками времени;

ускорение отдельных ступеней защиты при включении выключателя, оперативное ускорение, ускорение с контролем направления мощности на параллельной линии, а также при приеме разрешающего ВЧ сигнала № 4;

защиту от неполнофазного режима, вызванного неполнофазным включением или отключением выключателя линии;

постоянный автоматический функциональный контроль и возможность тестовой проверки исправности защиты.

Направленность всех ступеней ТНЗНП может обеспечиваться как разрешающим, так и блокирующим органом КW — накладки SX7, SX8. Все неускоряемые ступени могут быть выполнены ненаправленными. Вывод направленности осуществляется либо оперативным персоналом (накладки SX4, SX5, SX6), либо автоматически, например при включении линии.

Первая ступень возможна без выдержки времени или с выдержкой, создаваемой элементом DT1, для отстройки от качаний при неодновременном включении фаз выключателя.

В цикле ОАПВ своей линии возможен автоматический вывод I, II и III ступеней — накладки SX9, SX10, SX11 установлены. Вывод IV ступени не предусмотрен в предположении ее достаточной отстройки от цикла ОАПВ по времени.

В панели возможно оперативное ускорение III ступени защиты, а также ускорение при АПВ и опробовании линии. Выдержки времени при необходимости создаются элементами DT2 и DT3.

При ускорении III ступени с контролем направления мощности в параллельной линии ускоряемая ступень одновременно контролируется своим разрешающим КW1 и блокирующим реле КW2 аналогичной защиты па-



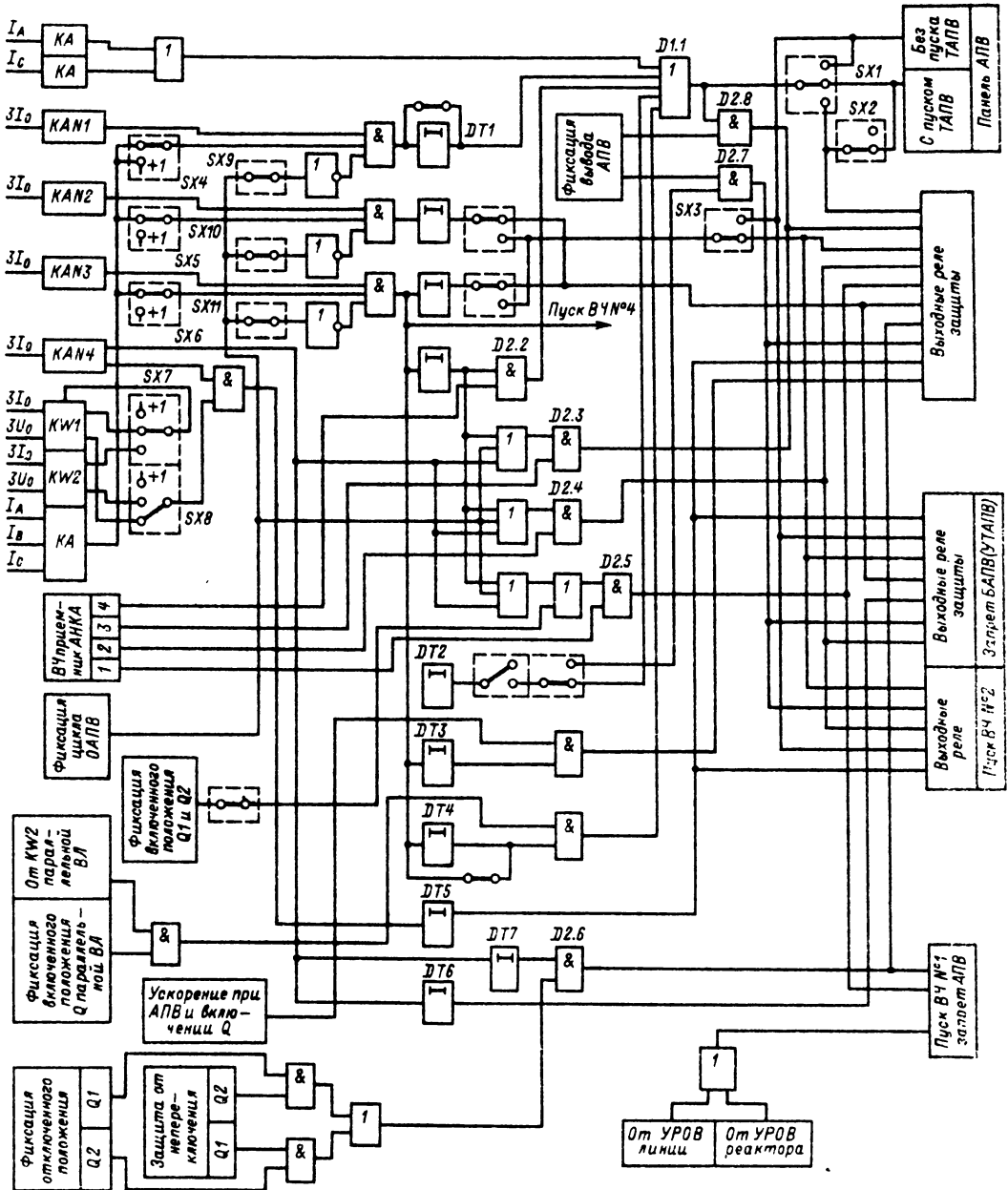


Рис. 44.17. Схема логической части панели ПДЭ 2002

параллельной линии. Цепь ускорения контролируется также реле положения «включено» выключателя параллельной линии; возможно выполнение ускорения без выдержки времени или с выдержкой (DT4) для отстройки от одновременности включения фаз выключателя.

Реле KAN3 с контролем направленности (D2.1) осуществляет пуск ВЧ сигнала № 4. При приеме ВЧ сигнала № 4 отключение контролируется также реле KAN3 – D2.2.

Цепи отключения при приеме ВЧ сигналов № 1–3 контролируются тем же реле KAN3 – элементы D2.3, D2.4 и D2.5.

Четвертая ступень (KAN4, DT5) контролирует цепи отключения при приеме ВЧ сигналов № 1–3, является пусковым органом защиты от неполнофазного режима (DT7 и D2.6) и запрещает БАПВ (УТАПВ) при протекании тока нулевой последовательности в течение времени порядка 0,1–0,6 с.

**Выходные цепи панели ПДЭ 2002.** В зависимости от быстрейшего действия все выходные цепи панели объединяются в несколько групп.

1. Группа, действующая без замедления: междуфазная токовая отсечка, I ступень без замедления ТНЗНП, III ступень с ускорением блокирующим реле KW2 параллельной линии, цепи отключения при приеме ВЧ сигнала № 4 и оперативно ускоряемая без выдержки времени III ступень (D1.1).

Быстрейшая группа в зависимости от положения накладки SX1 может действовать на отключение:

через выходные панели на отключение трех фаз с разрешением или запретом БАПВ (УТАПВ) (накладка SX2);

через избирательные органы ОАПВ с пуском БАПВ (УТАПВ);

через избирательные органы ОАПВ без пуска БАПВ (УТАПВ).

При неисправности панели АПВ или при его тестовом контроле действие всей группы автоматически переводится на выходные реле панели ПДЭ 2002 (D2.7, D2.8).

2. Группа, действующая с замедлением: II и III ступени и III ступень при оперативном ускорении с выдержкой времени элемента DT2.

Группа действует в зависимости от положения накладки SX3 через избиратели ОАПВ или через выходные реле панели защиты на отключение трех фаз с запретом БАПВ (УТАПВ). При действии группы через выходные реле защиты производится пуск ВЧ сигнала № 2.

При неисправности или тестовой проверке панели ОАПВ защиты с замедлением автоматически переводятся на действие через выходные реле защиты.

3. Группа, действующая только на отключение трех фаз через выходные реле панели: IV ступень с выдержкой DT6 и цепи отключения при приеме ВЧ сигнала № 2. Одновременно запрещается БАПВ (УТАПВ) и пускается ВЧ сигнал № 2.

При действии защиты на отключение трех фаз выключателя линии выходные реле обеспечивают:

- отключение выключателей линии;
- запрет ТАПВ одного выключателя при неуспешном ТАПВ другого;
- пуск УРОВ выключателей линии;

пуск локатора;

пуск ВЧ сигнала № 3 без запрета БАПВ (УТАПВ);

останов ВЧ передатчика основной ВЧ направленной и дифференциально-фазной защит (ПДЭ 2003).

В панели ПДЭ 2002 имеются тиристорные выходы на три фазы двух выключателей линии, контактные выходы на эти же выключатели и на выключатели двух реакторов.

**Выбор параметров срабатывания и проверка чувствительности токовой защиты нулевой последовательности.** 1. Все расчеты производятся по указаниям, приведенным в § 44.2 применительно к защите линий 110–330 кВ.

2. КЗ на землю в сетях 500 кВ и выше сопровождаются более интенсивными переходными процессами, чем в сетях 330 кВ. Однако реле тока защиты ПДЭ 2002 выполнены с более совершенными частотными фильтрами, отличаются большей точностью, меньшими погрешностями. Предполагается, что будет возможно несколько снизить значения коэффициентов отстройки  $K_{отс}$ . Но до накопления опыта эксплуатации считается целесообразным использовать их значения, рекомендуемые [44.5].

Минимально допустимые значения коэффициентов чувствительности ступеней защиты ПДЭ 2002 при использовании в сетях 750 кВ и выше увеличены до значений 1,7 и 1,3 при КЗ на землю в конце линии и в конце зоны резервирования соответственно. Необходимость этого обусловлена увеличенным соотношением между переходным сопротивлением и результирующим сопротивлением для места КЗ.

3. В защите ПДЭ 2002 используется орган направления мощности нулевой последовательности двустороннего действия. В разрешающем реле имеется устройство компенсации падения напряжения нулевой последовательности на сопротивлении линии и, кроме этого, устройство компенсации емкостного тока линии.

Первичное напряжение нулевой последовательности, подводимое к реле,

$$3U_{03} = 3U_0 - 3I_{03}Z_{0к},$$

где  $U_0$  — напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты;  $I_{03}$  — ток нулевой последовательности, подводимый к защите, с учетом выбранной компенсации емкостного тока линии;  $Z_{0к}$  — сопротивление устройства компенсации в первичных величинах.

Первичный утроенный ток нулевой последовательности в защите

$$3I_{03} = 3I_0 - 3U_0Y_{0к},$$

где  $I_0$  – ток нулевой последовательности в месте установки защиты;  $Y_{0к}$  – проводимость устройства компенсации емкостного тока линии.

Все расчеты параметров срабатывания и проверки чувствительности проводятся ниже с учетом компенсации емкостного тока линии.

Устройство компенсации падения напряжения в линии также используется, когда не обеспечивается достаточная чувствительность реле направления мощности по напряжению. Значение сопротивления смещения выбирается по приведенным выше условиям § 44.2.

Ток срабатывания реле регулируется в пределах 0,03–0,12 А ступенями по 0,006 А. Напряжение срабатывания регулируется в пределах 1–5 В через 0,2 В.

Ориентировочно в предварительных расчетах ток и напряжение срабатывания могут быть приняты равными 0,05 А и 2 В. При использовании компенсации напряжения на линии в действие вводится реле тока, при срабатывании которого осуществляется загрузка реле направления мощности для отстройки от небаланса при качаниях. Реле тока реагирует на меньший из трех фазных токов и отстраивается от максимального тока неповрежденных фаз при КЗ на землю:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} I_{неп.ф.}$$

где  $K_{отс} = 1,3$ ;  $K_{в} = 0,9$ .

Ток срабатывания реле плавно регулируется в пределах 1–2 А. В предварительных расчетах рекомендуется устанавливать ток срабатывания реле равным 2 А. Степень загрузки реле направления мощности при срабатывании реле тока плавно регулируется от 1,1 до 4 и определяется из условия отстройки от максимального тока небаланса  $I_{0нб}$  при качаниях:

$$\begin{aligned} 3I_{0нб} &= 3I_{0нб,тт} + 3I_{0нес}; \\ 3I_{0нб,тт} &= 3\epsilon_i K_0 K_{одн} I_{ур,кач} \end{aligned}$$

где  $3I_{0нб,тт}$  – составляющая небаланса, обусловленная различными погрешностями трансформаторов тока разных фаз;  $3I_{0нес} = = 0,001 I_{ур,кач}$  – составляющая небаланса, обусловленная несимметрией системы фазных токов в линии;  $I_{ур,кач}$  – равнительный ток при качаниях;  $\epsilon_i = 0,03$  – относительная токовая погрешность трансформаторов тока;  $K_0 = 1/3$  – относительное значение тока небаланса нулевой последовательности в условиях, когда трансформатор тока одной фазы имеет погрешность, а двух других не имеет;  $K_{одн} = = 0,5$  – коэффициент однотипности, учитываю-

щий снижение действительного результирующего тока небаланса.

С учетом приведенных значений

$$3I_{0нб} = 0,016 I_{ур,кач}.$$

При кратности  $I_{ур,кач}$  относительно вторичного номинального тока, равной 5, значение вторичного тока небаланса

$$3I_{0нб} = 0,016 \cdot 5 = 0,08 \text{ А.}$$

В этом случае степень загрузки

$$K = \frac{K_{отс} 3I_{0нб}}{0,05} = \frac{1,5 \cdot 0,08}{0,05} = 2,4.$$

Остальные расчеты параметров срабатывания и чувствительности проводятся, как указано в [44.5].

### Панель направленной и дифференциально-фазной ВЧ защиты ВЛ 500 кВ и выше типа ПДЭ 2003

**Назначение и функциональная схема.** Панель предназначена для использования в качестве основной быстродействующей защиты линии электропередачи напряжением 500 кВ и выше от всех видов КЗ как в полнофазном режиме, так и при работе линии двумя фазами в цикле однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) [44.11].

Для ВЛ сверхвысокого напряжения (СВН) использование панели ПДЭ 2003 имеет существенные преимущества по сравнению с панелью дифференциально-фазной защиты типа ДФЗ 503. Например, время срабатывания первой панели защиты составляет не более 20 мс, второй – 40–60 мс.

Для организации канала связи используется высокочастотный приемопередатчик типа АВЗК-80, обеспечивающий передачу блокирующих сигналов [44.7]. Релейная часть панели выполнена в виде 11 объемных модулей, размещенных в двух кассетах. Измерительные органы и логическая часть панели реализованы с применением аналоговых и цифровых ИМС.

При полнофазной работе ВЛ панель используется в режиме направленной фильтровой защиты с высокочастотной блокировкой. В таком режиме работы при использовании реле направления мощности обратной последовательности с трехфазной схемой сравнения ( $M_2$ ) время работы защиты менее одного периода промышленной частоты [44.13].

Помехоустойчивость направленной защиты на срабатывание (по ВЧ каналу) значительно выше, чем у ДФЗ, поскольку последняя срабатывает в паузы между ВЧ пакетами приемопередатчиков. При КЗ в защищаемой

зоне у направленной защиты оба приемопередатчика не работают и условия ее срабатывания лучше, чем у ДФЗ. Указанное особенно важно для ВЛ сверхвысокого напряжения большой протяженности, где возникают трудности с обеспечением требуемых запасов по перекрываемому затуханию ВЧ канала.

В условиях интенсивных переходных процессов на ВЛ сверхвысокого напряжения весьма существенно то, что для блокирования направленной защиты при внешних КЗ достаточно, чтобы сработал орган направления мощности обратной последовательности только с одной стороны, при этом допустимы достаточно большие погрешности измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) по углу, так как зона блокировки реле составляет приблизительно  $90 \pm 80^\circ$ . При внешних КЗ к защите типа ДФЗ предъявляются значительно более жесткие требования, причем оба конца должны работать согласованно.

Однако направленная защита не обеспечивает четкого действия при КЗ в цикле ОАПВ [44.13], поэтому защита при КЗ в режиме дежурства сравнивает направления мощностей обратной (режим СНМ) последовательности, и только на время цикла ОАПВ она переводится в режим сравнения фаз токов (ДФЗ или СФТ) с постоянной циркуляцией токов ВЧ. В обоих режимах используется один и тот же ВЧ приемопередатчик, работающий по схеме, используемой в направленных защитах с ВЧ блокировкой.

Поскольку защита практически непрерывно подготовлена для работы в режиме СНМ (за исключением 8–15 с в год), ее быстродействие при КЗ в зоне и надежность функционирования при внешних КЗ оказываются такими же, как и у направленных защит. При переводе защиты на время цикла ОАПВ в режим СФТ она работает с постоянной циркуляцией токов ВЧ, и время ее срабатывания также не превышает 20 мс. Для срабатывания защиты при этом достаточно появления одной паузы в ВЧ сигнале длительностью 4 мс ( $72^\circ$  для промышленной частоты).

В логической схеме защиты (рис. 44.18) можно выделить несколько каналов и устройств, функционально связанных между собой с измерительными органами и приемопередатчиком:

*I* – основной канал отключения для воздействия на выходные цепи защиты;

*II* – канал пуска ВЧ сигнала для блокировки защиты;

*III* – дополнительный канал отключения для функционального контроля основного канала отключения;

*IV* – блок, фиксирующий состояние фаз линии (отключено, включено) и образующий канал отключения при опробовании ВЛ;

*V* – блок перевода защиты в режим СФТ (или ДФЗ);

*VI* – сигнализация неисправности каналов отключения.

На рис. 44.19 приведены выходные цепи, цепи сигнализации и отключения, а на рис. 44.20 – входные цепи и цепи на осциллограф.

В целях удобства использования справочника совместно с техническим описанием (ТО) завода-изготовителя в обозначениях реле сохранена нумерация, принятая заводом для модулей панели: 15 – модуль входных реле-повторителей; 16 – модуль питания со стабилизаторами  $\pm 15$  В; 31 – модуль реле-повторителей; 32, 33 – модули управления (отключения); 34 – модуль логики; 35 – модуль сигнализации и перевода в режим СФТ. Первая цифра двузначных чисел соответствует номеру кассеты сверху вниз, вторая – номеру модуля в кассете.

**Режим сравнения защитой направлений мощности (СНМ) обратной последовательности.** При несимметричных КЗ в режиме дежурства защиты она работает за счет действия реле направления мощности обратной последовательности с трехфазной схемой сравнения по фазе. Работа защиты при трехфазных КЗ обеспечивается за счет фиксации направления мощности обратной последовательности реле направления мощности в первый момент КЗ как в сторону отключения  $M_{2от}$  (*I* канал), так и в сторону блокировки  $M_{26л}$  (*II* канал) с контролем отключения от реле сопротивления *Z* (рис. 44.18).

Для повышения чувствительности защиты по напряжению при питании длинных ВЛ от мощных подстанций возможно электрическое смещение точки подключения реле  $M_{2от}$  от шин в защищаемую линию на величину  $Z_k$  (рис. 44.21, а). При этом к реле  $M_{26л}$  подводится напряжение начала защищаемой ВЛ  $U_2$ , а к реле  $M_{2от} - U_2 - I_2 Z_k$ .

Блокирование защиты при внешних КЗ обеспечивается за счет того, что чувствительность реле  $M_{26л}$  в 2 раза выше чувствительности реле  $M_{2от}$ , а напряжение  $U_2$  к  $M_{26л}$  подводится большее при внешних КЗ и  $M_{26л}$  работает быстрее, чем  $M_{2от}$ .

Фиксация срабатывания реле  $M_{2от}$  выполнена на время 50 мс (элемент выдержки времени на возврат *DS1*, *I* канал), а в сторону блокировки – на 220 мс (элемент *DS4*, *II* канал).

При внешнем несимметричном КЗ на конце, ближайшем к месту КЗ, срабатывает

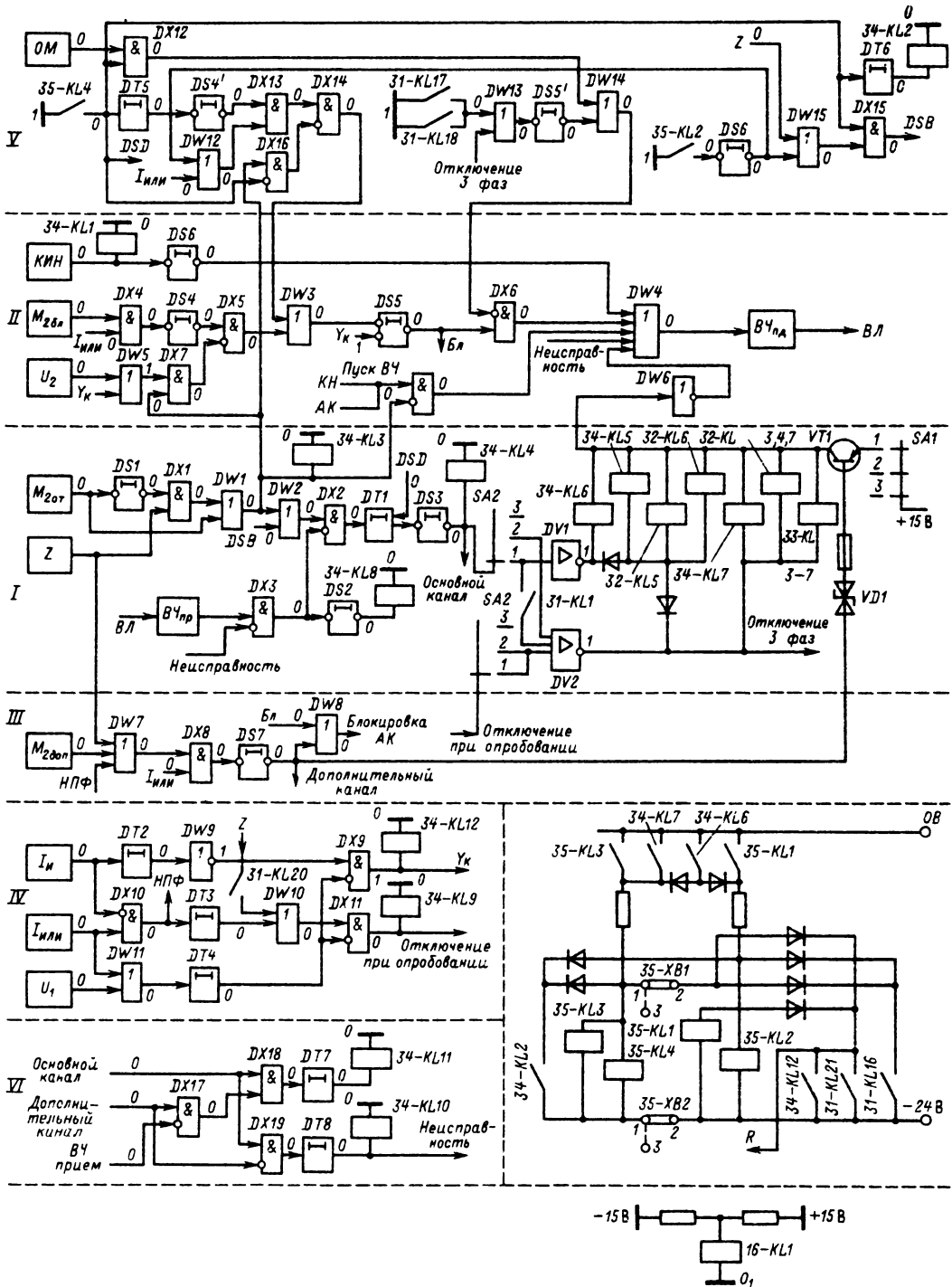


Рис. 44.18. Логическая схема защиты панели типа ПДЭ 2003:

Ключ SA1: положение 1 – работа; 2 – вывод; 3 – проверка; ключ SA2: 1 – с ОАПВ; 2 – без ОАПВ; 3 – сигнал; Y<sub>к</sub> – сигнал переключения компенсации; НПФ – непереключение фаз; R – к реле M<sub>2</sub> (переключение компенсации емкостных токов); БЛ – блокировка

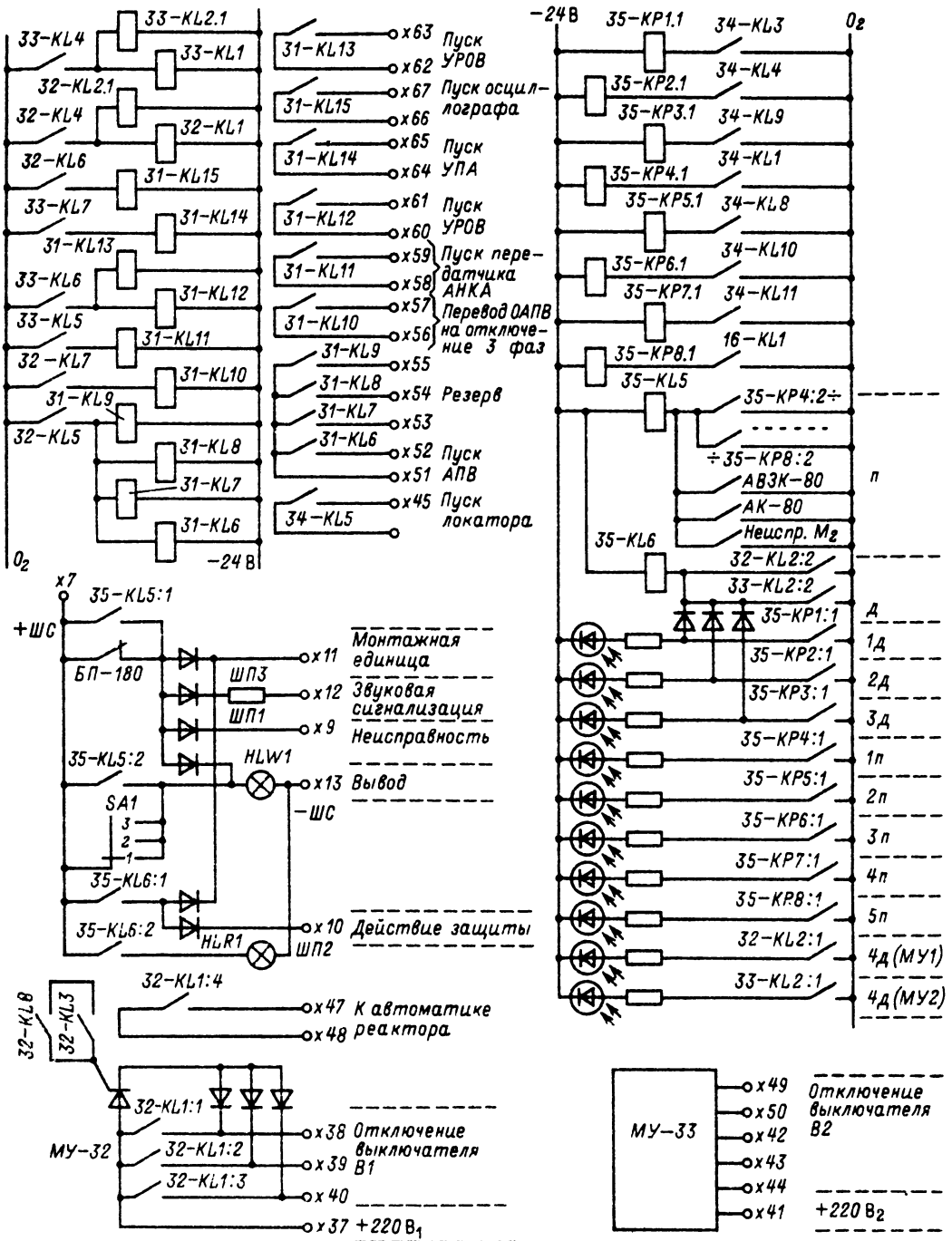


Рис. 44.19. Выходные цепи, цепи сигнализации и отключения

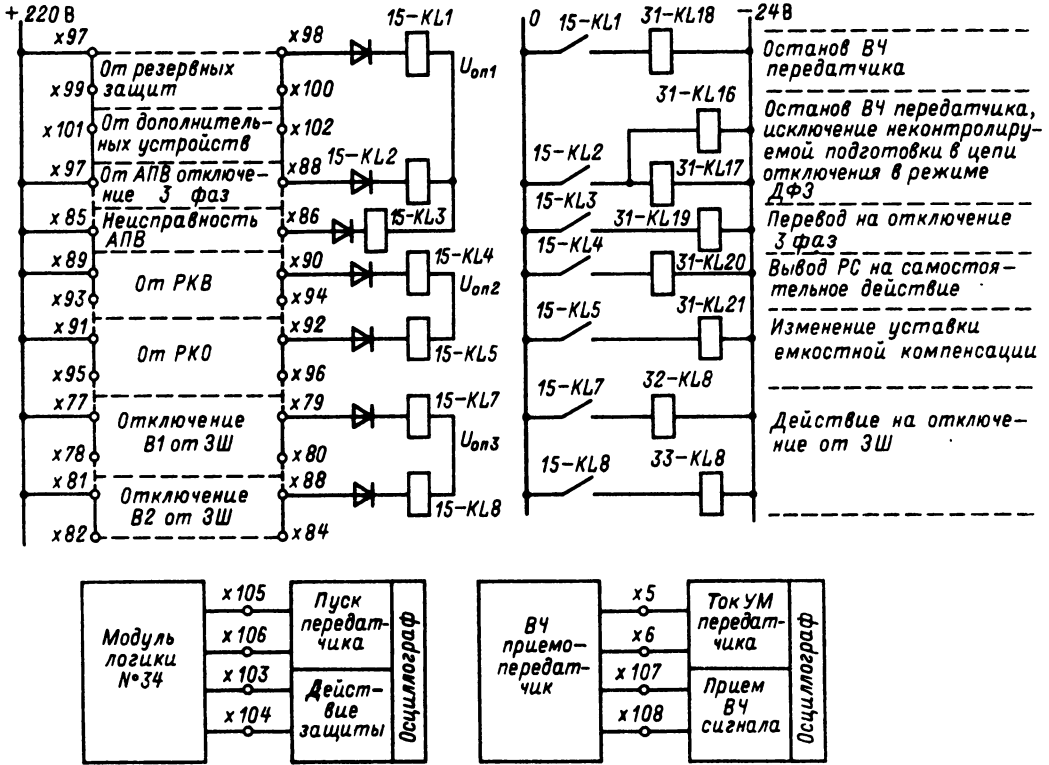


Рис. 44.20. Входные цепи и цепи осциллографа:  
ЗШ – защита шин

реле  $M_{26л}$ , которое по цепи элементов II канала ( $DX4, DS4, DX5, DW3, DS5, DX6$  и  $DW4$ ) пускает сигнал ВЧ передатчика.

На конце, удаленном от места КЗ, срабатывает реле  $M_{2от}$ , которое по цепи элементов  $DW1$  и  $DW2$  (I канал) подает сигнал на элемент запрета  $DX2$ . На этот же элемент приходит запрещающий сигнал от ВЧ приемника, что обеспечивает блокировку защиты. Выдержка времени в канале отключения на элементе выдержки времени на срабатывание  $DT1$  (в режиме  $CHM DSD = 0$ ) по условиям обеспечения надежной блокировки должна быть больше времени распространения ВЧ сигнала и обычно берется с запасом порядка 4 мс. Указанное время в основном определяется задержкой в фильтре приемника  $t_3 = 1/\Delta f$ , где  $\Delta f$  – полоса пропускания фильтра приемника порядка 1 кГц.

При несимметричном КЗ в защищаемой зоне время срабатывания защиты при работе в режиме сравнения направлений мощностей обратной последовательности складывается из времени срабатывания быстродействующего реле  $M_{2от}$  (10–15 мс) и времени элемента

$DT1$  в канале отключения и не превышает 20 мс, при этом оба ВЧ передатчика блокирующих сигналов не посылают.

Время несимметрии, предшествующей симметричному КЗ, необходимом для действия защиты, определяется временем несимметрии, требуемым для действия только самого реле  $M_{2от}$ . Это время составляет 6–7 мс при кратности тока и напряжения обратной последовательности к току и напряжению срабатывания, равной трем, что обеспечивается применением реле с трехфазной схемой сравнения. Кратковременное срабатывание  $M_{2от}$  фиксируется на элементе  $DS1$  с контролем от реле  $Z$  на элементе  $DX1$  (рис. 44.21, б).

При симметричном КЗ время срабатывания защиты также не превышает 20 мс ввиду применения быстродействующего пускового реле сопротивления с активно-емкостной схемой расщепления, трехфазными двухполупериодными схемами выпрямления и схемой сравнения без сглаживания.

В выходных цепях защиты используются тиристоры, включаемые непосредственно в цепи электромагнитов отключения выключателей.

**Особенности ВЧ защиты ВЛ СВН для режима СНМ.** Применительно к ВЧ защите СВН использование такого же пуска, как и для защиты 110–330 кВ, недопустимо. При выполнении защиты в варианте 110–330 кВ при КЗ в зоне необходимо срабатывание реле мощности  $M_{2от}$ , останавливающих передатчики на обоих концах ВЛ, так как они пускаются от реле  $U_{26л}$  и  $I_{26л}$  и блокируют отключение. Указанное могло бы привести к замедлению отключения конца ВЛ, для которого условия срабатывания были благоприятными, т. е. ближайшего к месту КЗ. Замедление срабатывания реле  $M_{2от}$  на удаленном конце линии определяется возможным значительным отклонением угла на зажимах реле от угла максимальной чувствительности из-за интенсивных переходных процессов на ВЛ СВН. Существенное влияние на фазные соотношения оказывают небалансы в цепях  $U_2$  и  $I_2$ , которые имеют место в установившемся режиме, при значениях аварийных составляющих  $U_{2ab}$  и  $I_{2ab}$ , близких к уставкам срабатывания реле  $U_{26л}$  и  $I_{26л}$ .

Требование к быстродействию защиты обусловило необходимость применения реле направления мощности обратной последовательности двустороннего действия ( $M_{26л}$ ,  $M_{2от}$ ) с трехфазной схемой сравнения вместо однофазной, как в защите ВЛ 110–330 кВ, при этом пуск ВЧ защиты осуществляется от реле  $M_{26л}$ .

Применение быстродействующих реле  $M_{2от}$  и  $M_{26л}$  позволило иначе строить защиту в части, предназначенной для работы при симметричных КЗ. В ВЧ защите СВН реле  $Z$  (см. рис. 44.18) не контролируется блокировкой при качаниях и защита при симметричных КЗ не выводится из действия на время блокировки. Место КЗ (в зоне или вне) определяет реле  $M_2$ . Реле  $Z$  контролирует только работу реле  $M_{2от}$  по памяти ( $DSI$ ) на элементе  $DX1$ .

**Особенности защиты, связанные с режимом включения защищаемой ВЛ.** Для правильной работы защиты при КЗ вне защищаемой ВЛ измерительный орган реле  $M_2$  содержит устройство компенсации емкостных токов (УКЕТ). Для правильного функционирования этого устройства защита должна подключаться к измерительным ТН, установленным на ВЛ.

В нормальном режиме уставка проводимости УКЕТ реле  $M_2$  равна половине емкостной проводимости ВЛ. При этом результирующие токи в полуконтактах защиты в режимах нагрузки и внешних КЗ равны по величине и противоположны по фазе.

При отключении ВЛ с двух сторон в УКЕТ реле  $M_2$  ( $M_{26л}$  и  $M_{2от}$ ) (см. рис. 44.18) обоих полуконтактов автоматически устанавливается уставка, равная 1,2–1,3 полной емкостной проводимости ВЛ. Вместе с тем всегда запрещается пуск ВЧ передатчика на отключенном всеми фазами конце линии как при отсутствии, так и при наличии напряжения на ВЛ. После того как происходит включение ВЛ с одной стороны тремя фазами уставки, проводимости УКЕТ с обеих сторон становятся равными половине емкостной проводимости ВЛ. Пуск ВЧ передатчика при включении ВЛ с другой стороны разрешается сразу же после включения первой фазы выключателя (срабатывает реле  $I_{или}$  при замыкании ВЛ в транзит).

Контроль положения фаз выключателей осуществляется тремя чувствительными быстродействующими реле  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ , включенными на фазные токи трансформаторов тока выключателей. При кратности тока, равной двум, время срабатывания реле не превышает 5 мс.

Выходы трех токовых реле объединены по схемам И и ИЛИ, на рис. 44.18 показаны как реле  $I_{и}$  и  $I_{или}$  соответственно (по ТО завода  $PT_{max}$ ,  $PT_{min}$ ).

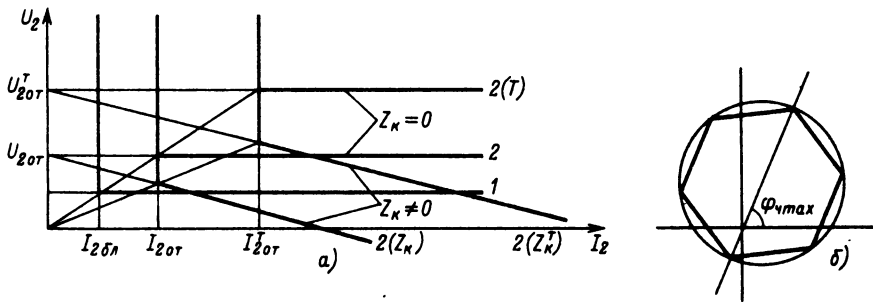


Рис. 44.21. Характеристика срабатывания реле мощности (а), реле сопротивления (б) и схема цепей переменного тока панели (в):

1 – реле  $M_{26л}$ ; 2 – реле  $M_{2от}$  при  $Z_k = 0$  (см. рис. 44.18);  $2(Z_k)$  – реле  $M_{2от}$ ,  $Z_k \neq 0$  без торможения;  $2(T)$  – реле  $M_{2от}$ ,  $Z_k = 0$  при наличии торможения (УТ – устройство торможения)



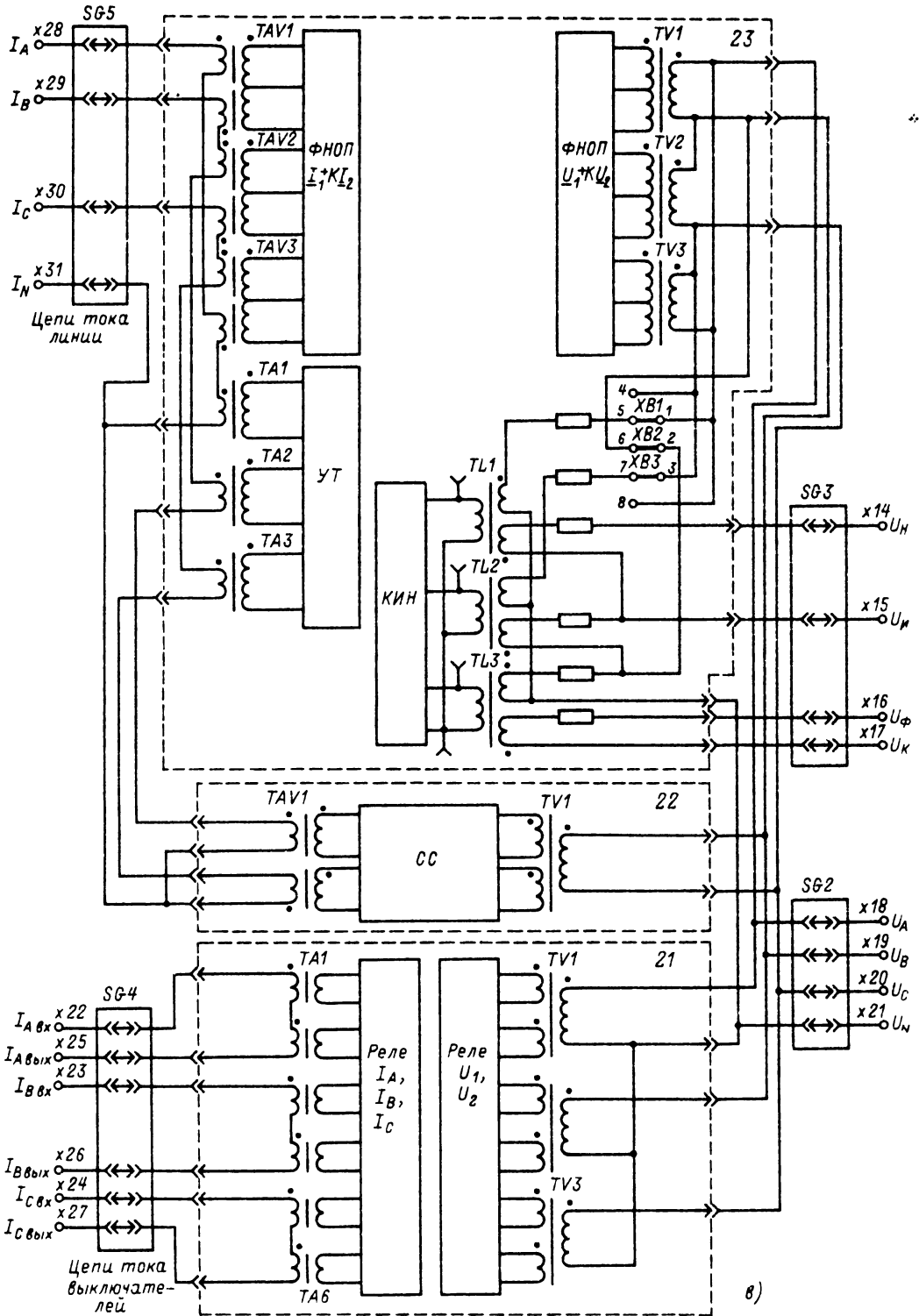


Рис. 44.21. Продолжение

Переключение уставки проводимости УКЕТ реле  $M_2$  управляется реле  $34-KL12$  (блок IV), фиксирующим трехфазное отключение ВЛ с обеих сторон.

На ВЛ, отключенной тремя фазами с двух сторон, реле  $I_{и}$ ,  $I_{или}$  и трехфазное реле напряжения  $U_1$  находятся в положении до срабатывания, отсутствует единичный сигнал на выходе  $DT2$ , а на одном из входов элемента  $DX9$  — единица после инвертора  $DW9$ . Так как на запрещающем входе  $DX9$  сигнал 0, на его выходе сигнал 1, и реле  $34-KL12$  находится в положении после срабатывания, а уставка проводимости УКЕТ соответствует 1,2–1,3 емкостной проводимости ВЛ.

Отсутствие единичного сигнала на выходе  $I_{или}$  предотвращает на элементе  $DX4$  (II канал) пуск ВЧ передатчика на отключенном всеми фазами конце ВЛ.

При включении ВЛ с одной стороны сразу же после появления напряжения на первой фазе ВЛ в полукомплексе защиты включаемого конца срабатывает  $I_{или}$ , а через 0,15 с появляется сигнал на выходе  $DT4$ . После включения третьей фазы ВЛ срабатывает реле  $I_{и}$ , а через время, примерно равное 50 мс, срабатывает элемент  $DT2$ , возвращается  $34-KL12$ , переводя уставку УКЕТ на величину, равную половине емкостной проводимости ВЛ. Время на  $DT2$  (около 50 мс) необходимо для того, чтобы обеспечить правильное поведение реле  $M_2$  в переходном процессе после включения третьей фазы линии.

Для предотвращения срабатывания реле  $34-KL12$  в цикле ОАПВ предусмотрен элемент  $DX9$ . В неполнофазном режиме, несмотря на нулевой сигнал на выходе реле  $I_{и}$ , срабатывания реле  $34-KL12$  не происходит, так как на запрещающем входе  $DX9$  присутствует единичный сигнал из-за наличия двух токов (реле  $I_{или}$ ) или хотя бы одного линейного напряжения (реле  $U_1$ ).

При включении ВЛ с одной стороны с разновременностью по фазам реле  $M_{2от}$  не срабатывает, а реле  $M_{26л}$  либо не срабатывает, либо срабатывает в сторону блокировки ввиду введения компенсации полного емкостного тока ВЛ с запасом 1,2–1,3. При одностороннем включении ВЛ на несимметричное КЗ реле  $M_{2от}$  надежно срабатывает после включения последней фазы. На противоположном конце срабатывает  $M_{26л}$  за счет УКЕТ при наличии напряжения  $U_2$  на ВЛ, однако пуска ВЧ передатчика не происходит из-за несрабатывания реле  $I_{или}$  на невключенном конце ВЛ ( $DX4$ ). Защита срабатывает на отключение без выдержки времени.

Реле  $M_{2от}$  может отказать при включении ВЛ на КЗ с недовключением фазы. В связи

с этим предусмотрено действие защиты на отключение из-за отсутствия тока хотя бы в одной фазе ВЛ ( $I_{или}$  в положении после срабатывания,  $I_{и}$  — до срабатывания, что фиксируется на  $DX10$ ). Время срабатывания в этом случае 40 мс ( $DT3$ ) с запасом превышает разновременность включения фаз выключателя.

Учитывая возможность отказа  $M_{2от}$  при включении линии на симметричное металлическое КЗ, предусмотрен ввод реле  $Z$  на самостоятельную работу через каскад повторителей реле команды «включить» (РКВ) ( $15-KL4$ ,  $31-KL20$ ) (см. рис. 44.18, 44.20).

Обе цепи на отключение собираются на  $DW10$  и контролируются аналогом реле ускорения защиты «запрет»  $DX11$ , выводящим их из действия через 0,15 с ( $DT4$ ) после появления напряжения или тока в ВЛ (срабатывание реле  $I_{или}$  или  $U_1$ ).

**Перевод защиты в режим СФТ при использовании ОАПВ и ТАПВ.** До срабатывания защита работает как направленная фильтровая, а после срабатывания переводится в режим СФТ только на время цикла ОАПВ. При однофазном КЗ сигнал на отключение трех фаз ВЛ, если защита остается в положении после срабатывания, может проходить через устройство АПВ через 0,2 с (отстройка от каскада по избирателям) после его пуска. Таким образом, при однофазном КЗ существует промежуток времени, когда переключение режима защиты может производиться и не предъявляется жестких требований к одновременности его выполнения по концам ВЛ.

После окончания цикла ОАПВ осуществляется возврат к режиму СНМ. Возврат всегда производят при работе ВЛ тремя фазами с обеих сторон либо после ее отключения после неуспешного ОАПВ.

В зависимости от положения ключа  $SA2$  защита может действовать «с ОАПВ», «без ОАПВ» и «на сигнал» (см. рис. 44.18).

Переключение защиты в режим СФТ осуществляется при первом срабатывании самой защиты — реле  $34-KL6$  при ее действии «с ОАПВ». В схему защиты введены реле переключения режима (блок V)  $35-KL4$  и реле подготовки цепи отключения в режиме СФТ в цикле ОАПВ  $35-KL2$ . При срабатывании реле  $34-KL6$  срабатывают реле  $35-KL3$  и  $35-KL4$  и самоудерживаются на контакте реле  $35-KL3$ . Аналогично срабатывают  $35-KL1$  и  $35-KL2$  и самоудерживаются на контакте реле  $35-KL1$ . Реле  $35-KL4$  пускает элемент времени  $DT6$ , после срабатывания которого  $34-KL2$  снимает указанные самоудерживания. Уставка на  $DT6$  должна превышать время повторного включения выключателей в цикле ОАПВ.

Для пуска ВЧ передатчика при переключении в режим СФТ единичный сигнал подается контактом 35–KL4 через DT5 (0,02 мс), DS4' (0,22 с), DX13, DX14, DW3, DS5, DX6, DW4 в тракт пуска ВЧ передатчика. Контакт 35–KL4 одновременно осуществляет подключение органа манипуляции OM через DX12, DW14 к элементу DX6 в тракте пуска ВЧ передатчика, что обеспечивает манипуляцию ВЧ сигнала. Подготовка цепи отключения в цикле ОАПВ обеспечивается подачей единичного сигнала по цепи контакта реле 35–KL2, элементов DS6, DW15, DX15 (его выход DSB) на вход ИЛИ DW2 в канале отключения I (неконтролируемая подготовка). Из времени срабатывания защиты в режиме сравнения фаз токов при КЗ в цикле ОАПВ исключается время действия пусковых органов. Такой пуск необходим потому, что может сработать реле M<sub>26л</sub> при КЗ в цикле ОАПВ на оставшихся в работе фазах и, следовательно, не будет работать реле M<sub>2от</sub>. Выдержка времени 4 мс на DT1 при переводе защиты в режим СФТ (вход DSD от контактов реле 35–KL4) определяет угол блокировки защиты. В режиме СНМ может быть другая выдержка времени.

Элемент временной памяти DS3 обеспечивает на выходе защиты непрерывный сигнал при ее срабатывании в режиме СФТ, когда на выходе DT1 кратковременные импульсы каждый период промышленной частоты чередуются с паузами. Временная память на элементе DS3 порядка 25 мс.

После переключения в режим СФТ передатчика на обоих концах ВЛ при отсутствии КЗ в защищаемой зоне работают в разные полупериоды и в ВЛ имеет место непрерывный ВЧ сигнал. Поэтому на запрещающем входе элемента DX2 непрерывно присутствует запрещающий сигнал и защита блокируется.

При возникновении КЗ на защищаемой ВЛ в цикле ОАПВ ВЧ передатчики на обоих концах ВЛ работают примерно одновременно. При этом ВЧ импульсы совмещаются во времени и на входе приемника появляются паузы, во время которых поступают сигналы на вход DT1. При паузе в ВЧ сигнале, большей угла блокировки, на выходе DS3 появляется непрерывный сигнал срабатывания защиты.

Время срабатывания защиты складывается только из длительности суммарного ВЧ импульса передатчиков обоих концов ВЛ и времени на DT1 4 мс и не превышает 20 мс, так как защита работает при этом с постоянной циркуляцией токов ВЧ.

При срабатывании элемента DT6 (по окончании бестоковой паузы ОАПВ) срабатывает реле 34–KL2 и возвращаются 35–KL1 ÷

35–KL4. При этом снимается подготовка цепи отключения DSB на элементе DW2 и отключается выход OM (на DX12) от входа элемента DX6. Передатчики при этом продолжают работать, пока не исчерпается выдержка времени на возврат на элементе DS4'. Указанная выдержка времени (около 0,22 с) учитывает возможную разновременность срабатывания элементов DT6 по концам защищаемой ВЛ. Этим гарантируется то, что, пока подготовка цепи отключения не снята на обоих концах ВЛ, оба ВЧ передатчика пушены. Элементы DX14 и DX16 обеспечивают правильную работу защиты в случае возникновения КЗ при обратном переходе из режима ДФЗ к режиму СНМ.

При положении накладок, указанном на рис. 44.18, в случае междуфазного повреждения на защищаемой ВЛ защита не переводится в режим СФТ. В результате срабатывания реле 34–KL6 реле 35–KL1 ÷ 35–KL4 срабатывают, однако после отключения ВЛ с двух сторон тремя фазами реле 34–KL12 своими контактами шунтирует обмотки реле 35–KL1 ÷ 35–KL4, чем исключает перевод защиты в режим СФТ на время цикла ТАПВ или УТАПВ. Аналогичную функцию выполняет контакт АПВ, фиксирующий действие АПВ на отключение трех фаз. Через повторители 15–KL2 и 31–KL16 (контакт включает параллельно контакту 34–KL12) снимается перевод в режим СФТ на время цикла ТАПВ.

Реле Z в этом случае вводится на самостоятельную работу непосредственно через элемент DX11 (контакт 31–KL20 замкнут, установлена перемычка между зажимами X : 89 – X : 90, рис. 44.20). С конца, включаемого первым, при включении ВЛ от ТАПВ реле Z введено. При включении второго конца, например при ТАПВ с контролем синхронизма (КС), оба реле Z выведены, ввиду того что реле напряжения U<sub>1</sub> сработает после включения ВЛ с одной стороны и через 0,15 с (DT4) на запрещающих входах DX11 появятся сигналы, выводящие оба реле Z из действия. Разновременность включения ВЛ по концам должна быть больше выдержки времени на DT4.

**Цепи запрета пуска ВЧ передатчика защиты.** При переходе КЗ вне защищаемой зоны в КЗ в зоне реле M<sub>2от</sub> срабатывает и запрещает продолжение пуска ВЧ передатчика через элемент DX7 на запрещающем входе DX5. При этом исключается запоминание пуска ВЧ сигнала на DS4 около 220 мс и ускоряется работа защиты.

Однако такое исключение запоминания пуска ВЧ на DS4 не всегда допустимо. Например, внешнее трехфазное КЗ может сопровождаться насыщением трансформаторов тока,

при этом появляются значительные небалансы  $I_2$ , от которых невозможно отстроиться торможением. В первый момент до насыщения ТТ правильно одновременно работает реле  $M_{26.1}$ . Затем реле  $M_{2от}$  при использовании  $Z_k$  может сработать на отключение за счет только  $I_{2нб}$  на время его существования.

Необходимо в этом случае предотвратить останов пуска ВЧ сигнала на элементе  $DX5$ . Для этого введено трехфазное реле  $U_2$ . При близком трехфазном КЗ вне защищаемой ВЛ на его выходе будет сигнал 0 и на элементе  $DX7$  не образуется цепь запрета на  $DX5$ , что исключает излишнее срабатывание защиты. После затухания аperiodической составляющей  $I_{2нб}$  пропадет и реле  $M_{2от}$  вернется в исходное состояние.

При одновременном одностороннем включении фаз ВЛ с несимметричным повреждением сначала может сработать реле  $M_{26.1}$  и после доключения последней фазы будет правильно работать  $M_{2от}$ . Для снятия запоминания ВЧ сигнала в этом случае на элемент  $DW5$  заведен сигнал  $Y_k$ , который равен 1 в течение не менее 50 мс после включения последней фазы ранее отключенной ВЛ.

Отключение будет происходить быстро от реле  $M_{2от}$ , так как запоминание ВЧ сигнала на  $DS5$  будет снято, а память на  $DS4$  исключается запрещающим сигналом на  $DX5$  от сигнала  $Y_k$  на  $DW5$ .

Для исключения излишней работы защиты в режиме реверса мощности при одновременном отключении КЗ по концам обходной связи или параллельной ВЛ, когда поток мощности обратной последовательности по защищаемой ВЛ может менять направление, предусмотрено продление посылки ВЧ сигнала на 22 мс на элементе  $DS5$ , включенном после элемента  $DX5$ . В случае одностороннего включения ВЛ указанная задержка на возврат сбрасывается сигналом  $Y_k$ , что устраняет замедление в отключении ВЛ, включаемой односторонне на КЗ.

С целью обеспечения срабатывания защиты при КЗ, возникающем на симметрично включенной ВЛ в момент возврата из режима ДФЗ после цикла ОАПВ, когда реле  $34-KL2$  сработало (элемент времени  $DT6$ ) и вернулись реле  $35-KL4$  и  $35-KL2$ , однако пуск ВЧ передатчика идет неманипулируемый за счет памяти на  $DS4'$ , также используются цепи запрета пуска ВЧ передатчика. При возникновении КЗ в зоне срабатывает реле  $M_{2от}$  И/ИЛИ, реле  $Z$  и через  $DX16$  на запрещающем входе  $DX14$  производится останов пуска ВЧ на обоих концах защищаемой ВЛ. Последнее обеспечивает действие защиты в этом случае.

**Контроль функционирования защиты.** Для снижения вероятности ложной работы защиты на отключение выход основного канала  $I$  контролируется дополнительным каналом  $III$  по схеме И, реализованной на транзисторе  $VT1$  (см. рис. 44.18). Дополнительный канал  $III$  образован дополнительным выходом реле направления мощности  $M_{2доп}$ , реле  $Z$  и выходом контроля непереключения фаз НПФ с элемента запрета  $DX10$ , фиксирующим срабатывание  $I_{или}$  и положение до срабатывания  $I_{и}$ . Указанных три выхода объединены на  $DW7$ . В дополнительный канал по схеме И ( $DX8$ ) введено реле  $I_{или}$  с целью исключить возможное излишнее срабатывание защиты из-за интенсивного переходного процесса после отключения ВЛ. Сигнал с выхода дополнительного канала через элемент  $DS7$  ( $\sim 20$  мс) подается на базу транзистора  $VT1$ , с коллектора которого подается 15 В на питание группы промежуточных реле  $34-KL$  и  $32,33-KL$ .

Неисправность каждого из каналов выявляется по факту несоответствия сигналов на их выходах в течение 1 с ( $DT7$ ,  $DT8$ ) с помощью элементов  $DX18$ ,  $DX19$  и  $DX17$  (блок  $VI$ ).

В схеме панели предусмотрен непрерывный контроль исправности основного измерительного органа защиты реле  $M_2$  с сигнализацией при возникновении неисправности (см. рис. 44.19).

**Сигнализация.** В защите предусмотрены «сигнализация действия защиты»  $d$  и предупредительная «сигнализация неисправности защиты»  $n$  (см. рис. 44.19) с помощью электро-механических реле  $35-KL6$  и  $35-KL5$  соответственно. Указанные реле действуют на центральную сигнализацию световую и звуковую.

В схеме защиты предусмотрена сигнализация действия защиты:  $1d$  – пуск на отключение;  $2d$  – отключение;  $3d$  – отключение при опробовании;  $4d$  – действие тиристорных блоков отключения.

В схеме защиты предусмотрена предупредительная сигнализация неисправности защиты:  $1n$  – неисправность цепей  $U$ ;  $2n$  – вызов;  $3n$  – неисправность основного канала;  $4n$  – неисправность дополнительного канала;  $5n$  – неисправность цепей 15 В; неисправности АК-80 и АВЗК-80 и реле  $M_2$ .

Сигналы, регистрируемые на осциллографе, показаны на рис. 44.20. В схеме панели ПДЭ 2003 предусмотрены контактные выходы для действия на устройство регистрации с возвратом после исчезновения причины появления сигнала. Соответствующие реле на схемах не показаны.

**Выходные и входные цепи.** При действии защиты «с ОАПВ» по основному каналу

отключения (ключ SA2 в положении 1) сигнал поступает на усилитель DU1, герконовые реле 34-KL5,6 и 32-KL6 (см. рис. 44.18). От реле 31-KL6 производится пуск АПВ, от реле 34-KL5 – локатора, а от реле 31-KL15 – осциллографа.

При действии защиты «без ОАПВ» по основному каналу (ключ SA2) в положении 2 сигнал с выхода усилителя DU2 поступает на те же реле, кроме 34-KL6, и еще на группу: 34-KL7, 32-KL3, 4, 7, 33-KL3 – 33-KL7. Реле 32-KL3 и 33-KL3 (см. рис. 44.19) в модулях управления МУ-32, МУ-33 воздействуют на тиристоры, которые включены в цепи соленоидов отключения двух выключателей В1 и В2 и действуют на отключение трех фаз. Параллельно тиристорам включены контакты электромагнитных реле тех же модулей. Кроме того, срабатывают реле 31-KL10 – 31-KL14, действующие на «перевод АПВ на отключение трех фаз», «пуск передатчика АНКА», «пуск УРОВ», «пуск устройства противоаварийной автоматики».

При действии защиты по каналу «отключение при опробовании» или при неисправности АПВ (замкнут контакт 31-KL1) выходные цепи работают так же, как и в случае работы «без ОАПВ».

Входные цепи и их назначение даны на рис. 44.20.

Предусмотрена защита от помех входных герконовых реле 15-KL1 – 15-KL8 (на рис. 44.20 не показана).

**Особенности выполнения основных измерительных органов защиты.** Входные цепи переменного тока и напряжения показаны на рис. 44.21. SG2-SG5 – испытательные блоки в цепях тока и напряжения.

Цепи переменного тока и напряжения подвоятся к модулю преобразователей 23 (MP-505/1), содержащему три трансреактора ТАV1 – ТАV3 и три трансформатора напряжения TV1 – TV3. Указанные элементы используются для выполнения RC-частотно-компенсированных фильтров напряжения обратной последовательности (ФНОП) с трехфазным симметричным выходом в цепях тока и напряжения реле направления мощности обратной последовательности.

На базе тех же трансформаторов и трансреакторов реализованы комбинированные активные RC-фильтры обратной последовательности  $I_1$  и  $U_1 + kU_2$  органа манипуляции (ОМ). Принцип работы органа манипуляции изложен в [44.19], а его выполнение – в [44.20]. В модуле 23 находятся трансформаторы тока ТА1 – ТА3, используемые в устройстве торможения реле M2. Там же находятся три трансформатора TL1 – TL3, в которых сравниваются токи, полученные из напряже-

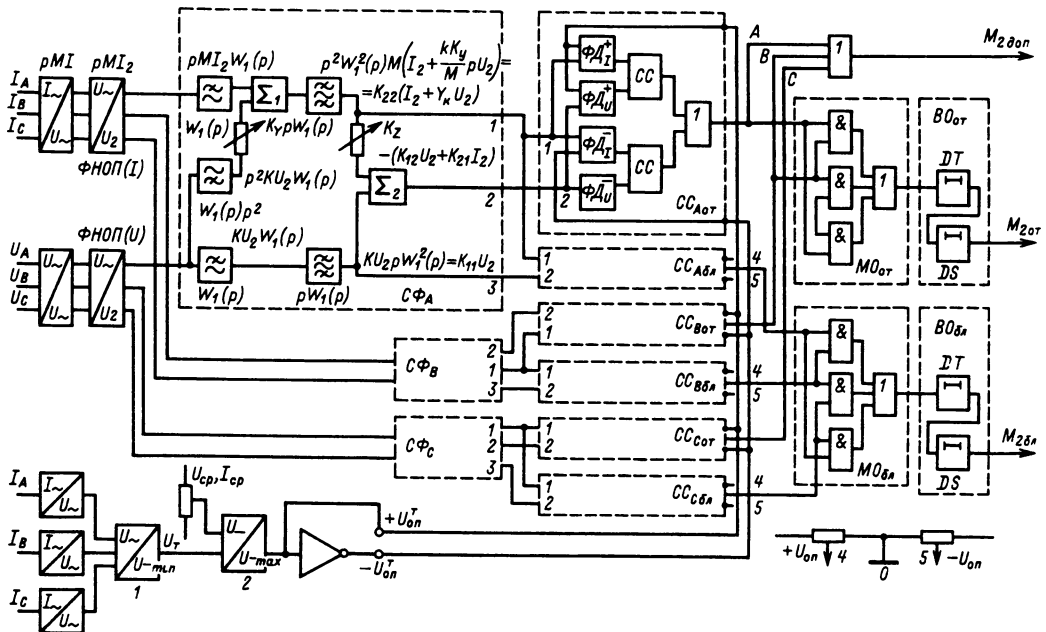


Рис. 44.22. Структурная схема реле M<sub>2</sub>:  
1 – мини-селектор, 2 – макси-селектор

ний одноименных фаз цепей напряжения звезды и разомкнутого треугольника и используемые в устройстве контроля исправности цепей напряжения (КИН). Здесь же показаны цепи переменного тока реле сопротивления  $Z$  — модуль 22 (МР-714), цепи реле тока  $I$  и реле напряжений  $U_1$  и  $U_2$ .

Требуемое время действия реле  $M_2$  достигнуто использованием трехфазной схемы сравнения величин по фазе. В реле (рис. 44.22) применены ФНОП с трехфазным выходом и три идентичные схемы формирования (СФ) величин  $k_{22}I_{22} + k_{22}Y_k U_2$ ,  $k_{11}U_2$  и  $-(k_{12}U_2 + k_{21}I_2)$ .

Выходные сигналы СФ  $k_{22}(I_2 + Y_k U_2)$  и  $k_{11}U_2$  используются для работы реле  $M_{26.1}$ .

Сигналы  $k_{22}I_2$  и  $-(k_{11}U_2 + k_{12}I_2) = -k_{11}(U_2 - Z_k I_2)$  используются для работы реле  $M_{20T}$ , причем  $Z_k = -k_{12}/k_{11}$  соответствует электрическому смещению реле от шин на защищаемую линию (при  $Y_k = 0$ ).

Каждый из каналов  $M_2$  для действия на отключение  $M_{20.1}$  и блокировку  $M_{26.1}$  содержит три двухполупериодные схемы совпадения зна-

ков сравниваемых величин ( $CC_{Aот}$ ,  $CO_{Bот}$ ,  $CC_{Cот}$ ), каждая из которых состоит из формирователей дискретных величин ( $\Phi Д^+$ ,  $\Phi Д^-$ ) для положительных и отрицательных входных сигналов и схем совпадения для однополярных сигналов  $CC$ . Выходы  $CC_A$ ,  $CC_B$ ,  $CC_C$  подключены к схеме голосования два из трех — мажоритарному органу ( $MO_{от}$ ,  $MO_{бл}$ ). На выходе МО включен измеритель длительности  $DT$  и элемент задержки на возврат  $DS$ , образующие выходные органы реле (ВО). Параметры срабатывания реле по току и напряжению определяются порогами  $\pm U_{от}^T$  (на отключение) и  $\pm U_{оп}$  (на блокировку). Времена задержки на элементах  $DT$  и  $DS - T/12$  и  $T/6$ , где  $T$  — период промышленной частоты. Временные диаграммы работы трехфазной схемы сравнения по фазе на границе зоны действия по углу показаны на рис. 44.23 для случая больших кратностей подводимых величин. Синусоидальные кривые соответствуют напряжениям  $U_{сф}$  на выходе СФ, в цепях тока  $k_{22}I_2$  и  $k_{11}U_2$  для всех фаз. Прямоугольные напряжения  $U_{сс}$  соответствуют совпадению одноименных синусоидальных напряжений  $k_{22}I_2$  и  $k_{11}U_1$  на входе схем совпадения. На выходе МО появляется сигнал  $U_{мо}$  при совпадении любой пары из трех прямоугольников во времени.

Учитывая, что прямоугольные сигналы на выходе  $CC_A$ ,  $CC_B$  и  $CC_C$  знаков сравниваемых величин различных фаз сдвинуты на  $T/6$ , а для появления сигнала на выходе элемента необходима длительность сигнала на выходе  $T/12$ , длительность сигналов  $U_{сс}$  на выходе каждой из схем сравнения на грани срабатывания реле соответствует  $T/4$  ( $T/12 + T/6$ ).

Зона работы реле при произвольных кратностях  $k_I = I_2/I_{2cp}$  и  $k_U = U_2/U_{2cp}$  входных сигналов по отношению к параметрам срабатывания может быть определена в соответствии с рис. 44.24, а:

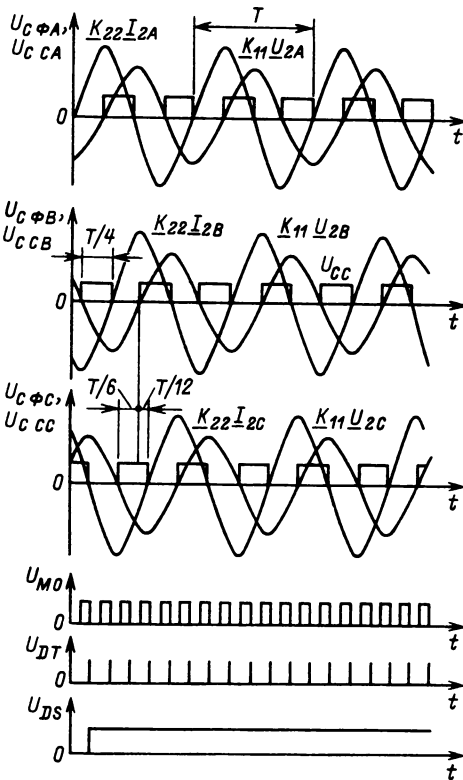
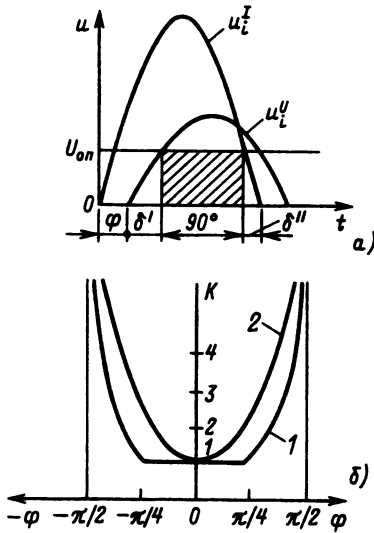


Рис. 44.23. Диаграмма сигналов трехфазной схемы сравнения электрических величин по фазе реле  $M_2$

$$|\varphi| = \arcsin\left(\sqrt{1 - \frac{1}{2k_I^2}} \sqrt{1 - \frac{1}{2k_U^2}} - \frac{1}{2k_I k_U}\right).$$

На рис. 44.24 приведены угловые характеристики реле для случая  $k_I = \infty$  (кривая 1) и для случая  $k_U = k_I = k$  (кривая 2). Как видно, угловая ширина зоны срабатывания существенно зависит от кратности подводимых величин, что повышает устойчивость функционирования при наличии небалансов на выходе ФНОП как в установившихся режимах работы, так и при интенсивных переходных процессах на ВЛ.

Для правильной работы реле при переходных процессах в первичной сети цепи тока

Рис. 44.24. Угловые характеристики реле  $M_2$ 

и напряжения выполнены согласованными по переходным характеристикам [44.12].

Однако при наличии в месте установки реле отходящих протяженных ВЛ передаточные функции отдельных элементов различаются значительно и условия работы реле ухудшаются. Правильность действия реле в этих случаях обеспечивается с помощью частотной фильтрации в цепях тока и напряжения. Опыт эксплуатации, расчеты, а также испытания реле на электродинамической модели показали, что удовлетворительная отстройка при длинах ВЛ до 500–600 км обеспечивается при ослаблении в цепях напряжения на частоте  $f = 100$  Гц приблизительно –18 дБ (порядка 8 раз), что соответствует наклону правого склона логарифмической амплитудно-частотной характеристики (ЛАЧХ) –60 дБ/декаду.

Для подавления возможных аperiодических составляющих в цепях напряжения в передаточную функцию фильтров введена операция дифференцирования. Фильтр выполнен последовательным соединением двух звеньев второго порядка: фильтра нижних частот (ФНЧ) и полосового фильтра (ПФ). Передаточная функция частотного фильтра

$$W(p) = W_{\text{ФНЧ}}(p) W_{\text{ПФ}}(p) = W_1(p) p W_1(p),$$

т. е. они настроены на одинаковую частоту среза ( $f_c = 50$  Гц) и одинаковое затухание, где

$$W_1(p) = W_{\text{ФНЧ}}(p).$$

Каждый фильтр реализован на базе активных звеньев второго порядка с многоконтурными обратными связями.

Компенсация емкостного тока в реле  $M_2$  осуществляется путем моделирования емкостного тока обратной последовательности и суммирования сигнала, пропорционального этому току, с сигналом, пропорциональным току обратной последовательности. Моделирование емкостного тока и введение компенсации при этом осуществляются в СФ на выходах ФНОП. При замене участка ВЛ эквивалентной П-образной схемой замещения с сосредоточенными  $RLC$ -параметрами моделируемый ток  $i_C = C \frac{du_2}{dt}$  и введение компенсации

соответствует получению величины  $u_{2x} = k_C \frac{d^2 u_2}{dt^2}$ , где  $k_C$  – масштабный коэффициент. Появление второй производной обусловлено использованием трансреакторов (дифференцирования) в цепях тока.

Двойное дифференцирование для получения напряжения компенсации в реле (см. рис. 44.22) осуществляется с помощью звена с передаточной функцией, соответствующей фильтру высших частот (ФВЧ):

$$W_{\text{ФВЧ}}(p) = p^2 W_1(p)_1.$$

ФВЧ объединяет в себе операцию двойного дифференцирования ( $p^2$ ) и ФНЧ, выполняется на одном операционном усилителе и является устойчивым звеном.

Для повышения чувствительности реле  $M_{2\text{от}}$  по напряжению в цепи напряжения с помощью сумматора  $\Sigma_2$  вводится составляющая  $k_{21} I_2$ . Для обеспечения селективности ВЧ защиты при внешних повреждениях указанная составляющая вводится в формируемую величину только для схемы сравнения реле  $M_{2\text{от}}$ .

Наличие компенсации падения напряжения на участке ВЛ при отсутствии напряжения обратной последовательности может привести к действию реле на отключение за счет небалансов в цепях тока. С целью исключения возможных в отдельных случаях излишних срабатываний ВЧ защиты от небалансов при асинхронном ходе и качаниях на ВЛ в реле предусмотрено торможение минимальным фазным током, вступающее в действие при превышении фазным током  $I_n$ .

Применение в реле трехфазной схемы сравнения по фазе позволяет организовать его функциональный контроль (ФК). ФК действует на сигнализацию о неисправности реле: при наличии длительного сигнала на одном из входов МО. при превышении порога срабатывания на выходе сумматора, на входы которого поданы сигналы из ряда одинаковых для

каждой из трех фаз точек СФ. В нормальном режиме, а также при несимметрии в сети напряжение на выходе этого сумматора равно нулю. Это позволяет выявлять такие неисправности, как обрывы в цепях ФНОП, частотных фильтров, нарушение контактов в разъемах модулей и т. д.

Отказы элементов, не проявляющиеся при отсутствии требований на срабатывание, могут быть выявлены в цикле тестового контроля. Тестовый контроль реле осуществляется путем автоматической подачи импульсных сигналов на входы частотных фильтров и обеспечивает контроль работоспособности всех каналов реле с выходами  $M_{2от}$  и  $M_{26.1}$ .

Выходы схем сравнения в сторону отключения  $CC_{от}$ , включенные по схеме ИЛИ, образуют канал  $M_{2доп}$ . Если чувствительность  $M_{26.1}$  принята за 1, то  $M_{2доп}$  соответствует 1,41, а  $M_{2от} - 2$ .

Реле  $Z$  включено на разность токов фаз  $B$  и  $C$  с помощью трансреактора  $ТАVI$  (модуль 22, рис. 44.21, в) и на линейное напряжение ( $TVI$ ).

К трем фазным реле тока  $I$  (модуль 21, рис. 44.21, в) подведены токи выключателей (без токов шунтирующих реакторов), причем промежуточные трансформаторы тока  $ТА1 - ТА3$  создают рабочее напряжение на реагирующих органах, а  $ТА4 - ТА6$  - трехфазное выпрямленное тормозное. К другим ИО защиты подводятся токи выключателей за вычетом токов реакторов. Промежуточные трансформаторы  $TV1 - TV8$  используются для выполнения трехфазных реле напряжения  $U_1$  и  $U_2$ .

**Определение параметров срабатывания защиты.** Параметры срабатывания реле  $M_{26.1}$ ,  $I_{26.1}$ ,  $U_{26.1}$  и  $M_{2от}$ ,  $I_{2от}$ ,  $U_{2от}$  выбираются так же, как и для ВЧ защиты ВЛ 110-330 кВ, но с той разницей, что коэффициенты, учитывающие несимметрию нагрузки  $K_{н,т}$  и  $K_{н,н}$  можно брать, как правило, близкими к нулю.

Сопротивление  $Z_k$  реле мощности  $M_{2от}$  выбирается из условия, чтобы  $U_{2р} = U_{2ш} - I_2 Z_k$  равнялось  $(2-3) U_{2от}$  при КЗ в конце защищаемой ВЛ при минимальных значениях  $U_{2ш}$  (максимальный режим примыкающей к шинам системы).

По условиям отстройки от небалансов в цепях напряжения при асинхронном ходе может возникнуть необходимость введения торможения в соответствии с выражением

$$U_{2от}^2(I, \Delta f) \geq (U_{2нб} + Z_k I_{2нб}) K_{отс},$$

где  $U_{2от}^2(I, \Delta f)$  - напряжение срабатывания реле с учетом торможения;  $U_{2нб}$  и  $I_{2нб}$  рассчитываются по формулам, приведенным для ВЧ защиты ВЛ 110-330 кВ при  $K_{нт} =$

$= K_{нт} = 0$  и  $\Delta f = 3$  Гц и токе, равном максимальному току асинхронного хода.

Значение  $U_{2от}$  можно определить в условиях эксплуатации, сделав  $Z_k = 0$  и пропустив неодинаковые синфазные токи во все три фазы [характеристика 2( $T$ ) на рис. 44.21].

Параметры срабатывания реле  $Z$  выбираются из условия  $Z = (1,5 \div 2) Z_{л}$ . Характеристика реле смещается в III квадрант примерно на 15% сопротивления  $Z$  в I квадранте.

Параметры органа манипуляции (ОМ) и уставка проводимости УКЕТ реле  $M_2$  рассчитываются так же, как это принято для дифференциально-фазных защит [44.19].

Характеристики срабатывания реле  $I$  выбираются из условия отстройки от тока отсоса, т. е. вторичного тока, протекающего по вторичной обмотке ТТ отключенной фазы линии и обусловленного конечным сопротивлением ветви намагничивания ТТ при прохождении по включенным фазам максимального тока КЗ. Выполнение указанного условия обеспечивает правильную работу защиты при включении поврежденной ВЛ с недовключением фазы.

Рекомендуется использовать для подключения защиты неразрезные магнитопроводы нижней ступени ТТ. При чувствительности токового реле порядка 50 мА, как правило, нет необходимости вводить торможение в реле  $I$ . В случае использования разрезного сердечника нужно проведение специального расчета для определения коэффициента торможения (для неразрезного сердечника пример такого расчета приведен в [44.13]).

**Основные технические данные панели защиты ПДЭ 2003**

Номинальный переменный ток, А . . . . .	1
Номинальное напряжение переменного тока, В . . . . .	100
Номинальная частота, Гц . . . . .	50 или 60
Номинальное напряжение оперативного постоянного тока, В . . . . .	220
<i>Реле мощности обратной последовательности <math>M_{2от}</math></i>	
Минимальный фазный ток срабатывания* $I_{2от}$ , А . . . . .	0,050 ± 0,005
Минимальное фазное напряжение срабатывания* $U_{2от}$ , В . . . . .	2 ± 0,2
Сопротивление компенсации $Z_k$ ступенями по 5 Ом . . . . .	0-30
Угол максимальной чувствительности $\Phi_{м,ч}$ . . . . .	265 ± 5°
<i>Реле мощности обратной последовательности <math>M_{26.1}</math></i>	
$I_{26.1}$ , А . . . . .	0,025 ± 0,0025
$U_{26.1}$ , В . . . . .	(1 ± 0,1)
Угол максимальной чувствительности $\Phi_{м,ч}$ . . . . .	85 ± 5°

\* Указанные величины замерены при  $3U_{2от}$  и  $3I_{2от}$  соответственно.



Предусмотрена возможность заглубления реле мощности при действии в сторону отключения и на блокировку: плавно одновременно по току и напряжению обратной последовательности не менее чем в 2 раза; дискретно по току обратной последовательности в 2 раза.

Максимальная уставка по проводимости устройства компенсации реле  $M_2$  равна  $6000 \cdot 10^{-6}$  См со ступенчатой регулировкой от нуля ступенями не более 6%.

При включении ВЛ на ХХ предусмотрено увеличение уставки по проводимости в 2,5–2,8 раза на время порядка 50 мс.

При введении в реле мощности  $M_{2от}$  сопротивления  $Z_k$  обеспечивается отстройка реле мощности от срабатывания на отключение при токах качаний до 4 А (изменением его параметров срабатывания по напряжению и току обратной последовательности от амплитуды минимального из фазных токов).

При токе, равном 4 А, предусмотрена возможность плавно регулировать торможение от нуля до максимального значения. Торможение отсутствует до токов 0,8–1,5 А при максимальном торможении с током 4 А  $U_{2от} = 10$  В (см. рис. 44.21, а).

Трехфазное реле  $U_1$  срабатывает, когда одно из трех линейных напряжений превышает  $85 \pm 5$  В. Аналогично для трехфазного реле  $U_2 - 55 \pm 5$  В.

Чувствительность реле тока  $I_A, I_B, I_C$   $0,04 \pm 0,01$  А. Коэффициент торможения составляет  $4 \pm 2\%$  в диапазоне токов 1,2–5 А.

Реле сопротивления может иметь уставки  $Z$  в диапазоне от 40 до 200 Ом. Характеристика — шестигранник со смещением в III квадрант не более  $0,22Z$ . Ток 10%-ной точности не превышает 0,15 А.

КИН срабатывает при снижении одного из фазных напряжений звезды на 7,5 В.

Коэффициент  $K$  органа манипуляции имеет значения 6, 8, 10. Максимальная уставка по проводимости устройства компенсации емкостных токов равна  $6000 \cdot 10^{-6}$  См.

Угол между напряжением  $U_{\text{н}}$  на выходе органа манипуляции и током  $I_d$ , равным 0,5 А, составляет  $90 \pm 5^\circ$  (напряжение опережает ток) при подведении токов и напряжений к зажимам панели, как показано на рис. 44.22. При выделении в ОМ симметричных составляющих фазы  $A$  при металлическом КЗ на фазе  $A$   $U_{d0}$  и  $U_{\text{н}}$  совпадают по фазе. Среднее время действия защиты как в полнофазном режиме, так и в цикле ОАПВ при действии по бесконтактному выходу составляет 20 мс при кратности тока и напряжения обратной последовательности к параметрам срабатывания, равной трем, при

включении на КЗ с недовключением одной или двух фаз — 0,04 с.

Длительность несимметрии, предшествующей трехфазному КЗ, достаточная для срабатывания защиты, при кратности по току, равной трем, и напряжению реле  $M_{2от}$  — не более 8 мс.

Мощности, потребляемые панелью при подведении к ней номинальных токов и напряжений, не превышают: по цепям напряжения переменного тока соединения в звезду — 5 В·А/фазу, в разомкнутый треугольник — 2 В·А/фазу, по цепям переменного тока — 2,5 В·А/фазу, по цепям оперативного постоянного тока при отключенном питании ВЧ приемопередатчика — 240 Вт.

Панель проверяется заводом-изготовителем при квалификационных испытаниях на помехоустойчивость и импульсную прочность согласно рекомендациям МЭК.

**Уменьшение влияния помех от короны на ВЧ канал защиты при ее работе в режиме СФТ в цикле ОАПВ.** На ВЛ СВЧ большой протяженности возникают трудности с осуществлением ВЧ канала из-за большого затухания ВЧ тракта и высокого уровня помех от короны.

Обычно на ВЛ сверхвысокого напряжения осуществляется один полный цикл транспозиции с двумя пунктами транспозиции, а для высокочастотной защиты используется, как указывалось выше, канал средняя фаза — крайняя фаза (рис. 44.25, а).

На рис. 44.25, в и г показан характер зависимости во времени огибающих мгновенных значений напряжений помех от короны на выходе фильтра приемника при нормальном режиме работы линии электропередачи на средней фазе  $U_{\text{п.кр.ф}}(k)$  конца  $k$  и на крайней фазе  $U_{\text{п.кр.ф}}(l)$  конца  $l$  ВЛ с горизонтальным расположением проводов. За один период промышленной частоты имеют место три пакета помех от короны вблизи положительных максимумов фазных напряжений. На средней фазе  $B$  конца  $k$  линии  $l$  раз в период наблюдаются наиболее интенсивные пакеты помех, называемые максимальными и обусловленные коронированием этой фазы. В промежутках между пакетами максимальных помех от короны на средней фазе располагаются два дополнительных пакета помех. Разница уровней пакетов максимальных и дополнительных помех зависит от ряда причин (номинального напряжения, частоты канала, длины защищаемой ВЛ, погодных условий и т. д.). Для ВЛ 500 кВ и выше эта разница может составлять 7–9 дБ.

На крайней фазе  $B$  конца  $l$  линии также наблюдаются три пакета помех: наибольший от

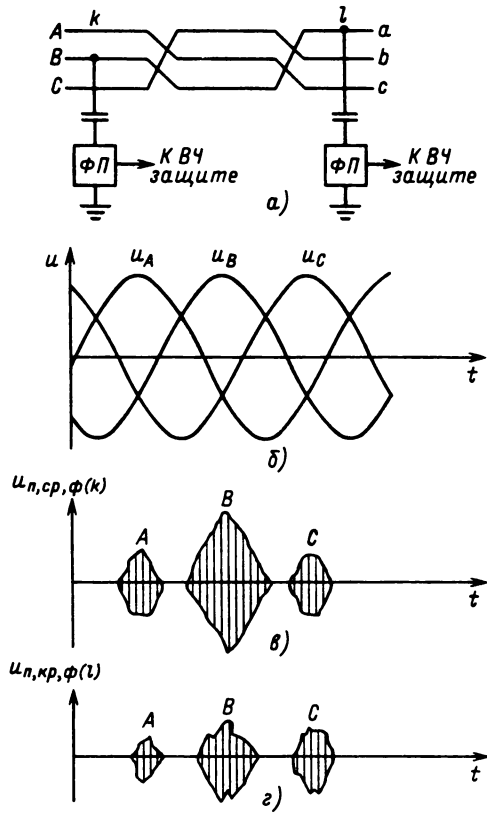


Рис. 44.25. ВЛ с горизонтальным расположением проводов с двумя пунктами транспозиции с подключением ВЧ канала защиты средняя фаза – крайняя фаза (а) (ФП – фильтр присоединения) и кривые изменения во времени: фазных напряжений (б), оглашающей помех от короны на выходе фильтра приемника  $U_{п,ср,ф}(k)$  на средней фазе конца  $k$  (в) и на крайней фазе  $U_{п,кр,ф}(l)$  конца  $l$  (г)

коронирования своей фазы, несколько меньший от средней фазы С и наименьший от крайней фазы А.

Уровень пакетов максимальных помех на крайней фазе (рис. 44.25, г) существенно меньше уровня пакетов максимальных помех на средней фазе (рис. 44.25, в).

Порог чувствительности ВЧ приемника направленной защиты необходимо отстраивать от пакетов дополнительных помех, а для дифференциально-фазной его необходимо отстраивать от пакетов максимальных помех с целью исключения возможности блокирования дифференциально-фазной защиты при их попадании в паузы между ВЧ пакетами обоих приемопередатчиков в случае КЗ в зоне действия защиты.

При специальной фазировке ОМ исключается влияние пакетов максимальных помех, что позволяет снизить уровень порога чувствительности приемника защиты в целом и тем самым повысить перекрываемое затухание канала, иными словами, увеличить максимальную длину защищаемой ВЛ, на которой еще может работать канал.

Специальная фазировка ОМ защиты [44.17] заключается в том, что:

- а) в комбинированном фильтре защиты  $I_1 + kI_2$  выделяются симметричные составляющие фазы, к которой через ВЧ обработку подключается приемопередатчик, т. е. рабочей фазы ВЧ канала защиты;
- б) напряжение на выходе ОМ опережает результирующий вектор токов  $I_1 + kI_2$  комбинированного фильтра на угол, примерно равный  $90^\circ$ .

С учетом сказанного на том конце ВЛ, где канал осуществляется по геометрически средней фазе, пакеты максимальных помех от короны при КЗ на ВЛ с рабочей фазой ВЧ канала защиты попадают в паузы между ВЧ пакетами обоих приемопередатчиков. При этом размер пакетов максимальных помех снижен в связи со снижением напряжения на поврежденной фазе. Для КЗ, не связанных с рабочей фазой, пакеты максимальных помех попадают на ВЧ пакеты приемопередатчиков, не мешая работе защиты, а в паузы попадают лишь пакеты дополнительных помех. Специальная фазировка ОМ позволяет отстраивать порог чувствительности ВЧ приемника дифференциально-фазной защиты, как упоминалось выше, только от пакетов дополнительных помех от короны при присоединении ВЧ обработки защиты к средней фазе.

При присоединении ВЧ обработки к крайней фазе на другом конце ВЛ получается такой же выигрыш по перекрываемому затуханию, хотя помехи от короны имеют другой характер. Последнее определяется тем, что влияние среднего пакета помех на рис. 44.25, г также исключается, кроме того, уровень пакетов помех на крайней фазе значительно ниже, чем на средней.

Панель защиты ПДЭ 2003 выпускается так, что на выходе комбинированного фильтра токов выделяются симметричные составляющие фазы А. В этом случае влияние основных составляющих помех от короны на работу ВЧ канала будет устранено, если ВЧ приемопередатчик подключен к фазе А ВЛ.

В тех случаях, когда нужно выделять симметричные составляющие фаз В и С, подвод к панели цепей тока и «звезды» напряжения, а также переключение переключателей

Таблица 44.1

Обработанная фаза	Зажимы панели						Положение переключателей <i>XВ1-3</i> в модуле <i>MP-505/1</i>		
	Ток линии			Напряжение «звезды»					
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>XВ1</i>	<i>XВ2</i>	<i>XВ3</i>
<i>A</i>	<i>X28</i>	<i>X29</i>	<i>X30</i>	<i>X18</i>	<i>X19</i>	<i>X20</i>	5-1	2-6	7-3
<i>C</i>	<i>X29</i>	<i>X30</i>	<i>X28</i>	<i>X19</i>	<i>X20</i>	<i>X18</i>	5-6	2-3	7-8
<i>B</i>	<i>X30</i>	<i>X28</i>	<i>X29</i>	<i>X20</i>	<i>X18</i>	<i>X19</i>	5-4	2-1	7-6

в модуле 23 (MP-505/1) (см. рис. 44.21, в) следует выполнять в соответствии с табл. 44.1 (подключение цепей «разомкнутого треугольника» не меняется).

В каналах связи по ВЛ для релейной защиты наличие высокого уровня помех при КЗ и в нормальном режиме часто связано с пробоем неправильно отрегулированных искровых промежутков, через которые заземляется грозозащитный трос на промежуточных опорах, с плохим заземлением троса на анкерных опорах, с искрением по арматуре ВЛ. Трос при этом разрезан на каждой анкерной опоре. На проводящих тросах, используемых для организации каналов связи, нарушение их проектного режима заземления также может приводить к высокому уровню помех при КЗ на ВЛ.

Все это может вызвать отказ ВЧ защиты при КЗ в зоне. Поэтому регулировка искровых промежутков должна проверяться при вводе ВЛ в эксплуатацию, а режим заземления тросов не должен нарушаться в процессе эксплуатации. Указанное непосредственно влияет на надежность срабатывания ВЧ защиты.

#### Устройство резервирования отказа выключателей ПДЭ 2005

Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ) предназначено для отключения выключателей, смежных с отказавшим. УРОВ должен отключить смежные выключатели, через которые питается место повреждения, при КЗ на элементе и отказе выключателя (или одного из выключателей) этого элемента. УРОВ должен также отключить указанные смежные выключатели при КЗ на элементе в зоне между выключателем и выносными трансформаторами тока, если выключатели элемента отключились – продолжают проходить токи к месту КЗ. Факты отказа выключателя или КЗ между выключателем и трансформаторами тока устанавливаются с помощью контроля тока в цепи

выключателя после действия его защиты, т. е. реле тока контролируют положение выключателя – включенное или отключенное. Принципиальная схема УРОВ (рис. 44.26) приводится для подключения элемента через два (и более) выключателя.

Для контроля тока в цепи выключателя используются реле тока, включенные в каждую фазу. Один из измерительных элементов *КА1* реле тока каждой фазы контролирует положение выключателя *Q* в пусковых цепях УРОВ при КЗ на элементе *Э1*, а второй измерительный орган *КА2* этих реле тока – положение выключателя *Q* в пусковых цепях УРОВ при КЗ на элементе *Э2*. Оба измерительных элемента включены на один трансреактор, первичная обмотка которого включена в цепь трансформатора тока соответствующей фазы. Для исключения срабатывания УРОВ при прохождении в неповрежденных фазах емкостных токов линии (в ряде случаев превосходящих токи удаленных КЗ) предусмотрено устройство емкостной компенсации. В измерительном элементе *КА1* это устройство подключается к трансформатору напряжения элемента *Э1*, а в элементе *КА2* – к трансформатору напряжения элемента *Э2*. Устройство емкостной компенсации создает в измерительном элементе реле ток, пропорциональный по модулю емкостному току линии, а по фазе ему противоположный.

Пуск УРОВ производится от устройств релейной защиты элементов *Э1* и *Э2*, коммутируемых выключателем *Q*. Поэтому приведенная на рис. 44.26 схема содержит два аналогичных канала, из которых ниже подробно рассмотрен один.

Пусковые цепи УРОВ имеют три входа (*KL1* – *KL3*) для защит, действующих на отключение одной фазы при наличии ОАПВ, и один вход (*KL4*) для защит, действующих на отключение трех фаз. (Если отсутствуют устройства, действующие пофазно, то соответствующие входы переключаются.)

При срабатывании защиты *Э1*, действующей на отключение одной фазы выключателя, переключается один из элементов *D1.1* – *D1.3*, а при действии защиты на отключение трех фаз, переключаются все три элемента.

При наличии тока в одном из трех (или в трех) измерительных элементов *КА1А*, *КА1В*, *КА1С* переключается один (или три) из элементов *D2.1* – *D2.3*.

Для надежной работы УРОВ в случае возврата защиты при наличии КЗ предусматривается удержание пускового сигнала от реле тока (на схеме не показано). Подхват выполняется пофазно – подхватывается пусковой сигнал от защиты данной фазы с

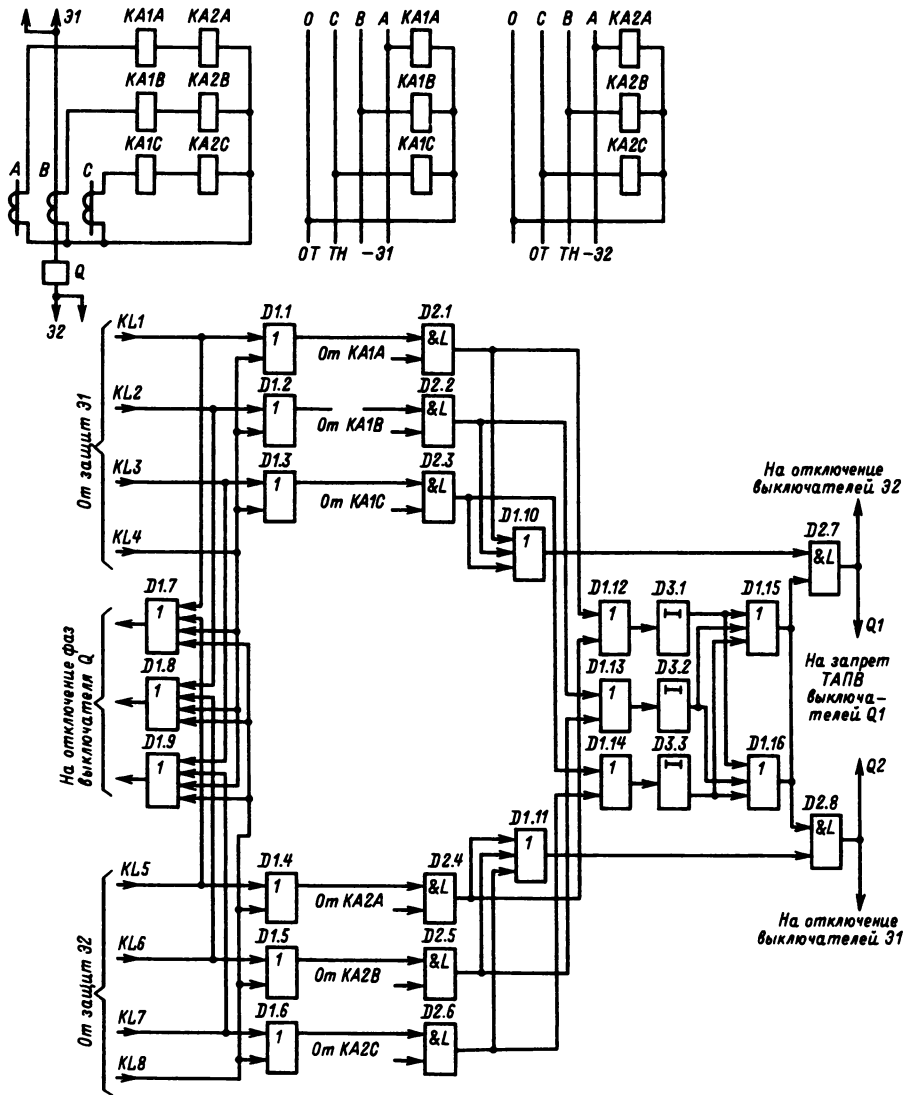


Рис. 44.26. Принципиальная схема УРОВ комплекса ПДЭ 2005:

KL1 – KL3, KL5 – KL7 – сигналы от контактов промежуточных реле в схеме ОАПВ Э1, Э2, действующие на отключение фаз А, В, С соответственно; KL4, KL8 – сигналы от параллельно включенных контактов выходных реле, действующие на отключение трех фаз Э1 и Э2

контролем от реле тока той же фазы. Учитывая возможность кратковременного прерывания тока в цепи выключателя при его отказе, удерживание производится с небольшим замедлением на возврат (0,1 с). С элементов D2.1 – D2.3 через D1.12 – D1.14 сигналы поступают на элементы времени D3.1 – D3.3.

Если выключатель поврежденной фазы исправен, то он произведет отключение прежде, чем наберет выдержку времени соот-

ветствующий элемент времени. После отключения выключателя измерительные элементы реле тока возвращаются в исходное положение, и исчезает сигнал на входе элемента времени.

Если произошел отказ выключателя, элемент времени наберет выдержку времени и через элементы D1.15 и D2.7 подает сигналы на отключение выключателей элемента Э2 без последующего АПВ через выходные

реле с то защит и сигнал на запрет АПВ выключателей Э1. При срабатывании защит Э1 через элементы D1.7–D1.9 подается сигнал без выдержки времени на отключение рассматриваемого выключателя Q параллельно с пуском УРОВ, так называемое действие на себя, которое предотвращает излишние отключения смежных выключателей при пуске УРОВ, исправном выключателе и нарушении цепи отключения выключателя Q от защит элемента Э1.

Выбор уставок реле тока УРОВ производится в соответствии с приводимыми ниже условиями.

Реле тока должны надежно срабатывать при минимальных токах КЗ и возвращаться с минимальным временем при токах ниже тока возврата. Для элементов KA1 и KA2 выполнена независимая регулировка тока срабатывания в пределах от  $0,075 \pm 0,0075$  до  $0,125 \pm 0,0125$  А с возможностью закругления в 2 и 4 раза.

Выбор уставки компенсации емкостного тока производится с учетом наличия на линии шунтирующих реакторов и режима их работы. Так, при наличии двух и более шунтирующих реакторов при одностороннем включении линии ток в ней может иметь индуктивный или емкостный характер в зависимости от числа включенных реакторов. Поэтому емкостная компенсация будет снижать результирующий ток в реле в одном режиме и увеличивать в другом. Уставка емкостной компенсации выбирается по условию обеспечения по возможности меньшего тока в реле во всех режимах.

#### **Взаимодействие отдельных устройств комплекса ПДЭ 2000**

Отдельные устройства комплекса защит линий 500 кВ и выше, подключенных к шинам ПС через два выключателя с пофазным управлением, условно представлены на рис. 44.27. Каждый выключатель имеет два соленоида отключения: № 1 и 2.

В состав комплекса входят основная защита – панель ПДЭ 2003 – направленная и дифференциально-фазная ВЧ защита, резервные – панель ПДЭ 2001 – дистанционная трехступенчатая защита и ПДЭ 2002 – токовая направленная защита нулевой последовательности, токовая отсечка от междуфазных КЗ и защита от неполнофазных режимов; устройство ОАПВ и ТАПВ – панель ПДЭ 2004.02; УРОВ – панель ПДЭ 2005, а также ВЧ приемопередатчик АНКА-14. Все три панели релейной защиты могут действовать на отключение через избирательные органы ОАПВ (в резерв-

ных защитах – только отдельные ступени), а также через свои выходные реле. Перевод на отключение трех фаз через свои выходные реле может производиться для каждой защиты в отдельности оперативным персоналом. При выводе из действия или неисправности устройств ОАПВ перевод на отключение всех защит через свои выходные реле производится автоматически. При срабатывании каких-либо защит на отключение через свои выходные реле, т. е. на отключение трех фаз, выполняется немедленный перевод устройства ОАПВ также на отключение трех фаз, что предотвращает несинхронное включение линии от ОАПВ.

При действии защит панели ПДЭ 2003, а также быстродействующих ступеней ПДЭ 2001 и ПДЭ 2002 на отключение через ОАПВ разрешается пуск ускоренного ТАПВ (УТАПВ), а при таком же действии ступеней с выдержками времени пуск УТАПВ не производится.

При действии медленнодействующих ступеней резервных защит также запрещается работа УТАПВ.

При срабатывании резервных защит реакторов линии, УРОВ реакторов и линии осуществляется запрет ТАПВ.

На панели ПДЭ предусмотрено ускорение при АПВ отдельных ступеней резервных защит – как показано на рис. 44.27. III ступени защиты панели ПДЭ 2002 и II ступени защиты панели ПДЭ 2001, а также вывод из действия отдельных ступеней защиты ПДЭ 2002, не отстроенных от неполнофазных режимов.

Если параметры срабатывания дистанционной защиты обеспечивают ее отстройку от качаний в цикле ОАПВ, то предусмотрена возможность ввода быстродействующих ступеней панели ПДЭ 2001 в цикле ОАПВ помимо блокировки при качаниях.

При действии защит панелей ПДЭ 2001 и ПДЭ 2002, а также ПДЭ 2004 (АПВ) на отключение трех фаз обеспечивается останов ВЧ передатчика панели ПДЭ 2003, что повышает надежность отключения КЗ выключателем противоположного конца линии.

От выходных реле всех защит и АПВ предусмотрен пуск УРОВ выключателей Q1 и Q2, причем от панели ПДЭ 2004 – пуск пофазный.

Выход ПДЭ 2004 воздействует также на включение выключателей.

Целесообразно выполнить действие основной и резервных защит через свои выходные реле на разные соленоиды отключения. На соленоиды отключения № 1 выключателей Q1 и Q2 действуют панели ПДЭ 2003

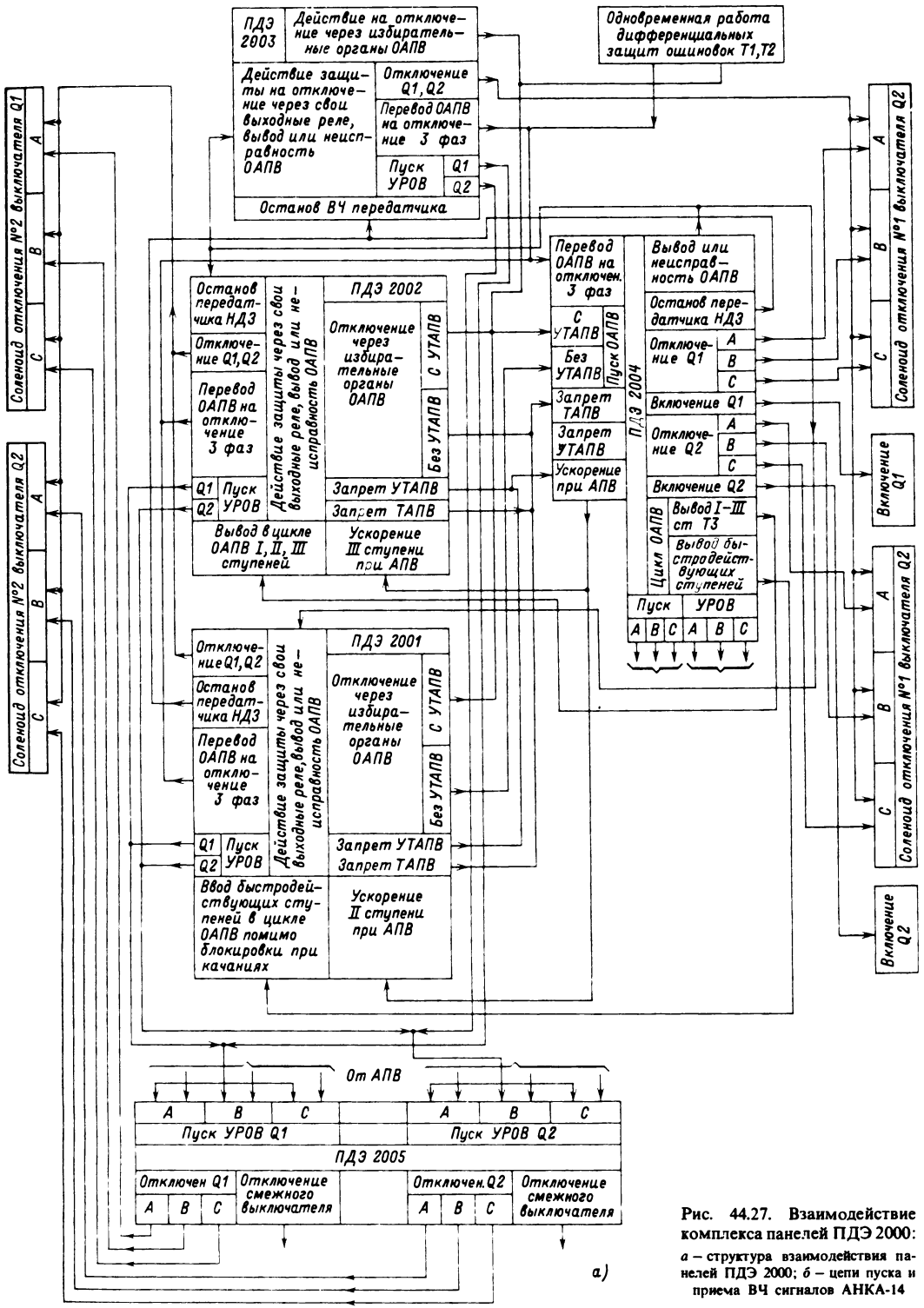


Рис. 44.27. Взаимодействие комплекса панелей ПДЭ 2000:  
 а – структура взаимодействия панелей ПДЭ 2000; б – цепи пуска и приема ВЧ сигналов АНКА-14

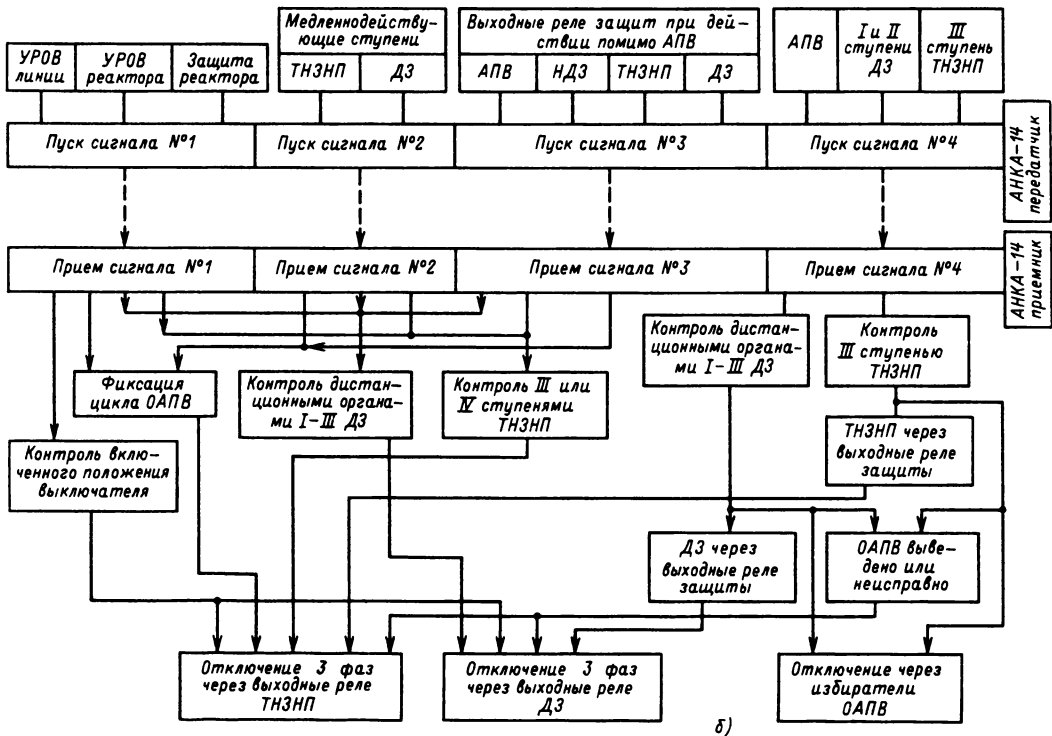


Рис. 44.27. Продолжение

и ПДЭ 2004, а на соленоиды № 2 – ПДЭ 2001, ПДЭ 2002 и ПДЭ 2005 (УРОВ).

Аппаратура АНКА-14 предназначена для ускорения резервных защит. Из четырнадцати возможных для этих целей используются четыре ВЧ сигнала. При одновременной подаче нескольких сигналов передается на приемный конец один сигнал с меньшим порядковым номером. На рис. 44.27 показано возможное использование этих сигналов.

Сигнал № 1 ускоряет действие резервных защит на противоположном конце линии и запрещает ТАПВ. Посылка сигнала производится при действии резервной защиты реактора, УРОВ реактора и УРОВ линии. На приемном конце отключение по цепи сигнала № 1 контролируется реле тока IV ступени панели ПДЭ 2002 и дистанционными органами I ступени ПДЭ 2001. Предусмотрена возможность действия на отключение без контроля измерительных органов, а лишь с контролем включенного положения выключателя линии. Это обеспечивает ускорение защит при КЗ в реакторе, сопровождающихся небольшими токами, когда защита линии может оказаться нечувствительной.

Сигнал № 2 ускоряет действие резерв-

ных защит на противоположном конце линии и запрещает только УТАПВ. Сигнал посылается при срабатывании медленнодействующих ступеней панелей ПДЭ 2001 и ПДЭ 2002. На приемном конце цепь отключения ВЧ сигналом № 2 контролируется реле тока IV ступени панели ПДЭ 2002 и дистанционными органами I–III ступеней панели ПДЭ 2001.

Сигнал № 3 ускоряет действие резервных защит на противоположном конце линии без запрета как ТАПВ, так и УТАПВ. Посылка сигнала производится от выходных реле быстродействующих ступеней защит панелей ПДЭ 2001 и ПДЭ 2002 при действии через свои выходные реле, а также панели ПДЭ 2004 (АПВ) при действии последней на отключение трех фаз. На приемном конце отключение по цепи сигнала № 3 контролируется реле тока IV (III) ступени панели ПДЭ 2002 и дистанционными органами I ступени ПДЭ 2001. В защите панели ПДЭ 2002 возможны прием ВЧ сигналов № 1–3 и действия на отключение с контролем фиксации цикла ОАПВ (без контроля измерительными органами), что позволяет обеспечить отключение поврежденной линии при поступлении этих сигналов в цикле ОАПВ.

Сигнал № 4 появляется при срабатывании измерительных органов III ступени защиты ПДЭ 2002, а также I и III ступеней защиты панели ПДЭ 2001 и панели ПДЭ 2004. На приемном конце отключается по цепи сигнала № 4 контролируется пусковым органом III ступени защиты ПДЭ 2002 и дистанционными органами I и III ступеней ПДЭ 2001. Действие цепей отключения от сигналов № 1–4 предусматривается через выходные реле панелей ПДЭ 2001 и ПДЭ 2002, а сигнал № 4 – также и через избирательные органы ОАПВ.

#### 44.4. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ ПОНИЖАЮЩИХ ПС

Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, учитываемые при выполнении защит [44.1]:

- 1) многофазные замыкания в обмотках (для трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов) и на выводах;
- 2) однофазные замыкания в обмотках (включая витковые) и на выводах;
- 3) внешние короткие замыкания (КЗ);
- 4) повышение напряжения на неповрежденных фазах (для трансформаторов 110 кВ, работающих с изолированной нейтралью);
- 5) частичный пробой изоляции вводов напряжением 500 кВ и выше;
- 6) перегрузка обмоток;
- 7) возгорание масла;
- 8) понижение уровня масла;
- 9) «пожар» стали магнитопровода.

##### 44.4.1. Релейная защита трансформаторов 110–220 кВ

###### Основные защиты

**Защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках,** – продольная дифференциальная токовая защита. Применяется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более. В защите используются реле типа ДЗТ-11. Применение реле серии РНТ-560 в соответствии с [44.14] не рекомендуется.

Защита может выполняться одним комплектом реле или двумя – чувствительным и грубым. Защита двумя комплектами реле выполняется в тех случаях, когда защита с одним комплектом реле имеет требуемую чувствительность при КЗ на выводах НН трансформатора, но не обладает требуемой чувствительностью при КЗ за реактором.

Защиту двухобмоточных трансформаторов следует выполнять двухрелейной с соединением вторичных обмоток трансформаторов тока (ТТ) на стороне ВН в треугольник, а на стороне НН в неполную звезду. Для трехобмоточных трансформаторов защита должна выполняться трехрелейной с соединением ТТ в треугольник на сторонах ВН и СН и в полную звезду на стороне НН.

Используемые для защиты ТТ должны удовлетворять кривым предельной кратности при протекании через них токов внешних КЗ. Выбор коэффициентов трансформации ТТ производится с учетом схем соединения их вторичных обмоток и необходимости выравнивания вторичных токов в плечах защиты. При этом следует исходить из первичного номинального тока защищаемого трансформатора  $I_{ном}$ , если на данной стороне ТТ соединяются в звезду, и тока  $\sqrt{3}I_{ном}$ , если в треугольник.

*Расчетные уставки защиты, выполненной одним комплектом реле.* Расчет защиты производится в следующей последовательности [44.14].

Определяются первичные токи на сторонах трансформатора, соответствующие его номинальной мощности,  $I_{ном} = S/(\sqrt{3} U_{ном})$ , где  $S$  – номинальная мощность трансформатора;  $U_{ном}$  – номинальное междуфазное напряжение на соответствующей стороне трансформатора.

Выбираются коэффициенты трансформации  $K$ , ТТ и схемы соединения их вторичных обмоток в соответствии с рекомендациями по выполнению защиты.

Определяются вторичные токи в плечах защиты,  $I_{ном,в} = I_{ном} k_{сх}^{(3)}/K$ , где  $k_{сх}^{(3)}$  – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду и  $\sqrt{3}$  при соединении в треугольник. Сторона защищаемого трансформатора с наибольшим током  $I_{ном,в}$  в дальнейших расчетах принимается за основную.

Выбирается сторона, к ТТ которой следует подключить тормозную обмотку реле. Для двухобмоточных трансформаторов, в том числе и с расщепленной обмоткой, это сторона НН (в последнем случае тормозная обмотка включается на сумму токов обеих секций обмотки НН трансформатора). Для трехобмоточных трансформаторов тормозную обмотку реле следует включать, как правило, на сумму токов сторон СН и НН.

Определяется минимальное значение тока срабатывания защиты из условия отстройки от броска намагничивающего тока:  $I_{с.з.мин} = kI_{ном}$ , где  $k = 1,5$  – коэффициент отстройки;  $I_{ном}$  – номинальный ток трансформатора на основной стороне.



Определяется ток срабатывания реле для основной стороны:

$$I_{с.р.осн} = I_{с.з} \min k_{сх.осн}^{(3)} / K_{Iосн}$$

Определяется расчетное число витков обмоток насыщающегося трансформатора (НТТ) реле для основной стороны:  $w_{осн.р} = F_{с.р} / I_{с.р.осн}$ , где  $F_{с.р} = 100$  А – МДС срабатывания реле. В соответствии со схемой реле (рис. 44.28) к установке на коммутаторе НТТ принимается ближайшее целое, меньшее расчетного число витков  $w_{осн}$ , набираемое на рабочей  $w_p$  и уравнительной  $w_{ур}$  обмотках или только на одной из них.

Определяется ток срабатывания защиты, соответствующий принятому числу витков  $w_{осн}$  для основной стороны:

$$I_{с.з} = F_{с.р} K_{Iосн} / w_{осн} k_{сх.осн}^{(3)}$$

Определяется расчетное число витков обмоток НТТ реле для неосновных сторон:  $w_{кр} = w_{осн} I_{осн.в} / I_{л.неосн.в}$ , где  $w_{кр}$  – расчетное число витков на  $k$ -й неосновной стороне;  $k = I$  или  $II$  для трехобмоточных и  $k = I$  для двухобмоточных трансформаторов;  $I_{осн.в}$  и  $I_{л.неосн.в}$  – вторичные токи в плечах защиты на основной и  $k$ -й неосновной сторонах, соответствующие номинальной мощности трансформатора.

К установке на коммутаторе НТТ реле (рис. 44.28) принимается ближайшее целое (большее или меньшее расчетного) число витков  $w_k$ .

Определяется максимальный первичный ток небаланса при КЗ между тремя фазами на стороне НН трансформатора, приведенный к расчетной стороне:

$$I_{нб.п} = \left( k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{ВН} k_{токВН} + \Delta U_{СН} k_{токСН} + \left| \frac{w_{Iрасч} - w_{II}}{w_{Iрасч}} k_{токI} \pm \frac{w_{IIрасч} - w_{II}}{w_{IIрасч}} k_{токII} \right| \right) I_{кmax}$$

где  $k_{пер} = 1$  – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;  $k_{одн} = 0,5 \div 1$  – коэффициент однотипности ТТ;  $\varepsilon = 0,1$  – относительное значение полной погрешности ТТ;  $\Delta U_{ВН}$  и  $\Delta U_{СН}$  – относительные значения половины суммарного диапазона регулирования напряжения на сторонах ВН и СН;  $k_{токВН}$  и  $k_{токСН}$  – коэффициенты токораспределения, определяемые при внешнем КЗ на стороне НН и равные отношению тока, проходящего на сторонах, где регулируется напряжение к току, протекающему через ТТ на стороне НН;  $w_{Iрасч}$ ,  $w_{IIрасч}$  и  $w_I$ ,  $w_{II}$  – соответственно расчетные и принятые числа витков на неосновных сторонах;  $k_{токI}$  и  $k_{токII}$  – коэффициенты токораспределения для неосновных сторон, определяемые аналогично коэффициен-

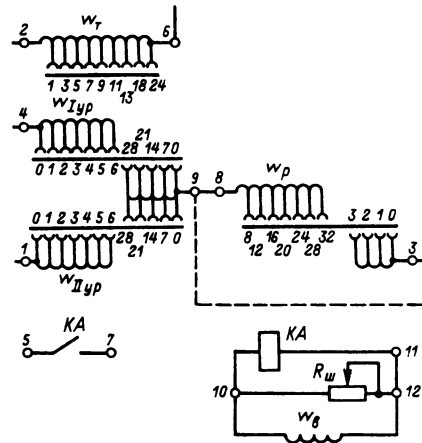


Рис. 44.28. Схема внутренних соединений реле ДЗТ-11

там  $k_{токВН}$  и  $k_{токСН}$ ; знак плюс используется при одинаковом направлении токов КЗ, например к трансформатору, а знак минус при противоположном;  $I_{кmax}$  – максимальное значение тока КЗ, протекающего через ТТ на стороне НН, где рассматривается повреждение (для трехобмоточных трансформаторов определяется при их параллельной работе на стороне СН), приведенное к расчетной стороне, например к стороне основного питания (при двустороннем питании) или к стороне ВН (при одностороннем питании).

Приведенное выражение для  $I_{нб.п}$  справедливо для трехобмоточного трансформатора. Применительно к двухобмоточному трансформатору в указанном выражении следует исключить третье слагаемое (для стороны СН) и второй член (для неосновной стороны II) в выражении, определяемом по модулю.

Определяется расчетное число витков тормозной обмотки реле:

$$w_{т.р} = k_{отс} I_{нб.п} w_{раб} / 0,75 I_1,$$

где  $k_{отс} = 1,5$  – коэффициент отстройки;  $w_{раб}$  – число витков обмоток (или обмотки) НТТ реле, подключенных к ТТ стороны НН;  $I_1$  – первичный тормозной ток, определяемый при внешнем КЗ между тремя фазами на стороне НН.

Для двухобмоточного трансформатора первичный тормозной ток равен приведенному к стороне ВН току КЗ, протекающему через ТТ стороны НН. Для трехобмоточного трансформатора при указанном выше включении тормозной обмотки первичный тормозной ток определяется как модуль разности токов КЗ, протекающих через ТТ на сторонах НН и СН и приведенных к рас-

четной стороне (рассматривается режим параллельной работы трансформаторов на стороне СН). К установке на реле принимается ближайшее целое, большее расчетного число витков тормозной обмотки  $w_T$ .

Определяется значение коэффициента чувствительности защиты при металлическом внутреннем КЗ между двумя фазами на стороне НН в режиме, когда торможение отсутствует:  $k_{\text{ч}}^{(2)} = I_{\text{кмин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}$ , где  $I_{\text{кмин}}^{(2)}$  — минимальное значение тока, протекающего через защиту при указанном виде КЗ, приведенное к расчетной стороне;  $I_{\text{с.з}}$  — ток срабатывания защиты, приведенный к расчетной стороне.

Требуется иметь минимальное значение  $k_{\text{ч}}$  при КЗ на выводах НН трансформатора около 2, а при повреждении за реактором, входящим в защищаемую зону, около 1,5.

Для трехобмоточных трансформаторов определяется значение коэффициента чувствительности при внутренних металлических КЗ, как правило, между двумя фазами на стороне НН в режимах, когда имеется торможение:

$$k_{\text{ч, торм}} = F_{\text{раб}} / F_{\text{раб, с.р}} = \sum_n I_{\text{раб}n} w_{\text{раб}n} / F_{\text{раб, с.р}}$$

где  $F_{\text{раб}}$  — рабочая МДС НТТ реле при рассматриваемом виде металлического КЗ;  $F_{\text{раб, с.р}}$  — рабочая МДС реле в условиях, когда защита находится на грани срабатывания при рассматриваемом КЗ, но через переходное сопротивление;  $w_{\text{раб}n}$  — число витков обмоток НТТ реле на стороне  $n$ ;  $I_{\text{раб}n}$  — ток в обмотке реле на стороне  $n$  с учетом его знака.

Магнитодвижущая сила  $F_{\text{раб, с.р}}$  определяется как проекция на ось ординат точки пересечения характеристики срабатывания, соответствующей максимальному торможению (рис. 44.29, кривая I), с прямой, проведенной из начала координат через точку с координатами  $F_{\text{раб}}$  и  $F_T = I_{\text{т.р}} w_T$ , где  $I_{\text{т.р}}$  — ток в тормозной обмотке при рассматриваемом виде металлического КЗ.

Требуемые минимальные значения  $k_{\text{ч}}$  в данном случае такие же, как и при отсутствии торможения.

**Расчетные установки защиты, выполненной двумя комплектами реле.** Грубый комплект защиты рассчитывается так же, как и защита, выполненная одним комплектом реле. Минимальный ток срабатывания чувствительного комплекта может быть принят равным  $I_{\text{с.з} \text{ мин}} = 0,8 I_{\text{ном}}$ , где  $I_{\text{ном}}$  — номинальный ток трансформатора, а выдержка времени  $t_{\text{с.з}} = 0,5 \div 1,0$  с.

**Защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа, —**

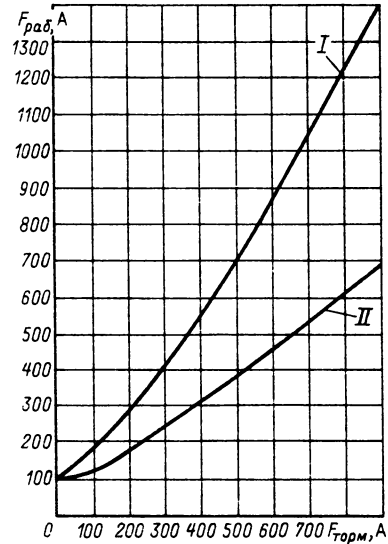


Рис. 44.29. Тормозные характеристики реле серии ДЗТ-11

I — характеристика срабатывания, соответствующая максимальному торможению, II — минимальному

газовая защита с одним газовым реле, контролирующим выделение газа из бака трансформатора в расширитель, и с одним газовым реле для контакторного отсека РПН. Газовая защита бака трансформатора выполняется с двумя ступенями, действующими на сигнал и на отключение соответственно. Степень защиты, действующая на отключение, может быть переведена для действия на сигнал. Газовая защита контакторного отсека РПН выполняется одной ступенью, действующей только на отключение.

**Защита от многофазных КЗ на шинах НН** — максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. Защита присоединяется к ТТ, соединенным в неполную звезду и установленным в цепи ответвления к выключателю НН, и к трансформатору напряжения (ТН), установленному на соответствующей секции шин НН. Защита выполняется двумя реле тока типа РТ-40, фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимальным реле напряжения типа РН-54/160. Защита выполняется с двумя выдержками времени и действует последовательно на отключение выключателя НН и на выходные промежуточные реле защиты трансформатора.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты определяется из условия ее возврата при протекании через защиту номинального тока стороны НН трансформатора:  $I_{с.з} = k_{отс} I_{ном} / k_B$ , где  $k_{отс} = 1,2$  — коэффициент отстройки;  $k_B = 0,8$  — коэффициент возврата реле тока.

Первичное напряжение срабатывания фильтр-реле напряжения обратной последовательности определяется из условия отстройки от напряжения небаланса в нагруженном режиме:  $U_{2с.з} = 0,06 U_{м.ф.ном}$ , где  $U_{м.ф.ном}$  — номинальное междуфазное напряжение.

Первичное напряжение срабатывания минимального реле напряжения определяется из условия отстройки от напряжения самозапуска двигателей при действии АВР и может быть принято равным  $0,7 U_{м.ф.ном}$ .

Минимальные значения коэффициентов чувствительности защиты по току и напряжению должны быть около 1,5 при металлическом КЗ между двумя фазами на шинах НН.

Первая выдержка времени защиты принимается на ступень селективности  $\Delta t = 0,5$  с больше максимальной выдержки времени защиты, установленной на секционном выключателе шин НН. Вторая выдержка времени принимается на ступень  $\Delta t$  больше первой.

### Резервные защиты

**Защита от внешних многофазных КЗ на стороне СН трехобмоточных трансформаторов** — максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для резервирования отключения КЗ на ошиновке и шинах СН, а также на элементах, присоединенных к этим шинам. Защита присоединяется к ТТ, встроенным во втулки СН и соединенным в неполную звезду, и к ТН, установленному на шинах СН. Защита выполняется двумя реле тока типа РТ-40, фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимальным реле напряжения типа РН-54/160. Защита выполняется с тремя выдержками времени и действует последовательно на отключение секционного выключателя шин СН, на отключение выключателя СН трансформатора и на выходные промежуточные реле защиты трансформатора.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты и первичные напряжения срабатывания комбинированного пускового органа выбираются аналогично параметрам при защите от КЗ на шинах НН.

Первая выдержка времени защиты принимается на ступень  $\Delta t$  больше максимальной

выдержки времени защит присоединений к шинам СН. Каждая последующая выдержка времени защиты выбирается на ступень  $\Delta t$  больше предыдущей.

**Защита от многофазных КЗ** — максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для резервирования отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования основных защит трансформатора. Защита присоединяется к ТТ, установленным на стороне ВН. На двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием ТТ соединяются в треугольник, а при наличии двустороннего питания — в звезду. Защита выполняется с двумя реле тока типа РТ-40 на двухобмоточных трансформаторах и с тремя реле тока на трехобмоточных. В качестве пусковых органов защиты используются комбинированные пусковые органы напряжения защит, установленных на сторонах НН и СН. Защита выполняется с одной выдержкой времени и действует на выходные промежуточные реле защиты трансформатора.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты выбирается аналогично параметрам при защите от КЗ на шинах НН.

Выдержка времени защиты принимается равной наибольшей из выдержек времени защит от многофазных КЗ, установленных на сторонах НН и СН трансформатора.

**Защита от внешних КЗ на землю в сетях с эффективно заземленной нейтралью** — токовая ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита устанавливается на трехобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием и предназначена, для отключения внешних КЗ на землю, а также для частичного резервирования основных защит трансформатора. Защита присоединяется к ТТ, установленному в цепи заземления нейтрали трансформатора, и выполняется одним реле тока типа РТ-40. При наличии на ПС трансформатора с разземленной нейтралью защита трансформатора с заземленной нейтралью выполняется с четырьмя выдержками времени и действует последовательно на отключение выключателя ВН трансформатора с разземленной нейтралью, затем на разделение секций или систем шин ВН, далее на отключение выключателя ВН защищаемого трансформатора и затем на выходные промежуточные реле защиты трансформатора. В случае работы обоих трансформаторов ПС с заземленными нейтралью в защите исключается первая выдержка времени.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты выбирается по условию согласования с последними ступенями защит от замы-

каний на землю смежных линий ВН:  $I_{c,з} = k_{отс} k_{ток} I_{c,з,л}$ , где  $k_{отс} = 1,1$  – коэффициент отстройки;  $k_{ток}$  – коэффициент токораспределения;  $I_{c,з,л}$  – ток срабатывания последней ступени токовой защиты нулевой последовательности смежной линии, с которой производится согласование.

Первая выдержка времени защиты выбирается из условия согласования с последними ступенями защит от КЗ на землю линий ВН. Каждая последующая выдержка времени выбирается на ступень  $\Delta t$  больше предыдущей.

**Защита от симметричных перегрузок** – максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени. Защита осуществляется одним реле тока типа РТ-40, включенным

на ток одной фазы. Защита присоединяется к ТТ, установленным: на двухобмоточных трансформаторах – со стороны ВН, на двухобмоточных трансформаторах с расщепленной обмоткой – со стороны НН (для каждой из частей обмотки), на трехобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием – со стороны всех напряжений, при одностороннем питании – со стороны ВН и НН. Защита действует на сигнал с выдержкой времени.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты выбирается по выражению  $I_{c,з} = k_{отс} I_{ном}/k_B$ , где  $k_{отс} = 1,05$ ;  $I_{ном}$  – номинальный ток трансформатора (с учетом РПН) на стороне, где установлена защита;  $k_B = 0,8$  – коэффициент возврата реле тока.

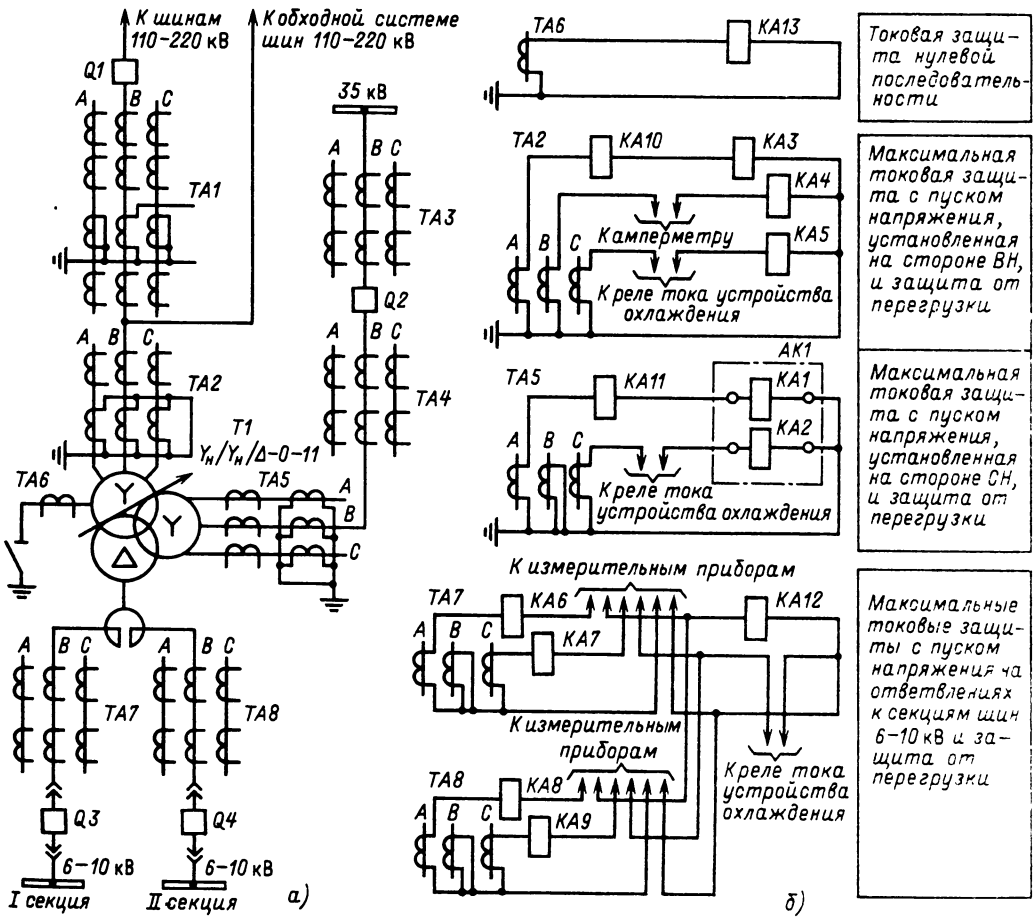


Рис. 44.30. Схема релейной защиты понижающего трансформатора 110–220/35/10 кВ при наличии на стороне ВН сборных шин:

а – поясняющая схема, б – цепи переменного тока, в – цепи переменного напряжения; г – цепи оперативного постоянного тока; д – входные цепи, КQC1 – КQC4 – контакты реле положения «включено» выключателей Q1 – Q4 соответственно; КQT2 – КQT4 – контакты реле положения «отключено» выключателей Q2 – Q4 соответственно

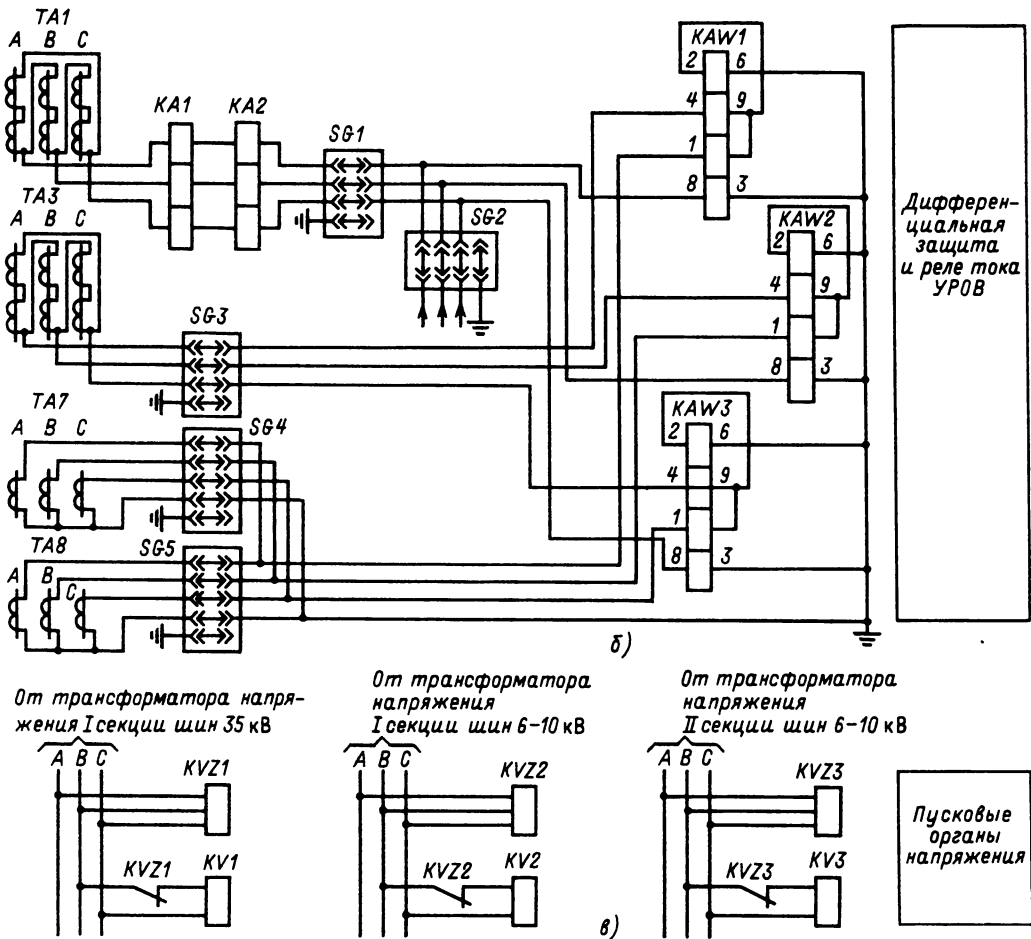


Рис. 44.30. Продолжение

Выдержка времени выбирается большей максимальной выдержки времени резервных защит трансформатора.

**Пример 44.1.** Выполнение защиты понижающего трансформатора с двусторонним питанием, работающего через один выключатель на двойную систему шин 110–220 кВ с обходной, через один выключатель на секционированную систему шин 35 кВ и на две секции шин 6–10 кВ через сдвоенный реактор.

Схема защиты понижающего трансформатора мощностью 25–63 МВ·А, напряжением 110–220/35/6–10 кВ показана на рис. 44.30 [44.15].

**Основные защиты.** 1. От всех видов КЗ в обмотках трансформатора и на выводах, в сдвоенном реакторе и на выводах присоединений к секциям шин НН – общая

продольная дифференциальная токовая защита, выполненная одним комплектом реле типа ДЗТ-11 (KAW1–KAW3).

2. От повреждений внутри бака трансформатора и в контакторном отсеке РПН, сопровождающихся выделением газа, – газовая защита, с одним газовым реле KSG1 для бака и одним газовым реле KSG2 для контакторного отсека РПН.

**Резервные и другие защиты.** 3. Для резервирования отключения многофазных КЗ на шинах НН, а также для резервирования основных защит трансформатора – максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне ВН. Защита содержит три реле тока типа РТ-40 (KA3–KA5) и реле времени КТ1. Комбинированный пуск выполнен тремя фильтрами-реле напряжения обратной последовательности

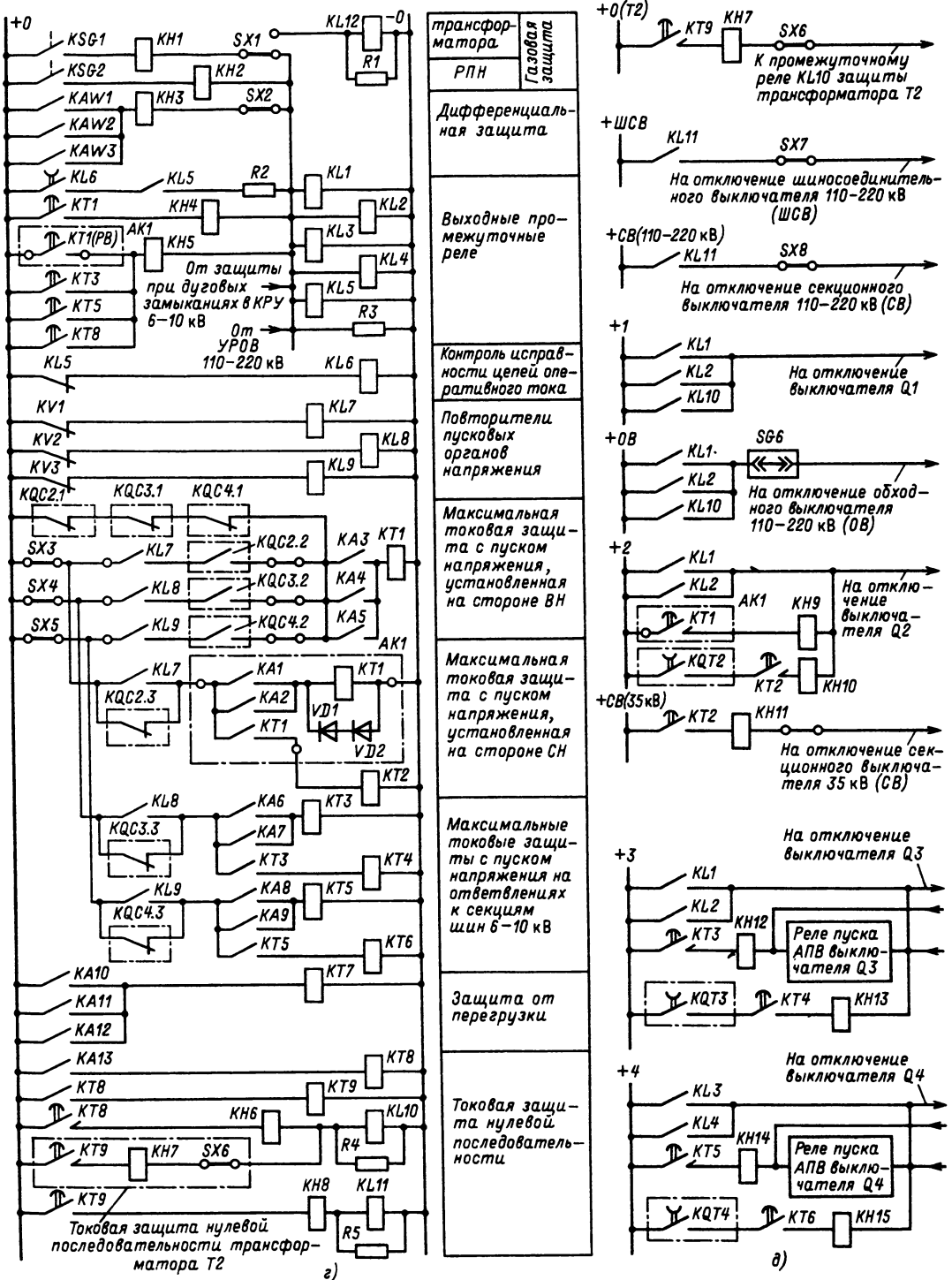


Рис. 44.30. Продолжение

типа РНФ-1М ( $KVZ1 - KVZ3$ ) и тремя минимальными реле напряжения типа РН-54/160 ( $KV1 - KV3$ ).

4. Для резервирования отключения многофазных КЗ на стороне СН — максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне СН. Защита выполнена с применением комплекта КЗ-12 ( $AK1$ ) и дополнительного реле времени  $KT2$ . Комплект защиты КЗ-12 содержит два реле тока  $KA1$ ,  $KA2$  и реле времени  $KT1$ . Комбинированный пуск осуществляется фильтром-реле напряжения обратной последовательности  $KVZ1$  и минимальным реле напряжения  $KV1$ .

5. От многофазных КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения КЗ на элементах, присоединенных к этим шинам, — максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению, установленные на ответвлениях к секциям шин НН. Защиты выполнены с использованием реле тока типа РТ-40 ( $KA6$ ,  $KA7$  и  $KA8$ ,  $KA9$ ) и реле времени  $KT3$ ,  $KT5$ . Комбинированный пуск осуществляется фильтром-реле напряжения обратной последовательности ( $KVZ2$ ,  $KVZ3$ ) и минимальными реле напряжения ( $KV2$ ,  $KV3$ ).

6. Для резервирования отключения внешних КЗ на землю, а также для частичного резервирования основных защит трансформатора — одноступенчатая токовая ненаправленная защита нулевой последовательности с реле тока типа РТ-40 ( $KA13$ ) и реле времени  $KT8$ ,  $KT9$ .

7. От повреждений в шкафах КРУ НН, имеющих высоковольтные выключатели, — защиты при дуговых КЗ.

8. От симметричных перегрузок — максимальная токовая защита с тремя реле тока типа РТ-40 ( $KA10$ ,  $KA11$  и  $KA12$ ), установленными соответственно на сторонах ВН, СН и НН трансформатора, и реле времени  $KT7$ .

*Указания по выполнению защит.* В продольной дифференциальной токовой защите трансформатора тормозная обмотка реле ДЗТ-11 включена на сумму токов сторон СН и НН. Отключающий элемент газового реле защиты бака трансформатора посредством накладки  $SX1$  может быть переведен для действия на сигнал. Газовая защита контакторного отсека РПН выполнена действующей только на отключение.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне ВН, действует с выдержкой времени реле  $KT1$  на отключение всех выключателей трансформатора.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне СН, действует с первой выдержкой времени, создаваемой реле  $KT2$ , на разделение секций шин 35 кВ, со второй, создаваемой реле  $KT1$ , на отключение выключателя  $Q2$  и с третьей, создаваемой также реле  $KT1$ , на отключение всех выключателей трансформатора. Последнее позволяет ликвидировать КЗ в зоне между ТТ, к которым подключена защита, и отключившимся выключателем.

Максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению, установленные на ответвлениях к секциям шин НН, действуют с первой выдержкой времени, создаваемой соответствующим реле  $KT3$  или  $KT5$ , на отключение выключателя  $Q3$  или  $Q4$  (через импульсный контакт реле времени), а со второй выдержкой времени, создаваемой также указанными реле, на отключение всех выключателей трансформатора.

Одноступенчатая токовая защита нулевой последовательности трансформатора с эффективно заземленной нейтралью действует с первой выдержкой времени, создаваемой реле  $KT9$ , на отключение выключателя ВН трансформатора с разземленной нейтралью, со второй, создаваемой этим же реле времени, на разделение секций и систем шин ВН, с третьей выдержкой времени, создаваемой реле  $KT8$ , на отключение выключателя  $Q1$  и с четвертой, создаваемой также реле  $KT8$ , на отключение всех выключателей трансформатора.

Защиты при дуговых КЗ в шкафах КРУ выключателей вводов к шинам НН действуют одновременно на отключение соответствующего выключателя ввода и на отключение всех выключателей трансформатора.

Пуск автоматического ускорения максимальных токовых защит, установленных на стороне СН и на ответвлениях к секциям шин НН, осуществляется контактами  $KQT2$ ,  $KQT3$  и  $KQT4$  реле положения «отключено» выключателей  $Q2$ ,  $Q3$  и  $Q4$  соответственно. Ускорение выполнено с выдержкой времени реле  $KT2$ ,  $KT4$  и  $KT6$ .

Предусмотрены самоудержание выходных промежуточных реле  $KL1 - KL5$  и последующее автоматическое снятие самоудержания при возврате промежуточного реле  $KL6$ , осуществляющего также контроль наличия оперативного тока в защите трансформатора.

В целях повышения надежности в схеме выполнено дублирование действия выходных промежуточных реле на отключение выключателя.

*Воздействие защит.* В схеме защиты предусмотрены:

группа промежуточных реле *KL1–KL4*, действующая на отключение всех выключателей трансформатора, пуск УРОВ 110–220 кВ и запрет АПВ выключателей *Q1, Q2* и обходного выключателя;

промежуточное реле *KL10*, действующее на отключение выключателя *Q1* или заменяющего его обходного выключателя;

промежуточное реле *KL11*, действующее на отключение шиносоединительного и секционного выключателей 110–220 кВ.

Выключатель *Q2* отключается также от реле *KT1* комплекта *AK1*, а выключатели *Q3* и *Q4* – от реле *KT3* и *KT5* соответственно.

**44.4.2. Релейная защита АТ 220 кВ, мощностью 63–250 МВ·А**

**Основные защиты**

Защита от всех видов КЗ в обмотках АТ и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках, – продольная дифференциальная токовая защита. На АТ мощностью до 125 МВ·А защита выполняется охватывающей также и элементы цепи НН (линейный добавочный трансформатор и реактор). В защите используются реле типа ДЗТ-21. Принципиальная схема включения реле показана на рис. 44.31. Вид тормозной характеристики изображен на рис. 44.32. Реле позво-

ляет осуществлять торможение от двух групп ТТ. При необходимости торможения от трех групп ТТ используется приставка дополнительного торможения типа ПТ-1. Для выравнивания вторичных токов в плечах защиты могут использоваться автотрансформаторы тока (АТТ).

Используемые в защите ТТ должны удовлетворять кривым предельной кратности при протекании через них тока внешнего КЗ. Вторичные обмотки ТТ следует соединять в треугольник на сторонах ВН и СН и в звезду на стороне НН. Коэффициенты трансформации ТТ выбираются, исходя из номинального первичного тока  $I_{ном}$ , соответствующего проходной мощности АТ, если ТТ на данной стороне соединяются в звезду, или  $\sqrt{3}I_{ном}$  при соединении в треугольник.

*Расчетные уставки защиты.* Расчет защиты производится в следующей последовательности [44.14].

Определяются первичные токи на всех сторонах АТ, соответствующие его проходной мощности:  $I_{ном} = S/(\sqrt{3}U_{ном})$ , где  $U_{ном}$  – номинальное междуфазное напряжение.

Выбираются коэффициенты  $K_I$  трансформации ТТ на отдельных сторонах в соответствии с рекомендациями по выполнению защиты.

Определяются вторичные токи в плечах защиты:  $I_{ном,в} = I_{ном}k_{сх}^{(3)}/K_I$ , где  $k_{сх}^{(3)}$  – коэффи-

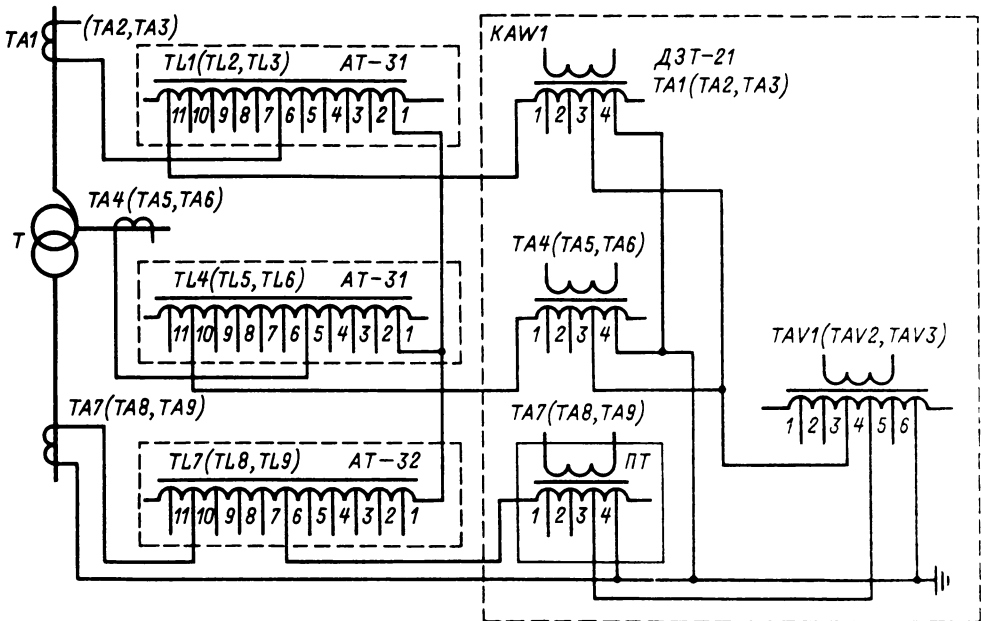


Рис. 44.31. Принципиальная схема включения реле типа ДЗТ-21 (23)



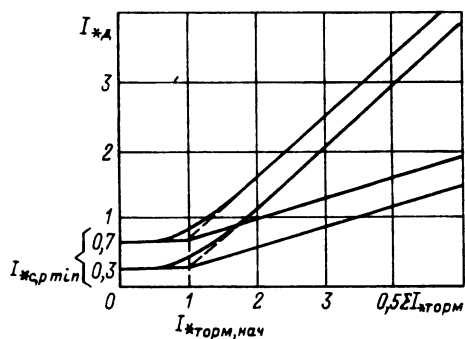


Рис 44.32. Тормозные характеристики реле типа ДЗТ-21 (23):

Значения по осям даны в относительных единицах (по отношению к номинальным токам использованных ответвлений реле);  $I_{*д} = I_{д}/I_{ном,отв}$ ;  $I_{*торм,мах} = I_{торм,мах}/I_{ном,отв}$

коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду и  $\sqrt{3}$  при соединении в треугольник.

Выбирается одна, любая, из сторон АТ, принимаемая в дальнейших расчетах за основную (например, ВН).

Определяется необходимость установки на основной стороне выравнивающих АТТ. Установка АТТ необходима, если значение вторичного тока в плече защиты на данной стороне  $I_{ном,в}$  меньше 2,5 А или больше 5 А. В первом случае используется повышающий АТТ типа АТ-31, во втором — понижающей АТТ типа АТ-32.

Для основной стороны выбираются ответвления трансреактора реле ТАВ или выравнивающих АТТ (если используются на данной стороне) с таким номинальным током  $I_{отв,ном,осн}$  чтобы выполнялось соотношение  $I_{отв,ном,осн} \leq I_{ном,в,осн}$ . Номинальные токи ответвлений трансреактора реле приведены ниже.

Номер ответвления	1	2	3	4	5	6
Номинальный ток $I_{отв,ном}$ , А	5,0	4,6	4,25	3,63	3,0	2,5

Номинальный ток ответвлений АТТ, удовлетворяющий указанному соотношению, находится по выражению  $I_{отв,ном,осн} = K_{АТ,осн} \times I_{отв,ном,тр}$ , где  $K_{АТ,осн}$  — коэффициент трансформации АТТ на основной стороне (см. ниже);  $I_{отв,ном,тр}$  — номинальный ток ответвления трансреактора реле, соответствующий принятому значению  $K_{АТ,осн}$ . Для выбора значения  $K_{АТ,осн}$  предварительно определяется ряд его расчетных значений:  $K_{АТ,осн} = I_{ном,в,осн} / I_{отв,ном,к}$ , где  $I_{отв,ном,к}$  — номинальный ток к-го

ответвления трансреактора;  $k$  — номер ответвления.

Каждое из шести расчетных значений  $K_{АТ,осн}$  сравнивается с реально возможными значениями коэффициента трансформации АТТ соответствующего типа, приведенными в табл. 44.1 и 44.2. Для используемого на основной стороне типа АТТ выбирается из таблицы значение  $K_{АТ,осн}$ , равное одному из расчетных значений  $K_{АТ,осн}$ , если таковое имеется в таблице, или ближайшее меньшее расчетное значение, обеспечивающее минимальное относительное отклонение значения выбранного коэффициента трансформации от  $k$ -го расчетного значения. Номер расчетного коэффициента  $K_{АТ,осн}$ , удовлетворяющего одному из указанных условий, определяет номер ответвления трансреактора, номинальный ток которого следует использовать в качестве

Таблица 44.1. Возможные значения коэффициента трансформации АТТ типа АТ-31

Значение коэффициента трансформации	Номера ответвлений АТ, к которым подводится вторичные точки в плечах защиты	Номера ответвлений АТ, к которым подключается реле
0,13	1-2	1-11
0,15	1-2	1-10
0,16	1-2	1-9
0,17	1-3	1-11
0,19	1-3	1-10
0,2	1-3	1-9
0,22	1-3	1-8
0,23	1-4	1-11
0,25	1-4	1-10
0,27	1-4	1-9
0,29	1-4	1-8
0,3	1-3	1-7
0,31	1-5	1-11
0,34	1-5	1-10
0,36	1-5	1-9
0,39	1-5	1-8
0,4	1-4	1-7
0,43	1-2	1-5
0,44	1-6	1-11
0,48	1-6	1-10
0,52	1-6	1-9
0,53	1-5	1-7
0,56	1-6	1-8
0,58	1-7	1-11
0,63	1-7	1-10
0,68	1-7	1-10
0,7	1-5	1-6
0,74	1-7	1-8
0,75	1-4	1-5
0,76	1-6	1-7
0,77	1-2	1-3
0,79	1-8	1-11
0,85	1-9	1-11
0,86	1-8	1-10
0,92	1-10	1-11
0,93	1-9	1-10

Таблица 44.2. Возможные значения коэффициента трансформации АТТ типа АТ-32

Значения коэффициента трансформации	Номера ответвлений АТ, к которым подводятся вторичные токи в плечах защиты	Номера ответвлений АТ, к которым подключается реле
1,08	1-4	1-3
1,09	1-3	1-2
1,18	1-4	1-2
1,25	1-11	1-10
1,27	1-7	1-6
1,28	1-8	1-7
1,29	1-5	1-4
1,39	1-5	1-3
1,52	1-5	1-2
1,56	1-11	1-9
1,6	1-10	1-8
1,61	1-7	1-5

Продолжение табл. 44.2

Значения коэффициента трансформации	Номера ответвлений АТ, к которым подводятся вторичные токи в плечах защиты	Номера ответвлений АТ, к которым подключается реле
1,62	1-8	1-6
1,63	1-6	1-4
1,64	1-9	1-7
1,77	1-6	1-3
1,92	1-6	1-2
2,0	1-11	1-8
2,05	1-10	1-7
2,06	1-8	1-5
2,07	1-7	1-4
2,08	1-9	1-6
2,24	1-7	1-3
2,44	1-7	1-2
2,56	1-11	1-7
2,6	1-10	1-6
2,64	1-9	1-5
2,66	1-8	1-4
2,87	1-8	1-3
3,13	1-8	1-2
3,25	1-11	1-6
3,3	1-10	1-5
3,4	1-9	1-4
3,68	1-9	1-3
4,0	1-9	1-2
4,13	1-11	1-5
4,25	1-10	1-4
4,6	1-10	1-3
5,0	1-10	1-2
5,31	1-11	1-4
5,75	1-11	1-3
6,25	1-11	1-2

Если значение номинального тока выбранного ответвления трансреактора отличается от расчетного значения тока  $I_{отв.расч.неосн}$  в целой части или в первом знаке после запятой, то на данной неосновной стороне целесообразна установка выравнивающих АТТ соответствующего типа. В этом случае номинальный ток ответвлений АТТ, удовлетворяющий указанному выше условию, находится, исходя из тока  $I_{отв.расч.неосн}$  аналогично тому, как это сделано для основной стороны.

Определяются стороны, на которых используется торможение. Как правило, торможение следует осуществлять от ТТ всех сторон, принимая при этом значение уставки «начала торможения»  $I_{*торм.нач} = 1,0$ . В случае одностороннего питания защищаемого АТ возможно торможение только от ТТ приемных сторон, при этом следует принимать  $I_{*торм.нач} = 0,6$ .

Выбираются ответвления промежуточных трансформаторов тока ТА цепи торможения и приставки дополнительного торможения (при ее использовании) из условия  $I_{отв.торм.ном} \leq I_{отв.торм.расч} = I_{ном.в}/K_{АТ}$ , где  $K_{АТ}$  — коэффициент трансформации АТТ на стороне, где осуществляется торможение (при отсутствии АТТ на данной стороне следует принять  $K_{АТ} = 1$ ).

Номера ответвлений ТА и их номинальные токи приведены ниже.

Номер ответвления	1	2	3	4
$I_{отв.торм.ном}, А$	5	3,75	3,0	2,5

Когда разница между расчетным током и ближайшим меньшим номинальным током ответвления больше, чем между расчетным током и ближайшим большим номинальным током ответвления, целесообразно принять к использованию последнее.

Определяется первичный ток, соответствующий началу торможения:

$$I_{торм.нач.п} = kI_{ном} \left( k_{токI} \frac{I_{отв.торм.номI}}{I_{отв.торм.расчI}} + k_{токII} \frac{I_{отв.торм.номII}}{I_{отв.торм.расчII}} + k_{токIII} \frac{I_{отв.торм.номIII}}{I_{отв.торм.расчIII}} \right),$$

где  $k$  — коэффициент, принимаемый равным 0,5 при  $I_{*торм.нач} = 1$  и 1,2 при  $I_{*торм.нач} = 0,6$

$I_{отв.ном.тр}$  при расчете номинального тока ответвлений АТТ на основной стороне.

Выбираются ответвления трансреактора для неосновных сторон из условия  $I_{отв.ном.неосн} \leq I_{отв.расч.неосн} = I_{отв.ном.осн} \times \frac{I_{ном.в,неосн}}{I_{ном.в,осн}}$

(в последнем случае также следует исключать из приведенного выше выражения первое слагаемое — для стороны I);  $k_{токI}$ ,  $k_{токII}$  и  $k_{токIII}$  — коэффициенты токораспределения для сторон I, II и III соответственно в расчетном нагрузочном режиме (обеспечивающем максимальное значение  $I_{торм,нач,п}$ ).

Определяется первичный ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{нб,торм,нач} = \left( k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{СН} k_{ток,СН} + \left| \frac{I_{1отв,расч} - I_{1отв,ном}}{I_{1отв,расч}} - \frac{I_{2отв,расч} - I_{2отв,ном}}{I_{2отв,расч}} \right| \right) I_{торм,нач,п},$$

где  $k_{пер} = 1$  — коэффициент, учитывающий переходный режим;  $k_{одн} = 0,5 \div 1,0$  — коэффициент однотипности ТТ;  $\varepsilon = 0,05$  — относительное значение полной погрешности ТТ;  $\Delta U_{СН}$  — относительное значение половины суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне СН;  $k_{ток,СН}$  — коэффициент токораспределения для стороны СН, определяемый в том же расчетном режиме, что и  $I_{торм,нач,п}$ ;  $I_{1отв,расч}$ ,  $I_{2отв,расч}$  и  $I_{1отв,ном}$ ,  $I_{2отв,ном}$  — соответственно расчетные и номинальные токи принятых ответвлений АТТ или трансреакторов для неосновных сторон I и II.

Определяется ток срабатывания защиты из двух условий: отстройки от первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:  $I_{с,з} = k_{отс} I_{нб,торм,нач}$ , где  $k_{отс} = 1,5$  — коэффициент отстройки и несрабатывания защиты от переходного тока небаланса внешнего КЗ:  $I_{с,з} = 0,3 I_{ном}$ . За расчетное значение  $I_{с,з}$  принимается большее из двух полученных значений.

Определяется относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения:  $I_{*с,рmin} = I_{с,з} k_{сх}^{(3)} / (K I_{отв,ном})$ . Все величины в данном выражении принимаются для расчетной стороны, которой является та неосновная сторона, где номинальный ток принятого ответвления АТТ или трансреактора в большей степени отличается от расчетного тока ответвления, если с этой стороны возможно включение защищаемого АТ под напряжение.

Определяется максимальный расчетный ток небаланса  $I_{нб,расч}$  при внешнем КЗ между тремя фазами на стороне СН. Указанный ток находится на основе выражения для  $I_{нб,торм,нач}$  (см. выше) с заменой в нем  $I_{торм,нач,п}$  на максимальный ток КЗ  $I_{кmax}$ , а также принимая  $k_{пер} = 1,5 \div 2,0$  и  $\varepsilon = 0,1$ .

Определяется коэффициент торможения реле:

$$k_{торм} = \frac{k_{отс} I_{*нб,расч} \frac{I_{ном,в,осн}}{I_{отв,ном,осн}} - 0,5 \sum I_{*торм,расч} \frac{I_{отв,торм,расч}}{I_{отв,торм,ном}} - \dots}{\dots \rightarrow \frac{-I_{*с,рmin}}{-I_{*торм,нач}}},$$

где  $k_{отс} = 1,5$  — коэффициент отстройки;  $I_{*нб,расч}$  — относительное (по отношению к  $I_{ном}$ ) значение тока  $I_{нб,расч}$ ;  $0,5 \sum I_{*торм,расч}$  — полусумма относительных (по отношению к  $I_{ном}$ ) первичных тормозных токов при внешнем КЗ на стороне СН.

Принимается ток срабатывания отсечки  $6I_{отв,ном}$ , если ответвления рабочей цепи реле выбраны приблизительно равными вторичным токам в соответствующих плечах защиты, и  $9I_{отв,ном}$  в противном случае.

Чувствительность защиты может не определяться, так как она всегда выше требуемой согласно ПУЭ.

**Защита от замыканий внутри бака АТ и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа, — газовая защита** с одним газовым реле, контролирующим выделение газа из бака в расширитель и тремя газовыми реле для контакторного объема РПН (на АТ мощностью 125 и 200 МВ·А) или одним реле давления (для АТ мощностью 63 МВ·А). Газовая защита бака АТ выполняется с двумя ступенями, действующими на сигнал и на отключение соответственно. Защита контакторного объема РПН выполняется одной ступенью, действующей только на отключение.

**Защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах линейного регулировочного трансформатора, в реакторе и на выводах присоединений к секциям шин НН** — продольная дифференциальная токовая защита с реле типа ДЗТ-11. Защита устанавливается, когда мощность АТ больше или равна 125 МВ·А. Защита присоединяется к ТТ встроенным во вводы НН АТ и к выносным ТТ на ответвлениях к секциям шин НН. Тормозная обмотка реле включается на сумму токов выносных ТТ.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от броска намагничивающего тока в регулировочном трансформаторе при его включении под напряжение:  $I_{с,з} = k_{отс} I_{л,рег,ном} k_{п}$ , где  $k_{отс} = 1,2 \div 1,5$  — коэффициент отстройки;  $I_{л,рег,ном}$  — номинальный ток регулировочного трансформатора;  $k_{п} = U_{л,доб,max} / U_{ном}$  — коэффи-

цент трансформации последовательного трансформатора;  $U_{л.доб.тах}$  — максимальное линейное добавочное напряжение;  $U_{ном}$  — номинальное линейное напряжение регулировочного трансформатора.

Коэффициент чувствительности защиты при КЗ между двумя фазами за токоограничивающим реактором должен иметь значение  $k_4^{(2)} \geq 1,5$ .

При отсутствии на стороне НН линейного регулировочного трансформатора ток срабатывания защиты определяется по условию обеспечения при КЗ в защищаемой зоне  $k_4 \geq 2$ .

**Защита от замыканий внутри бака и в контакторном объеме РПН линейного регулировочного трансформатора, сопровождающихся выделением газа,** — газовая защита с одним газовым реле для бака трансформатора и одним реле давления для контакторного объема РПН. Газовая защита бака трансформатора выполняется с двумя ступенями, действующими на сигнал и отключение соответственно. Защита контакторного объема РПН выполняется одной ступенью, действующей только на отключение.

**Защита от многофазных КЗ на шинах НН** — максимальная токовая с комбинированным пуском по напряжению. Защита устанавливается при наличии на стороне НН АТ двоянного реактора.

Защита выполняется, действует и рассчитывается так же, как и аналогичная защита, описанная в § 44.4.1.

### Резервные защиты

**Защита от внешних КЗ на землю** — токовая ступенчатая защита нулевой последовательности. Защиты устанавливаются на сторонах ВН и СН. Обе защиты могут быть направленными с числом ступеней до трех, что определяется условиями их согласования с аналогичными защитами линий в сетях ВН и СН. Защиты присоединяются к ТТ, встроенным во вводы ВН и СН. Защиты выполняются с использованием панели КЗ-15 с тремя выдержками времени и действуют последовательно на отключение секционного или шиносоединительного выключателя ВН (СН), на отключение выключателя своей стороны и на выходные промежуточные реле защиты АТ.

**Расчетные уставки защиты.** Первичный ток срабатывания отдельных ступеней выбирается из условий согласования по чувствительности с соответствующими ступенями защит линий от КЗ на землю на стороне, где установлена защита, а также по условию

отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в месте включения защиты в возможных неполнофазных режимах указанных линий.

Выдержки времени отдельных ступеней определяются из условия согласования с соответствующими ступенями защит от КЗ на землю смежных линий.

**Защита от внешних несимметричных КЗ** — токовая защита обратной последовательности. Защита предназначена для резервирования отключения внешних несимметричных КЗ и для резервирования основных защит АТ. Защита устанавливается на стороне ВН и выполняется направленной в сторону сети ВН и ненаправленной в сторону сети СН. Такое выполнение предполагает наличие меньших, чем в сети СН, выдержек времени у защит линий в сети ВН. Защита присоединяется к ТТ, встроенным во вводы ВН, и к ТН на этой же стороне. Направленная защита выполняется фильтр-реле тока и направления мощности типа РМОП-2, а ненаправленная — фильтр-реле тока типа РТФ-1М. Защита выполняется с тремя выдержками времени и действует аналогично токовой защите нулевой последовательности.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты обычно выбирается из условия согласования по чувствительности с наиболее чувствительными ступенями токовых защит нулевой последовательности линий для расчетных видов КЗ — замыкания одной фазы или двух фаз на землю, с учетом токораспределения в схемах замещения нулевой и обратной последовательности.

Выдержки времени выбираются по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями указанных защит линий.

**Защита от внешних симметричных КЗ** — максимальная токовая защита с пуском по напряжению. Она является дополнительной к токовой защите обратной последовательности, устанавливается там же и выполняется с реле тока типа РТ-40 и минимальным реле напряжения типа РН-54/160.

**Расчетные уставки защиты.** Ток срабатывания защиты выбирается обычно из условия отстройки от номинального тока АТ на стороне ее установки. Первичное напряжение срабатывания минимального реле напряжения выбирается из условия обеспечения его возврата после отключения внешнего КЗ.

Выдержка времени выбирается из условия согласования с наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

**Защита от внешних многофазных КЗ на стороне НН АТ** — максимальная токовая за-

щита с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для резервирования основных защит стороны НН, а также, при наличии одиночного реактора, для защиты шин НН и для резервирования отключения КЗ на присоединениях к этим шинам. Защита присоединяется к ТТ, встроенным во вводы НН АТ, и к ТН, установленному на стороне НН. Она выполняется с реле тока типа РТ-40, фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимальным реле напряжения типа РН-54/160. При наличии одиночного реактора защита выполняется с двумя выдержками времени и действует последовательно на отключение выключателя НН и на выходные промежуточные реле защиты АТ. При наличии сдвоенного реактора защита действует только на выходные промежуточные реле.

*Расчетные уставки защиты.* Ток срабатывания защиты и первичное напряжение срабатывания минимального реле напряжения выбираются так же, как и для защиты от симметричных КЗ. Первичное напряжение срабатывания фильтр-реле напряжения обратной последовательности принимается, исходя из минимальной уставки реле РНФ-1М, равной 6 В.

Выдержки времени определяются по условию согласования с соответствующими защитами на стороне НН.

**Защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой АТ, а также для дальнего резервирования в сетях ВН и СН** — дистанционная защита с одной или двумя ступенями действия. Защита может устанавливаться на стороне ВН или СН или же на обеих сторонах. Установка защиты целесообразна, если вторые ступени дистанционных защит линий с противоположной стороны от шин данной ПС имеют недостаточную чувствительность при их отстройке от КЗ за АТ, а также если она улучшает дальнее резервирование в сетях ВН и СН. Защита выполняется отдельной панелью типа ПЭ 2105. Защиты присоединяются к ТТ, встроенным во вводы ВН и СН, и к ТН, установленному на стороне НН.

*Расчетные уставки защиты.* Выбираются в следующей последовательности [44.14]:  
определяется первичное сопротивление срабатывания I ступени защиты из условия согласования с первыми ступенями дистанционных защит смежных линий сети, в сторону которой направлена данная ступень;

определяется первичное сопротивление срабатывания вторых ступеней защиты по условию обеспечения требуемой чувствительности

при каскадном отключении металлического КЗ в конце смежных линий;

выбираются выдержки времени I и II ступеней из условия согласования с I ступенью дистанционной защиты линий для I ступени и с III ступенью защиты линий для II ступени.

**Защита от неполнофазных режимов** — токовая защита нулевой последовательности с пуском от реле непереключения фаз. Для защиты используется реле тока III ступени токовой защиты нулевой последовательности. Защиты устанавливаются на сторонах ВН и СН при использовании на этих сторонах выключателей с пофазным приводом.

*Расчетные уставки защиты.* Выдержка времени защиты отстраивается от времени действия реле контроля непереключения фаз.

**Защита от симметричных перегрузок** — максимальная токовая защита в однофазном выполнении. Защита устанавливается на сторонах ВН, СН и со стороны выводов обмоток АТ к нейтрали и выполняется с реле тока типа РТ-40 и реле времени, действующим на сигнал.

*Расчетные уставки защиты* выбираются так же, как и для аналогичной защиты, описанной в § 44.4.1.

**Защита от замыканий на землю на стороне НН АТ (контроль изоляции)** — максимальная защита напряжения нулевой последовательности. Защита выполняется посредством реле напряжения типа РН-53/60Д, подключаемого к ТН, установленному на вводе НН АТ, и реле времени, действующего на сигнал.

*Расчетные уставки защиты.* Напряжение срабатывания защиты принимается исходя из минимального напряжения срабатывания реле, равного 15 В. Выдержка времени принимается около 9 с.

**Пример 44.2.** Выполнение защиты понижающего АТ с двусторонним питанием, работающего через один выключатель на двойную систему шин 220 кВ с обходной, через один выключатель на двойную секционированную систему шин 110 кВ с обходной и на две секции шин 6–10 кВ через линейный добавочный трансформатор и сдвоенный реактор. Схема защиты понижающего АТ мощностью 125, 200 МВ·А, напряжением 220/110/6–10 кВ показана на рис. 44.33 [44.15].

*Основные защиты АТ.* От всех видов КЗ в обмотках, а также на выводах и ошиновке ВН и СН — продольная дифференциальная токовая защита с реле типа ДЗТ-21 (АКВ1).

2. От повреждений внутри бака АТ и в контакторных объемах РПН, сопровождающихся выделением газа. — газовая защита с

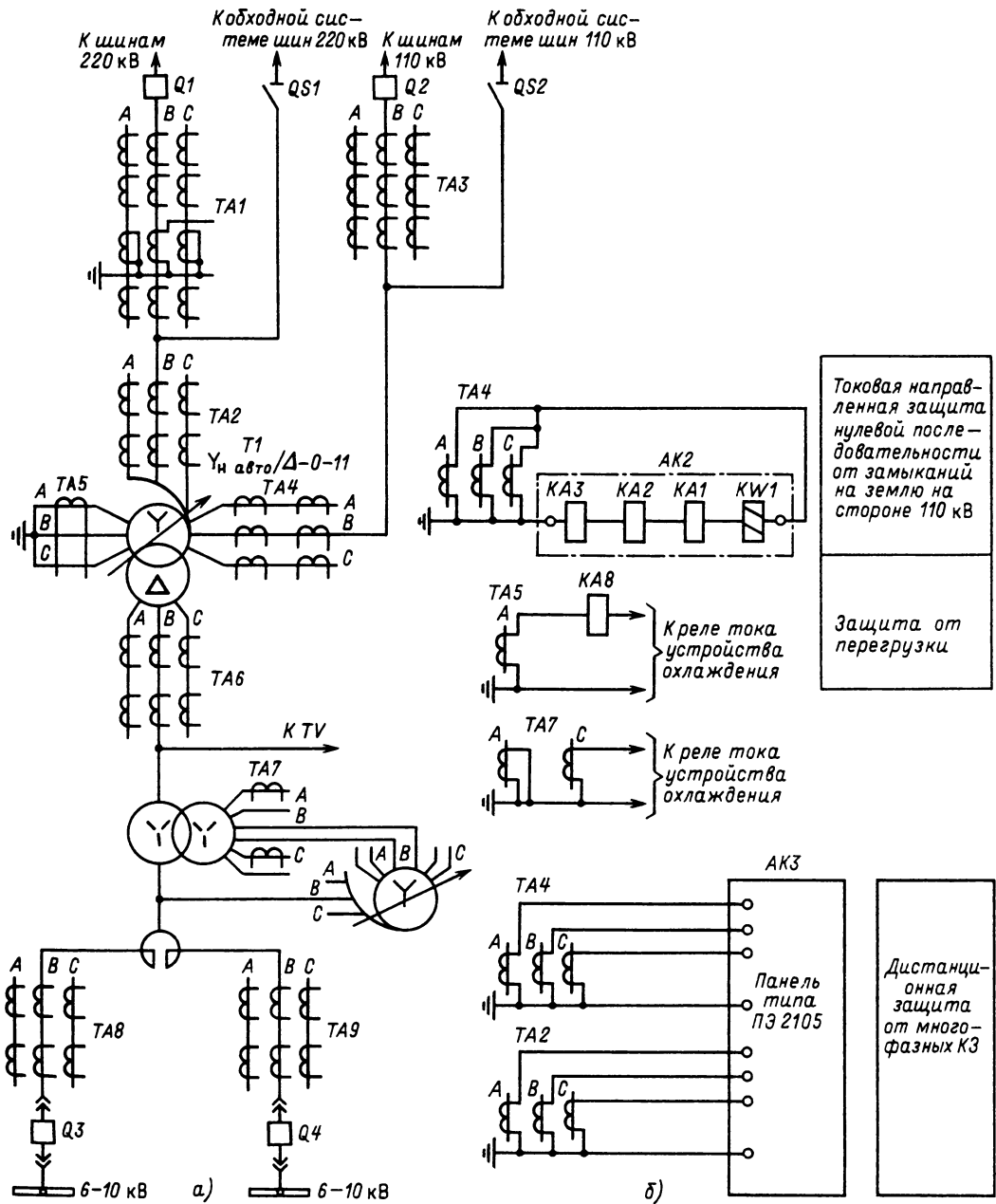


Рис. 44.33. Схема релейной защиты понижающего АТ 220/110/6-10 кВ при наличии на стороне ВН сборных шин:

а - поясняющая схема; б, б', б'' - цепи переменного тока, в - цепи переменного напряжения; г, г', г'' - цепи оперативного постоянного тока; д - выходные цепи, е - цепи сигнализации. КЭС1, КЭС2, КЭС5, КЭС6, КЭС3, КЭС4 - контакты реле положения «включено» выключателей Q1, Q2, обходных выключателей 220 и 110 кВ, выключателей Q3 и Q4 соответственно; КQT1 - КQT6 - контакты реле положения «отключено» выключателей Q1 - Q4, обходных выключателей 220 и 110 кВ соответственно; КЛ27, КЛ29, КЛ28, КЛ30 - контакты реле контроля непереключения фаз в схемах управления приводами выключателей Q1, Q2, обходных выключателей 220 и 110 кВ соответственно, QС1, QС2 - вспомогательные контакты обходных разъединителей АТ на стороне 220 и 110 кВ соответственно

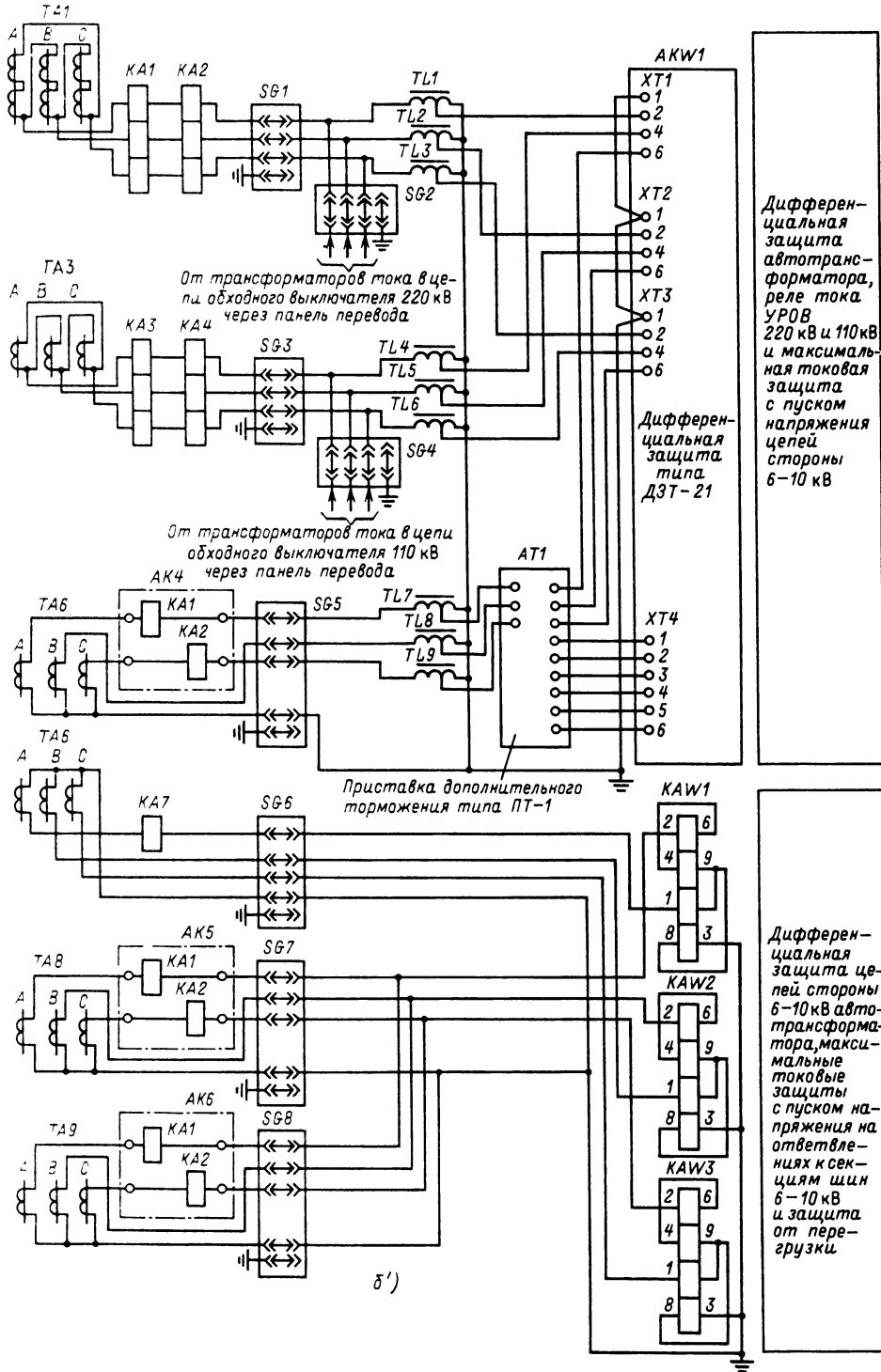
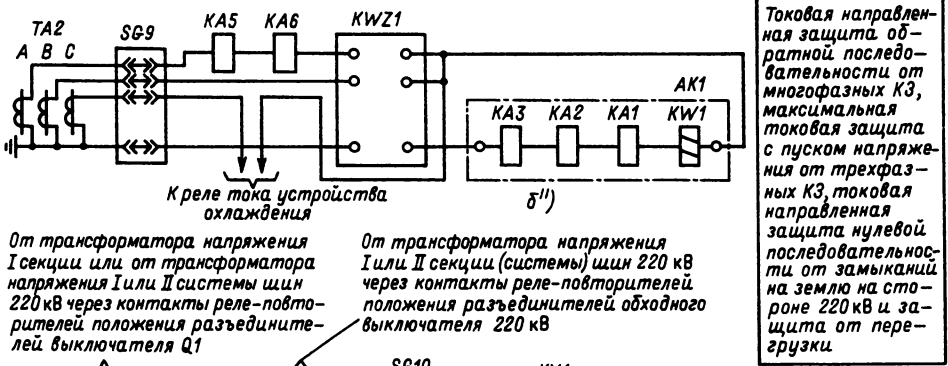
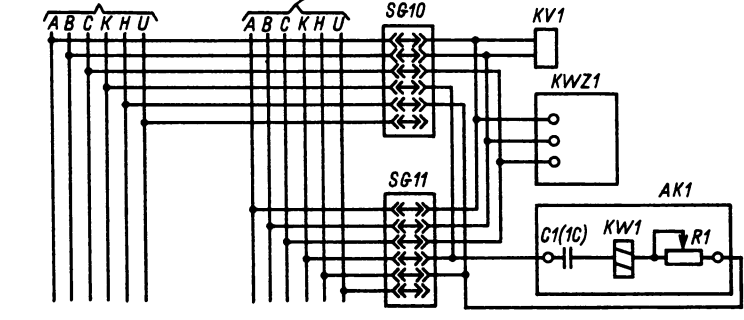


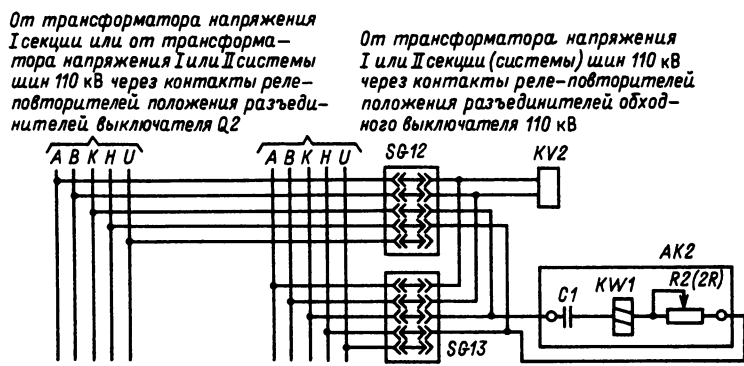
Рис. 44.33. Продолжение



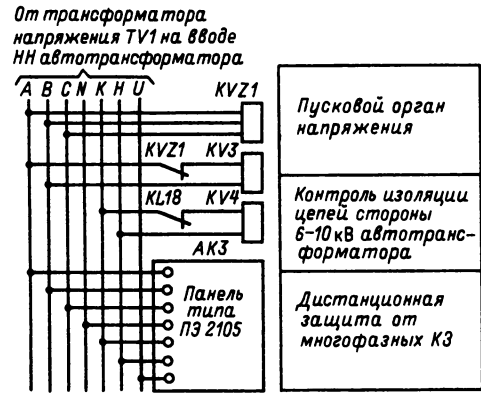
Токовая направленная защита обратности последовательности от многофазных КЗ, максимальная токовая защита с пуском напряжения от трехфазных КЗ, токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне 220 кВ и защита от перегрузки



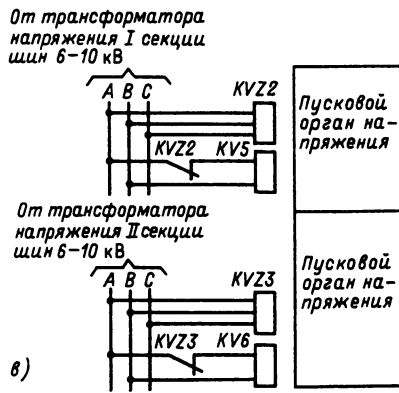
Пусковой орган напряжения  
Токовая направленная защита обратности последовательности от многофазных КЗ  
Токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне 220 кВ



Орган напряжения, используемый в цепях автоматического ускорения  
Токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне 110 кВ



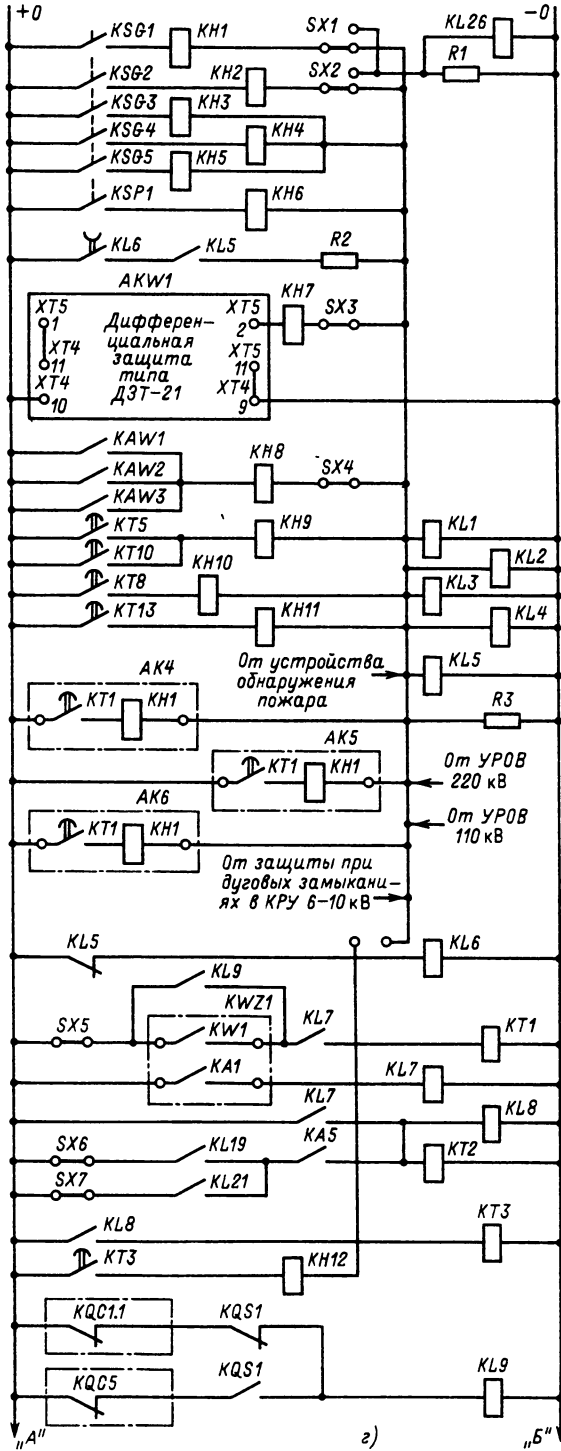
Пусковой орган напряжения  
Контроль изоляции цепей стороны 6-10 кВ автотрансформатора  
Дистанционная защита от многофазных КЗ



Пусковой орган напряжения  
От трансформатора напряжения II секции шин 6-10 кВ  
Пусковой орган напряжения

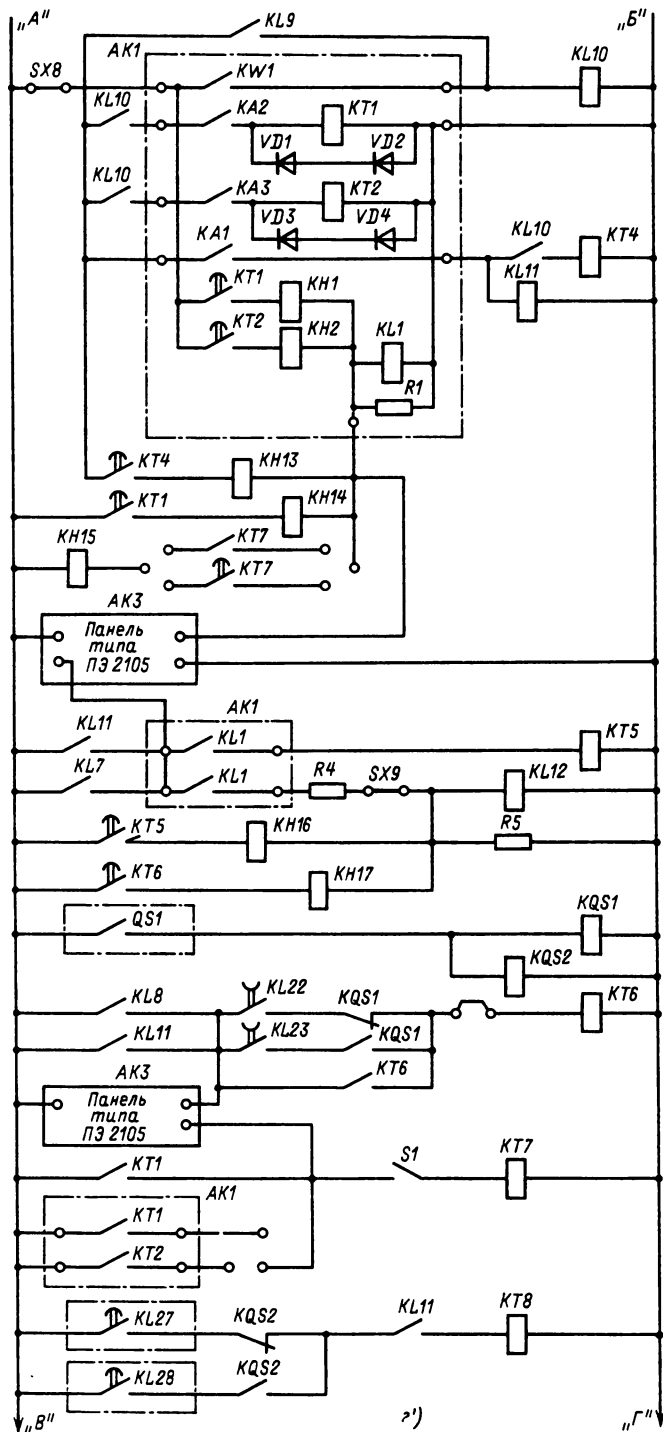
Рис. 44.33. Продолжение





автотрансформатора	газовая защита
линейного добавочного трансформатора	
устройства РПН автотрансформатора	
Реле давления устройства РПН линейного добавочного трансформатора	
Цель удерживания выходных промежуточных реле	
Дифференциальная защита автотрансформатора	
Дифференциальная защита цепей стороны низшего напряжения	
Выходные промежуточные реле	
Контроль исправности цепей оперативного тока	
направленная ступень	Токовая направленная защита обратной последовательности
ненаправленная ступень	
Максимальная токовая защита с пуском напряжения	
Оперативное ускорение	
Повторитель положения выключателей Q1 и обходного 220 кВ	

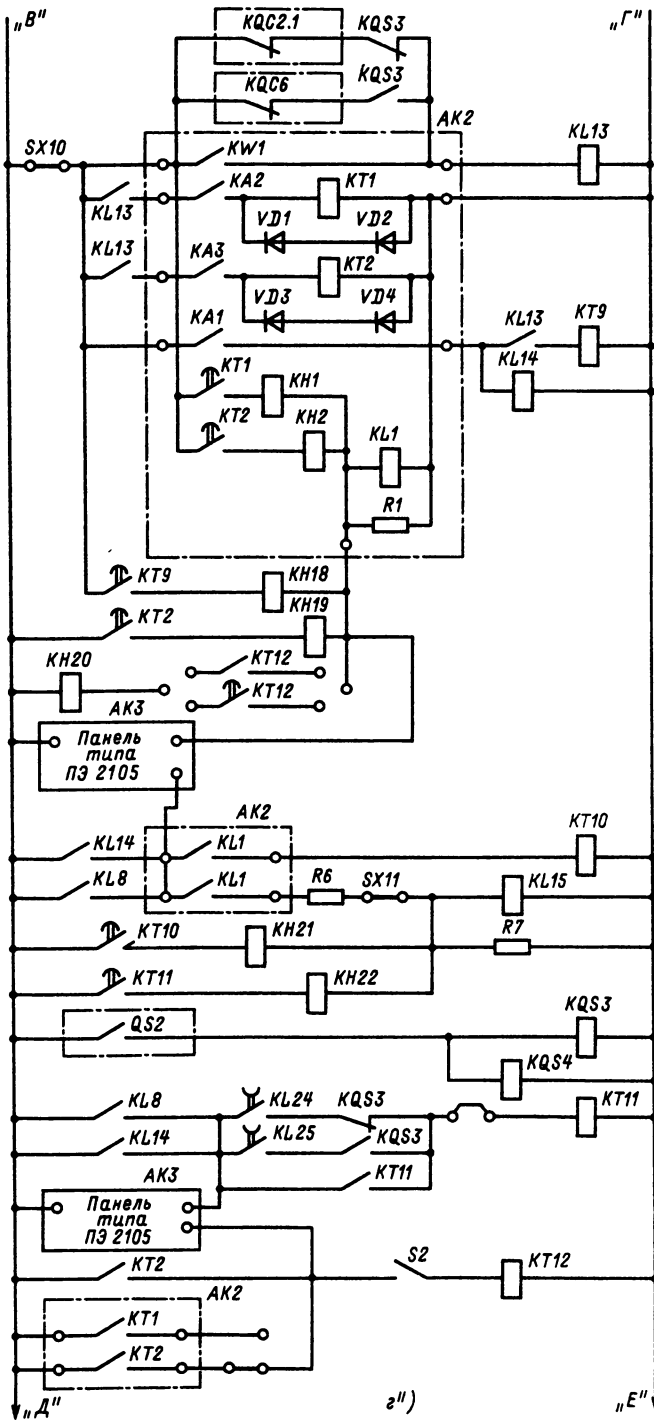
Рис. 44.33 Продолжение



Повторители реле направленные мощности	Токвая награлненная защита нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне 220 кВ
I ступень	
II ступень	
III ступень	
Выходные цепи	
Реле отключения шинсоединительного или секционного выключателя 220 кВ	
Дистанционная защита от многофазных КЗ	

Реле отключения выключателей Q1 и обходного 220 кВ
Повторители положения обходного разъединителя 220 кВ
Автоматическое ускорение при включении Q1 и обходного выключателя 220 кВ
Оперативное ускорение защит стороны 220 кВ
Защита от неполнофазного режима на стороне 220 кВ

Рис. 44.33. Продолжение



Повторитель реле направления мощности	Токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне 110 кВ
I ступень	
II ступень	
III ступень	
Выходные цепи	
Реле отключения шинно-соединительного и секционного выключателей 110 кВ	
Реле отключения выключателей Q2 и обходного 110 кВ	
Повторители положения обходного разъединителя 110 кВ	
Автоматическое ускорение при включении Q2 и обходного выключателя 110 кВ	
Оперативное ускорение защиты стороны 110 кВ	

Рис. 44.33. Продолжение

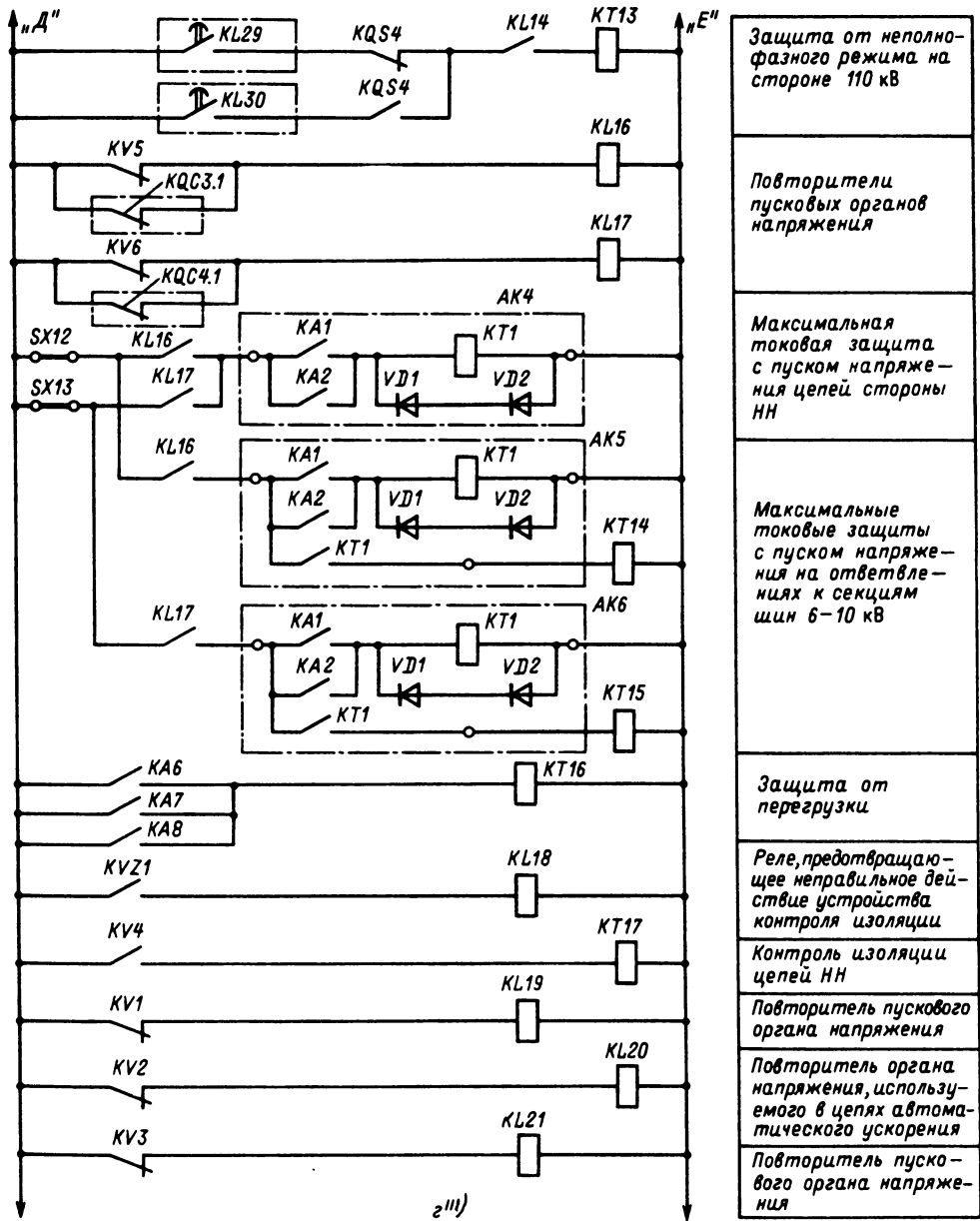


Рис. 44.33. Продолжение

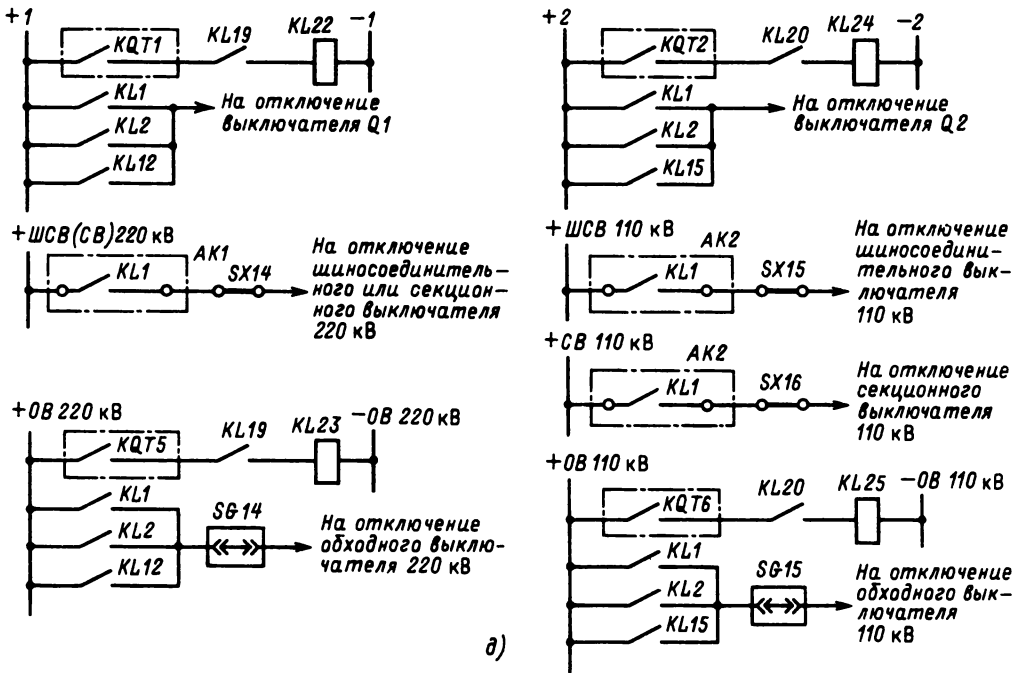


Рис. 44.33. Продолжение

одним газовым реле  $KSG1$  для бака и тремя газовыми реле  $KSG3-KSG5$  для контакторных объемов РПН (рис. 44.33, з).

*Основные защиты элементов цепей НН.*

3. От всех видов КЗ в обмотках и на выводах добавочного трансформатора, в реакторе, на выводах и ошиновке НН АТ, а также на выводах присоединений к секциям шин 6–10 кВ – общая продольная дифференциальная токовая защита с реле типа ДЗТ-11 ( $KAW1-KAW3$ ).

4. От повреждений внутри бака и в контакторном объеме РПН добавочного трансформатора, сопровождающихся выделением газа, – газовая защита с газовым реле  $KSG2$  для бака и реле давления  $KSP1$  для контакторного объема РПН.

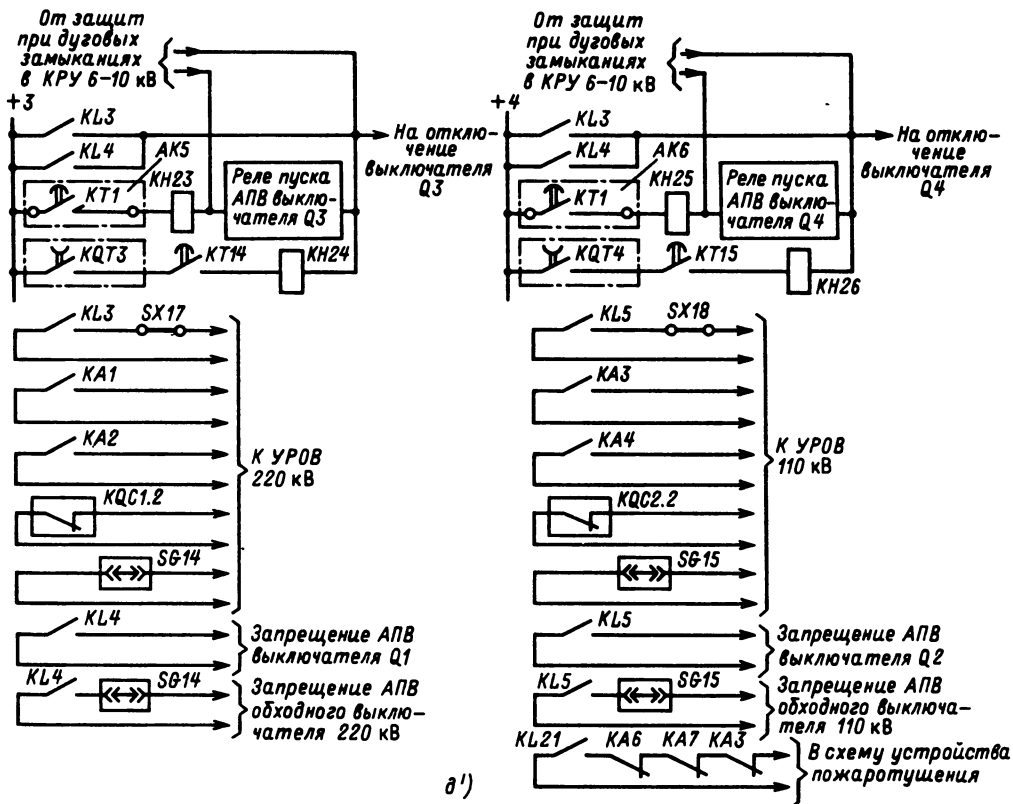
5. От многофазных КЗ на секциях шин НН – максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению, установленные на ответвлениях к секциям шин 6–10 кВ. Защиты выполнены с использованием комплектов типа КЗ-12 ( $AK5$  и  $AK6$ ). Комплект КЗ-12 содержит два реле тока  $KA1, KA2$  и реле времени  $KT1$ . Комбинированный пуск осуществляется фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М ( $KVZ2, KVZ3$ ) и минимальными реле напряжения типа РН-54/160 ( $KV5, KV6$ ).

*Резервные и другие защиты.* 6. Для резервирования отключения несимметричных КЗ на сторонах ВН и СН, а также для резервирования основных защит АТ – двухступенчатая токовая защита обратной последовательности с фильтр-реле тока и направления мощности обратной последовательности типа РМОП-2М ( $KWZ1$ ) и реле времени  $KT1$  и  $KT2$ , установленная на стороне ВН.

7. Для резервирования отключения внешних симметричных КЗ и для резервирования основных защит АТ – максимальная токовая защита с минимальным и комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне ВН. Защита выполнена с использованием реле тока типа РТ-40 ( $KA5$ ). Минимальный пуск осуществляется реле напряжения типа РН-54/160 ( $KV1$ ). Комбинированный пуск выполнен фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М ( $KVZ1$ ) и минимальным реле напряжения  $KV3$ .

8. Для осуществления дальнего резервирования в сетях 220 и 110 кВ используется дистанционная защита, выполненная панелью типа ПЭ 2105 ( $AK3$ ).

9. Для резервирования отключения КЗ на землю на сторонах ВН и СН – трехступенчатые токовые направленные защиты ну-



д')



е)

Рис. 44.33. Продолжение

левой последовательности, выполненные с использованием комплектов КЗ-15 (*AK1* и *AK2*). Комплект КЗ-15 содержит реле тока *KA1* – *KA3*, реле направления мощности *KW1*, реле времени *KT1*, *KT2*, указательные реле *KN1*, *KN2* и выходное промежуточное реле *KL1*. Защиты установлены на сторонах ВН и СН.

10. Для резервирования отключения КЗ на шинах 6–10 кВ и для резервирования основных защит цепей НН используется максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне НН АТ. Защита выполнена так же, как и защита от многофазных КЗ на секции шин НН.

11. От неполнофазных режимов, вызванных непереключением фаз выключателей АТ на сторонах ВН и СН, – одноступенчатые токовые защиты нулевой последовательности, выполненные с использованием: на стороне ВН – реле тока *KA1* (в *AK1*), промежуточного реле *KL11* и реле времени *KT8* с пуском от реле непереключения фаз *KL27*, *KL28*, на стороне СН – реле тока *KA1* (в *AK2*), промежуточного реле *KL14* и реле времени *KT13* с пуском от реле непереключения фаз *KL29*, *KL30*.

12. От симметричных перегрузок – максимальная токовая защита с реле тока типа РТ-40 (*KA6*, *KA7* и *KA8*), установленными соответственно на сторонах ВН, НН и со стороны выводов обмоток автотрансформатора к нейтралю, и реле времени *KT16*.

13. От однофазных замыканий на землю на стороне НН АТ – максимальная защита напряжения нулевой последовательности с реле напряжения типа РН-53/60Д (*KV4*) и реле времени *KT17*.

14. Для обнаружения пожара АТ – устройства обнаружения пожара.

Указания по выполнению защит. Дифференциальная защита АТ выполнена с током срабатывания (без учета торможения), меньшим номинального. Для выравнивания вторичных токов в плечах защиты предусмотрены АТТ (*TL1* – *TL9*). Торможение осуществляется с трех сторон, для чего на стороне НН установлена приставка дополнительного торможения типа ПТ-1 (*AT1*).

Отключающий элемент газового реле защиты бака АТ может быть переведен для действия на сигнал. Газовая защита контакторных объемов РПН выполнена с действием только на отключение.

Газовая защита бака добавочного трансформатора и защита давления контакторного объема РПН выполнены аналогично.

Продольная дифференциальная токовая защита цепей НН выполнена с включением

тормозной обмотки реле на сумму токов ответвлений к секциям шин НН.

Максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению на ответвлениях к секциям шин НН действуют с первой выдержкой времени, создаваемой реле *KT1* комплектов *AK5* и *AK6* на отключение выключателя *Q3* или *Q4*, а со второй, создаваемой этим же реле, на отключение всех выключателей АТ.

Двухступенчатая токовая защита обратной последовательности на стороне ВН имеет направленную в сторону сети 220 кВ ступень, действующую с первой выдержкой времени, создаваемой реле *KT1*, на отключение шиносоединительного или секционного выключателя 220 кВ, со второй, создаваемой реле времени *KT5*, на отключение выключателя *Q1* и с третьей, создаваемой также реле *KT5*, на отключение всех выключателей АТ. Ненаправленная ступень и максимальная токовая защита от симметричных КЗ действуют с первой выдержкой времени, создаваемой реле *KT2*, на отключение шиносоединительного и секционного выключателей 110 кВ, со второй, создаваемой реле времени *KT10*, на отключение выключателя *Q2* (или обходного) и с третьей, создаваемой этим же реле, на отключение всех выключателей автотрансформатора.

Дистанционная защита содержит две направленные ступени. Первая ступень направлена в сторону сети 110 кВ и действует с первой выдержкой времени на отключение шиносоединительного и секционного выключателей 110 кВ, а далее так же, как и ненаправленная ступень защиты обратной последовательности. Вторая ступень направлена в сторону сети 220 кВ и действует с первой выдержкой времени на отключение шиносоединительного или секционного выключателя 220 кВ, а далее так же, как и направленная ступень защиты обратной последовательности.

Трехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности на стороне ВН выполнена с действием каждой ее ступени с тремя выдержками времени. Первая и вторая ступени действуют с первой выдержкой времени, создаваемой соответственно реле *KT1* и *KT2*, входящими в *AK1*, на отключение шиносоединительного или секционного выключателя 220 кВ. Третья ступень с первой выдержкой времени, создаваемой реле *KT4*, действует аналогично. Со второй и третьей выдержками времени, создаваемыми реле *KT5*, все ступени защиты действуют соответственно на отключение выключателя *Q1* (или обходного) и на отключение всех выключателей автотрансформатора.

Трехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности на стороне СН выполнена так же и действует аналогично на отключение соответствующих выключателей стороны 110 кВ.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению на стороне НН действует с выдержкой времени реле *КТ1* комплекта *АК4* на отключение всех выключателей автотрансформатора.

Защиты от неполнофазных режимов на сторонах ВН и СН действуют соответственно с выдержкой времени реле *КТ8* и *КТ13* на отключение всех выключателей АТ.

Устройство обнаружения пожара (УОП) АТ мощностью 200 МВ·А и более действует на отключение всех выключателей автотрансформатора и на пуск системы пожаротушения (последнее с контролем отключенного состояния АТ). Для АТ меньшей мощности УОП действует на сигнал.

Предусмотрено оперативное ускорение резервных защит на сторонах ВН и СН. На стороне ВН ускоряются I (или II) направленная ступень защиты нулевой последовательности, направленная ступень защиты обратной последовательности (контакт *КТ1*) и соответствующая ступень дистанционной защиты. Ускорение реализуется реле *КТ7* путем воздействия на выходное промежуточное реле *КЛ1* комплекта *АК1*. На стороне СН ускоряются аналогичные ступени защит.

Автоматическое ускорение защит от внешних КЗ осуществляется при включении выключателей АТ как от ключа управления, так и устройством АПВ. При включении выключателя на стороне ВН или СН ускоряются ненаправленная ступень защиты обратной последовательности с максимальной токовой защитой от симметричных КЗ, III ненаправленная ступень соответствующей защиты нулевой последовательности и соответствующая ступень дистанционной защиты. Пуск автоматического ускорения осуществляется контактами реле ускорения *КЛ22–КЛ25*. Ускорение выполнено с выдержкой времени реле *КТ6* и *КТ11*. Пуск автоматического ускорения максимальных токовых защит на ответвлениях к секциям шин НН осуществляется контактами *КQT3* и *КQT4* реле положения «отключено» выключателей *Q3* и *Q4* соответственно. Ускорение выполнено с выдержками времени реле *КТ14* и *КТ15*.

В целях повышения надежности в схеме выполнено дублирование действия выходных промежуточных реле на отключение выключателя.

*Воздействие защит.* В схеме защиты предусмотрены:

группа выходных промежуточных реле *КЛ1–КЛ5*, действующая на отключение всех выключателей АТ и на пуск УРОВ 220, 110 кВ и запрет АПВ выключателей *Q1, Q2*;

промежуточное реле *КЛ12*, действующее на отключение выключателя *Q1* или заменяющего его обходного выключателя 220 кВ;

промежуточное реле *КЛ15*, действующее на отключение выключателя *Q2* или заменяющего его обходного выключателя 110 кВ.

Шиносоединительные и секционные выключатели на сторонах ВН и СН отключаются выходными промежуточными реле *КЛ1* комплектов *АК1* и *АК2*. Выключатели *Q3* и *Q4* вводов к секциям шин НН отключаются также реле времени *КТ1* комплектов защиты *АК5* и *АК6*.

#### 44.4.3. Релейная защита АТ 500 кВ

##### Основные защиты

Защита от однофазных замыканий в обмотках АТ и всех видов КЗ на выводах и ошиновке СН – продольная дифференциальная токовая защита с реле типа ДЗТ-23. Защита присоединяется к встроенным ТТ на сторонах ВН и НН и к выносным ТТ на стороне СН. Используемые для защиты ТТ на всех сторонах соединяются в звезду. В остальном защита выполняется и рассчитывается (с учетом указанных особенностей соединения ТТ) так же, как и аналогичная защита с реле ДЗТ-21, описанная в § 44.4.2.

Защита от поврежденной внутри бака и в контакторном объеме РПН каждой фазы, сопровождающихся выделением газа, – газовая защита с тремя газовыми реле для кожухов АТ и тремя газовыми реле для контакторных объемов РПН. Защита бака каждой фазы АТ выполняется с двумя ступенями, действующими на сигнал и отключение соответственно. Защита контакторного объема РПН выполняется одной ступенью, действующей на отключение.

Защита от однофазных замыканий в регулировочных обмотках устройства РПН – токовая защита нулевой последовательности. Защита присоединяется к встроенным ТТ в цепях компенсационных обмоток АТ и к ТТ на сторонах ВН и СН. Защита выполняется с использованием реле тока типа ДЗТ-11/4 и блокирующего реле тока типа РТ-40.

*Расчетные уставки защиты* [44.14]. Ток срабатывания выбирается по условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних КЗ между тремя фазами на сторонах ВН и СН. Первичный ток срабаты-



вания блокирующего реле принимается равным  $1,5I_{\text{ном}}$ , где  $I_{\text{ном}}$  — номинальный ток АТ.

**Защита от полного пробоя бумажно-масляной изоляции вводов 500 кВ АТ** — токовая защита нулевой последовательности, выполняемая с помощью блок-реле типа КИВ-500Р. Устройство КИВ-500Р подключается через согласующий трансформатор к измерительным выводам вводов 500 кВ и действует с меньшей выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон, а с большей на сигнал.

*Расчетные уставки защиты* [44.14]. Ток срабатывания отключающего элемента принимается равным  $(0,2-0,25)I_{\text{ном, емк. ввода}}$ , где  $I_{\text{ном, емк. ввода}}$  — номинальный емкостный ток ввода, а ток срабатывания сигнального элемента —  $(0,05-0,07)I_{\text{ном, емк. ввода}}$ . Выдержка времени отключающего элемента принимается около 1,2–1,3 с, а для сигнального элемента определяется из условия отстройки от максимальной выдержки времени резервных защит сети ВН.

**Защита от всех видов КЗ на выводах и ошиновке НН** — дифференциальная токовая защита с реле типа ДЗТ-11. Защита присоединяется к ТТ ответвлений в цепях НН.

*Расчетные уставки защиты.* Ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечения  $k_{\text{ч}} \geq 2$ .

### Резервные и другие защиты

**Защита от внешних КЗ на землю** — токовая трехступенчатая защита нулевой последовательности. Защиты устанавливаются на сторонах ВН и СН и присоединяются к ТТ, встроенным во вводы ВН и СН. Защиты выполняются с использованием реле тока РТ-40 (I ступень), реле типа РНТ (II ступень) и трехфазного реле тока типа РТ-40Р (III ступень). Защиты выполняются с тремя выдержками времени и действуют: на стороне ВН — на разделение системы шин ВН, затем на отключение всех выключателей системы шин ВН, к которой подключен АТ, и далее на отключение АТ со всех сторон, на стороне СН — на отключение шинсоединительного и секционного выключателей СН, затем на отключение выключателя СН АТ и далее на его отключение со всех сторон.

*Расчетные уставки защиты.* Выбираются так же, как и для аналогичной защиты, описанной в § 44.4.2.

**Защита от многофазных КЗ на стороне НН** — максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для резервирования основной защиты цепей НН. Защита присоединяется к ТТ,

встроенным во вводы НН АТ, и к ТН, установленному на стороне НН, и выполняется двумя реле типа РНТ, фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимальным реле напряжения типа РН-54/160. Защита действует с первой выдержкой времени на отключение всех выключателей цепей НН АТ, а со второй на его отключение со всех сторон.

*Расчетные уставки защиты* выбираются так же, как и для аналогичной защиты, описанной в § 44.4.2.

**Защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой АТ, а также для дальнего резервирования в сетях ВН (СН) — дистанционная защита\***.

**Защита от неполюфазных режимов** — токовая защита нулевой последовательности с пуском от реле непереклечения фаз\*.

**Защита от симметричных перегрузок** — максимальная токовая защита в однофазном выполнении\*.

**Защита от однофазных замыканий на землю на стороне НН АТ** — максимальная защита напряжения нулевой последовательности\*.

**Пример 44.3.** Выполнение защиты понижающего АТ с двусторонним питанием при наличии на стороне 500 кВ расщепленного устройства, выполненного по схеме «шины — АТ», на стороне 220 кВ двойной секционированной системы шин с обходной и синхронного компенсатора на стороне 10 кВ.

Схема защиты понижающего АТ мощностью  $3 \times 167$  и  $3 \times 267$  МВ·А, напряжением 500/220/10 кВ приведена на рис. 44.34 [44.15].

*Основные защиты АТ.* 1. От однофазных замыканий в обмотках АТ и всех видов КЗ на выводах и ошиновке СН — продольная дифференциальная токовая защита с реле ДЗТ-23 (АКВ1).

2. От повреждений внутри бака и в контакторном объеме РПН каждой фазы АТ, сопровождающихся выделением газа, — газовая защита с газовыми реле КSG1—КSG3 для кожухов АТ и реле КSG4—КSG6 для контакторных объемов РПН.

3. От однофазных замыканий в регулировочных обмотках устройства РПН — токовая защита нулевой последовательности с реле типа ДЗТ-11/4 (КАВ1) и блокирующим реле тока типа РТ-40 (КА14).

4. Для предотвращения полного пробоя бумажно-масляной изоляции вводов 500 кВ

\* Защита выполняется, действует и рассчитывается аналогично соответствующей защите, описанной в § 44.4.2.

АТ — устройство контроля изоляции, выполненное с помощью блок-реле типа КИВ-500 Р (АКЗ) и согласующего трансформатора типа ТПС-0,66. Блок-реле АКЗ содержит сигнальное реле типа РН-53/60Д, отключающее реле типа РТ-40/Ф, и миллиамперметр.

Основные защиты цепей НН АТ. 5. От всех видов КЗ на выводах и ошиновке НН — дифференциальная токовая защита с реле типа ДЗТ-11 (КАW2 — КАW4).

Резервные и другие защиты. 6. Для резервирования отключения КЗ на землю на сторо-

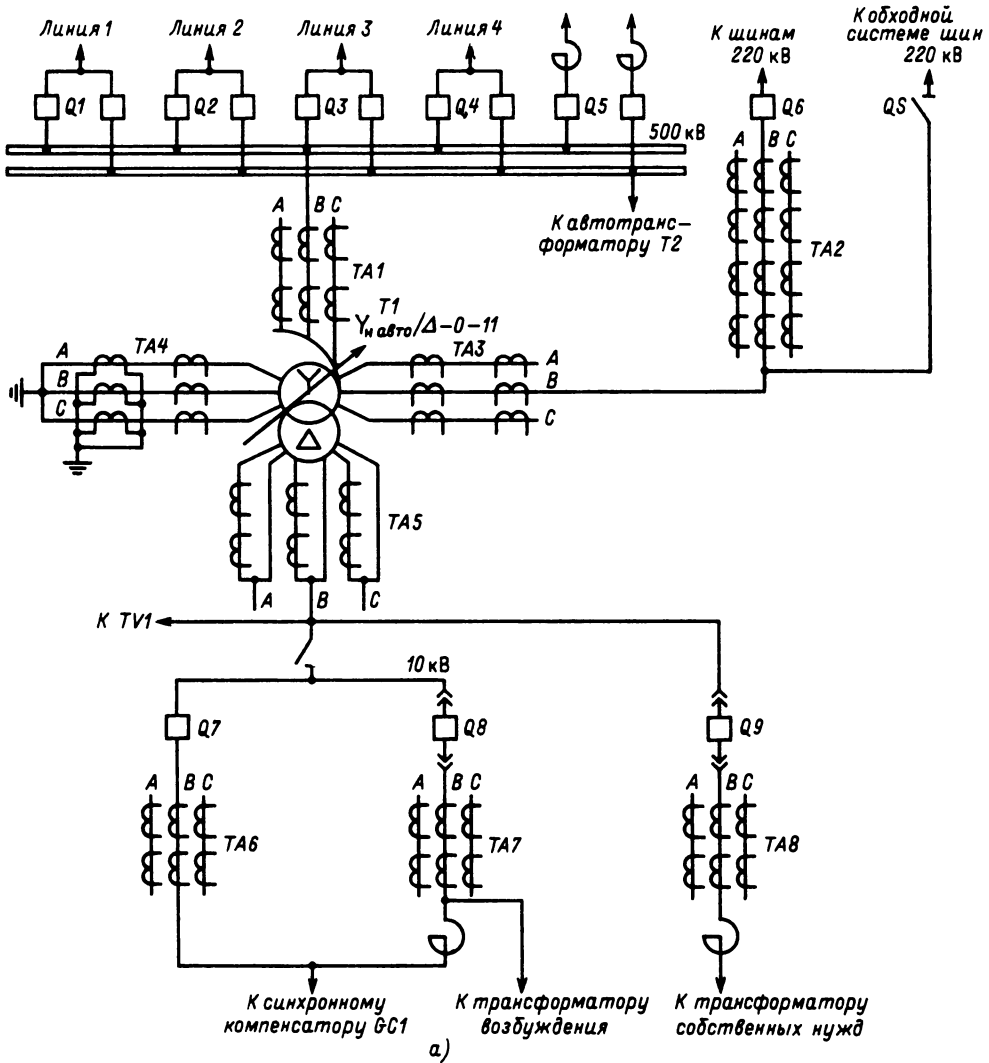


Рис. 44.34. Схема релейной защиты понижающего АТ 500/220/10 кВ при наличии на стороне ВН схемы «шины — автотрансформатор»:

а — поясняющая схема, б — цепи переменного тока, в — цепи переменного напряжения, г — распределение защит по автоматическим выключателям оперативного постоянного тока; д — цепи оперативного постоянного тока первого комплекта защит, е, е' — цепи оперативного постоянного тока второго комплекта защит, ж, ж' — выходные цепи, з — цепи сигнализации, QS1 — вспомогательный контакт обходного разъединителя АТ на стороне 220 кВ, КQТ1, КQТ2 — контакты положения «отключено» выключателей Q6 и обходного 220 кВ соответственно, КLS9, КLB0 — контакты реле в схемах управления выключателей Q1 и Q2 соответственно, фиксирующих положение этих выключателей, КLB1, КLB2 — контакты реле контроля непереключения фаз в схемах управления выключателей Q6 и обходного 220 кВ соответственно

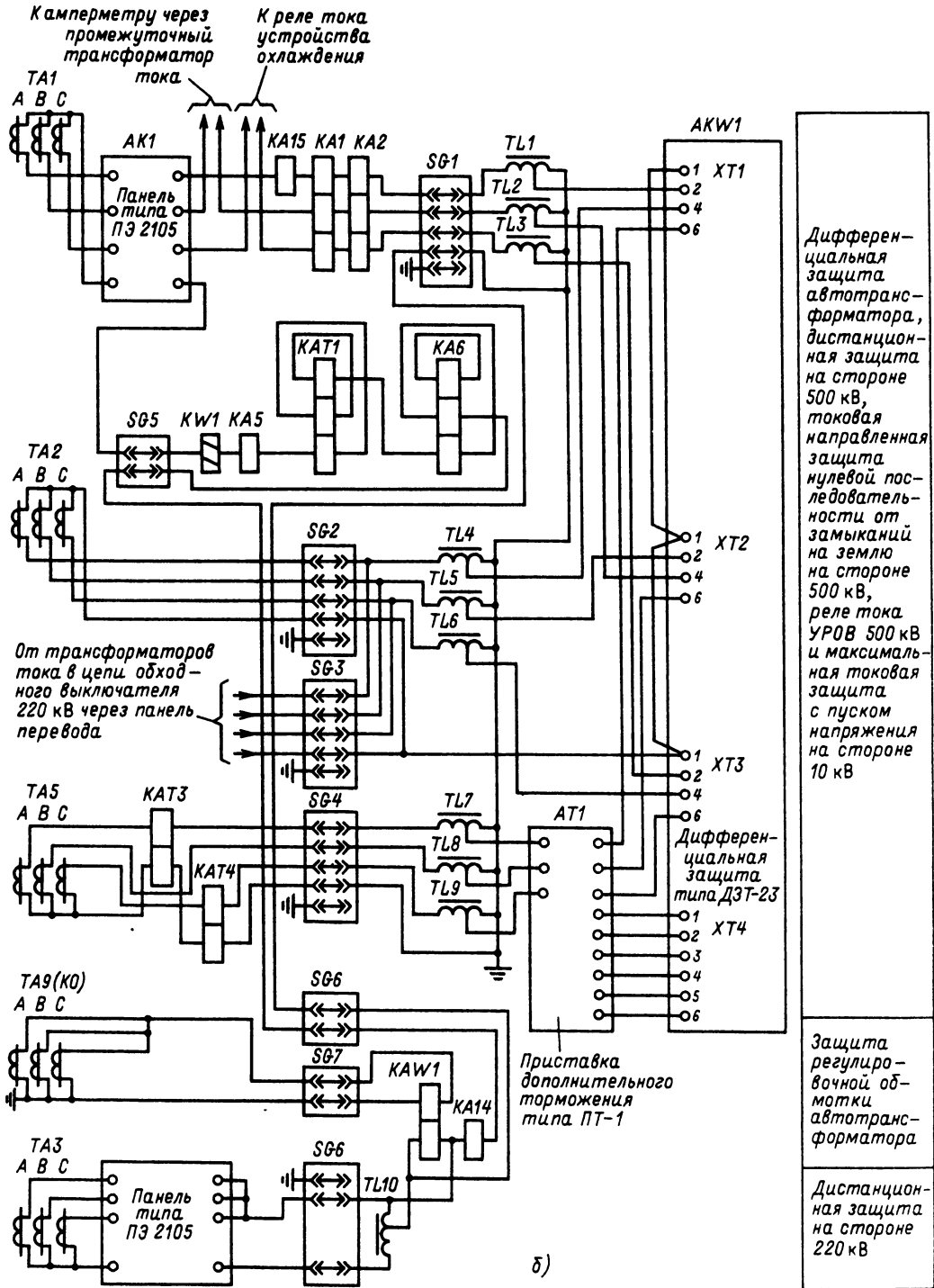


Рис. 44.34. Продолжение

не ВН (СН) — трехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности, установленная на стороне ВН (СН) АТ: I ступень на стороне ВН выполнена с помощью реле тока типа РТ-40 (КА5) и реле времени КТ1; II ступень — с реле тока типа РНТ-566 (КАТ1) и реле времени КТ2; III ступень защиты содержит трехфазное реле тока типа

РТ-40/Р-1 (КА6) и реле времени КТ3. Направленность действия обеспечивается реле направления мощности КВ1. Защита на стороне СН выполнена аналогично.

7. Для резервирования защит стороны НН АТ — максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению. Защита содержит два реле тока типа РНТ-567/2

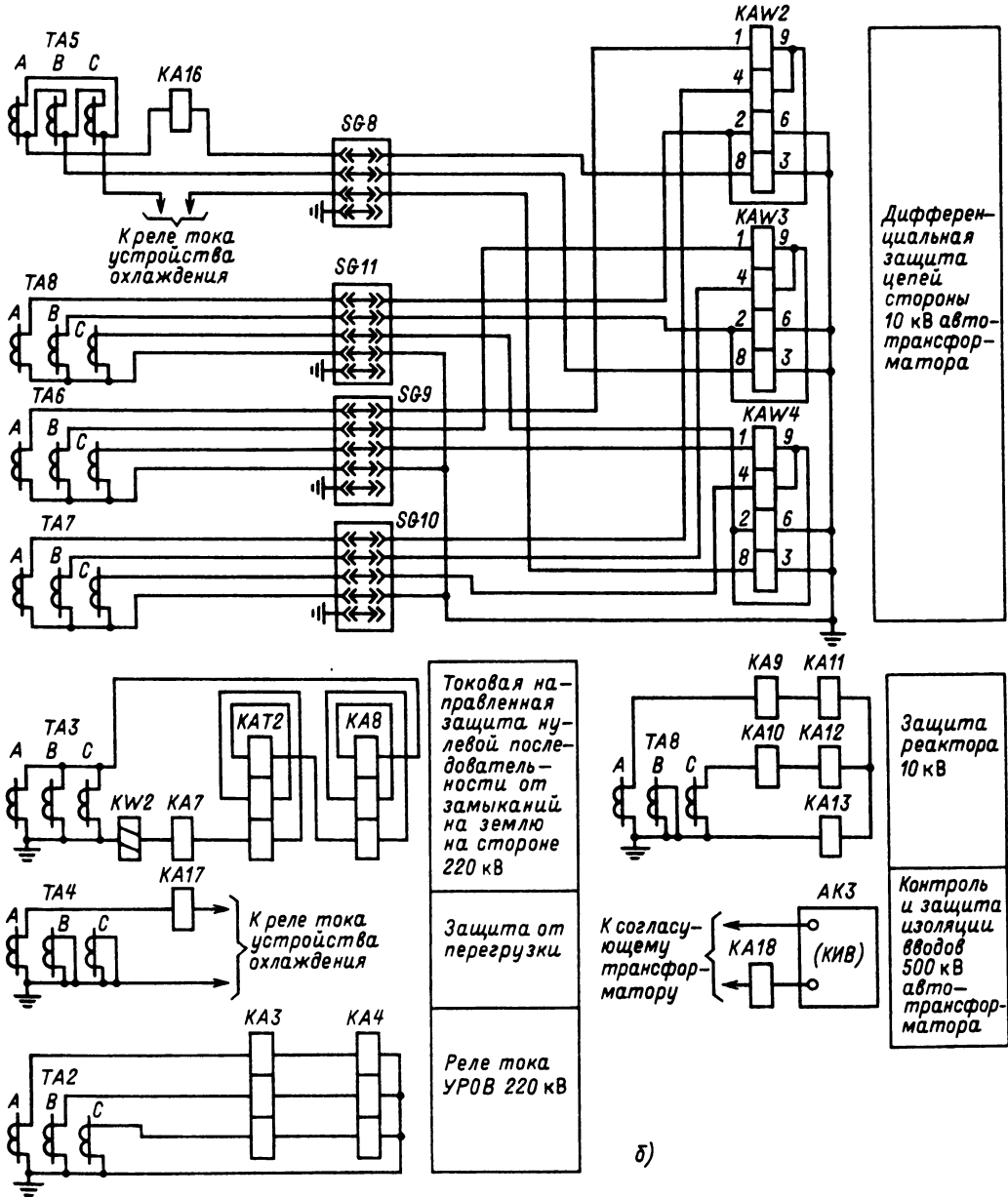


Рис. 44.34. Продолжение

(КАТЗ, КАТ4) и реле времени КТ17. Комбинированный пуск осуществляется фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М (KVZ1) и минимальным реле напряжения РН-54/160 (KV2).

8. Для согласования вторых ступеней дистанционных защит противоположных концов линий ВН (СН) с защитой АТ, а также для осуществления дальнего резервирования в сети ВН (СН) — двухступенчатая дистанционная за-

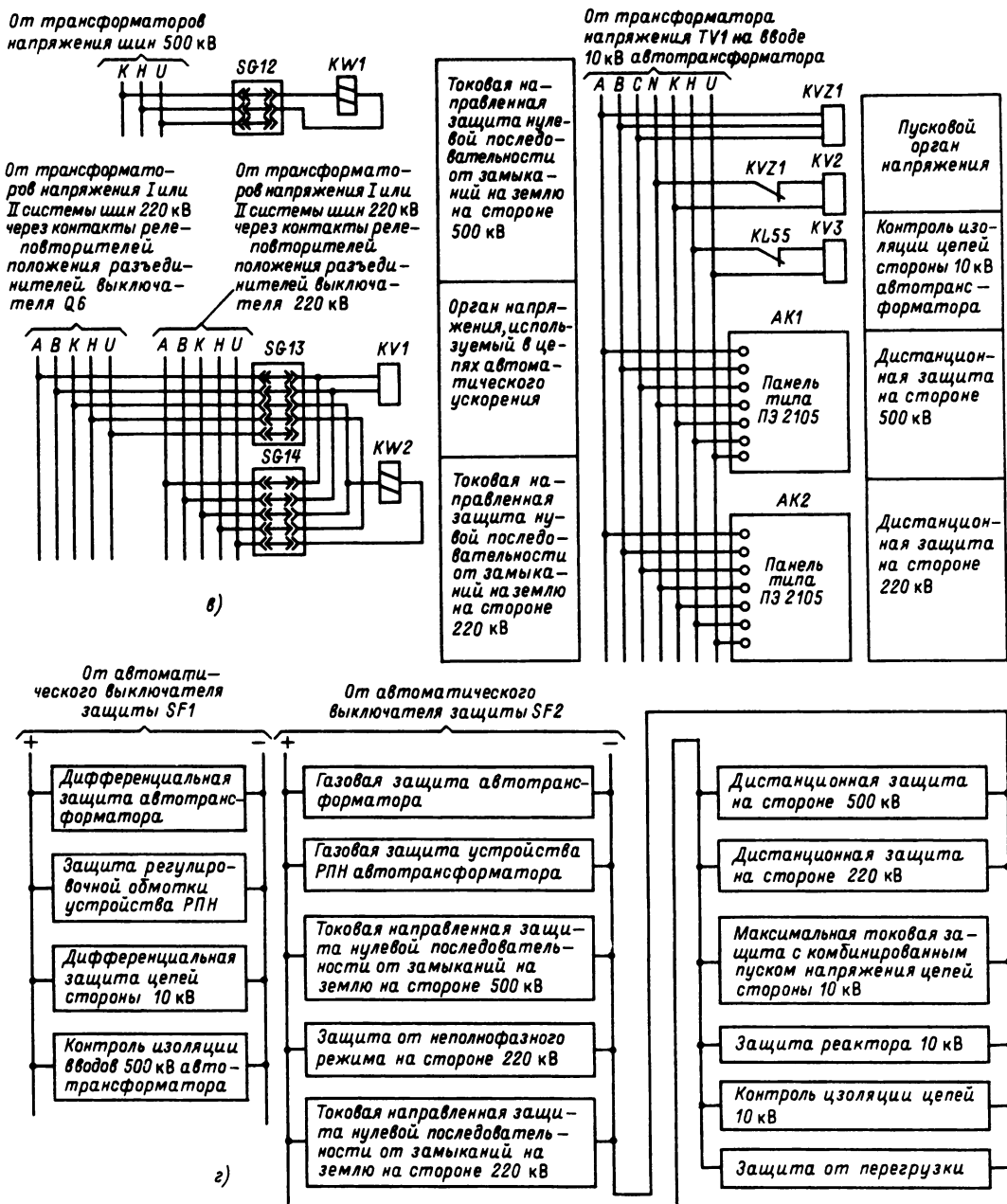


Рис. 44.34. Продолжение

щита АК1 (АК2), выполненная панелью типа ПЭ-2105. Защиты установлены на сторонах ВН и СН.

9. От неполнофазных режимов, вызванных непереключением фаз выключателя Q6 (или обходного выключателя) – одноступенчатая токовая ненаправленная защита нулевой последовательности, выполненная с использованием реле тока КА8 III ступени защиты нулевой последовательности на стороне СН и реле времени КТ11.

10. От однофазных замыканий на землю на стороне НН АТ – максимальная защита напряжения нулевой последовательности с реле напряжения КВ3 и реле времени КТ15.

11. От симметричных перегрузок – максимальная токовая защита с реле тока типа РТ-40 (КА15, КА16 и КА17), установленными соответственно на сторонах ВН, НН и со стороны выводов обмотки автотрансформато-

ра к нейтрали, и общим реле времени КТ16.

12. Для обнаружения пожара АТ – устройство обнаружения пожара.

Указания по выполнению зашит. Дифференциальная защита АТ выполнена с использованием реле типа ДЗТ-23, имеющего пофазные выходы.

Отключающие элементы газовых реле защит кожухов АТ могут быть переведены для действия на сигнал. Газовые защиты контакторных объемов РПН выполнены с действием только на отключение.

Токовая защита регулировочных обмоток устройства РПН выполнена с включением рабочей обмотки реле КАВ1 на ток нулевой последовательности компенсационных обмоток АТ, а тормозной обмотки – на геометрическую разность токов нулевой последовательности сторон ВН и СН.

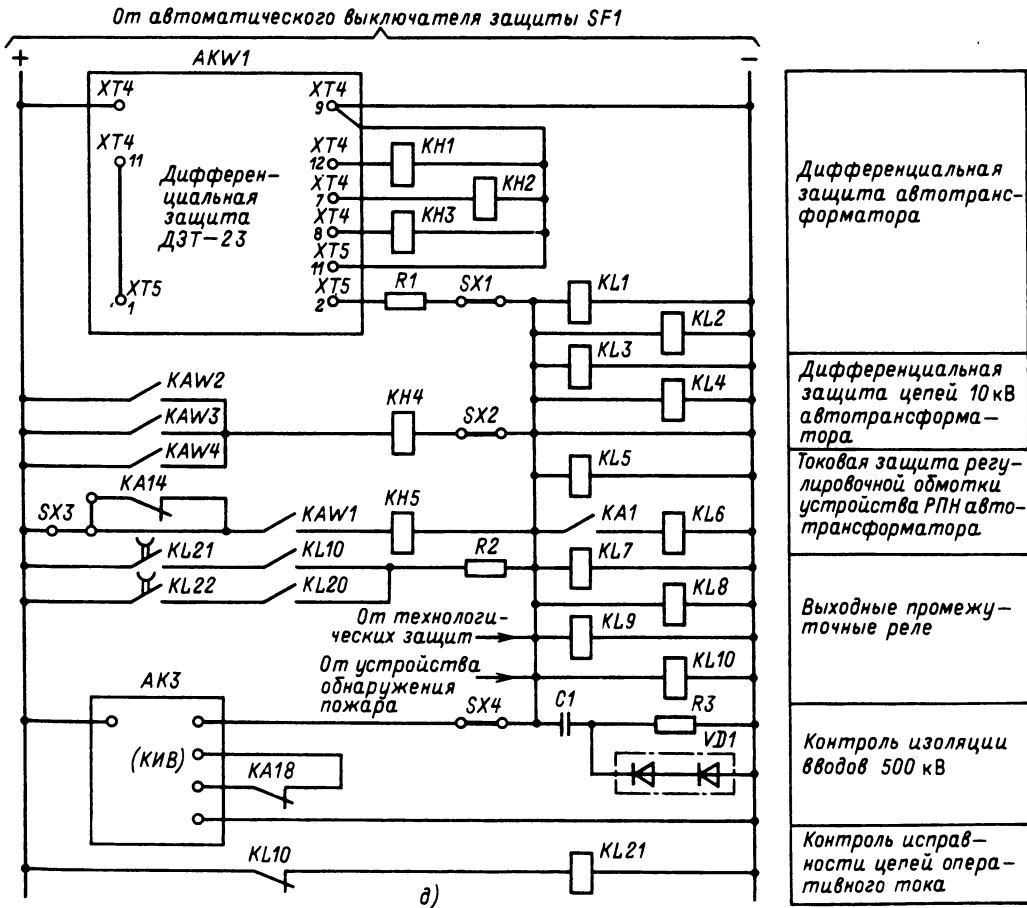
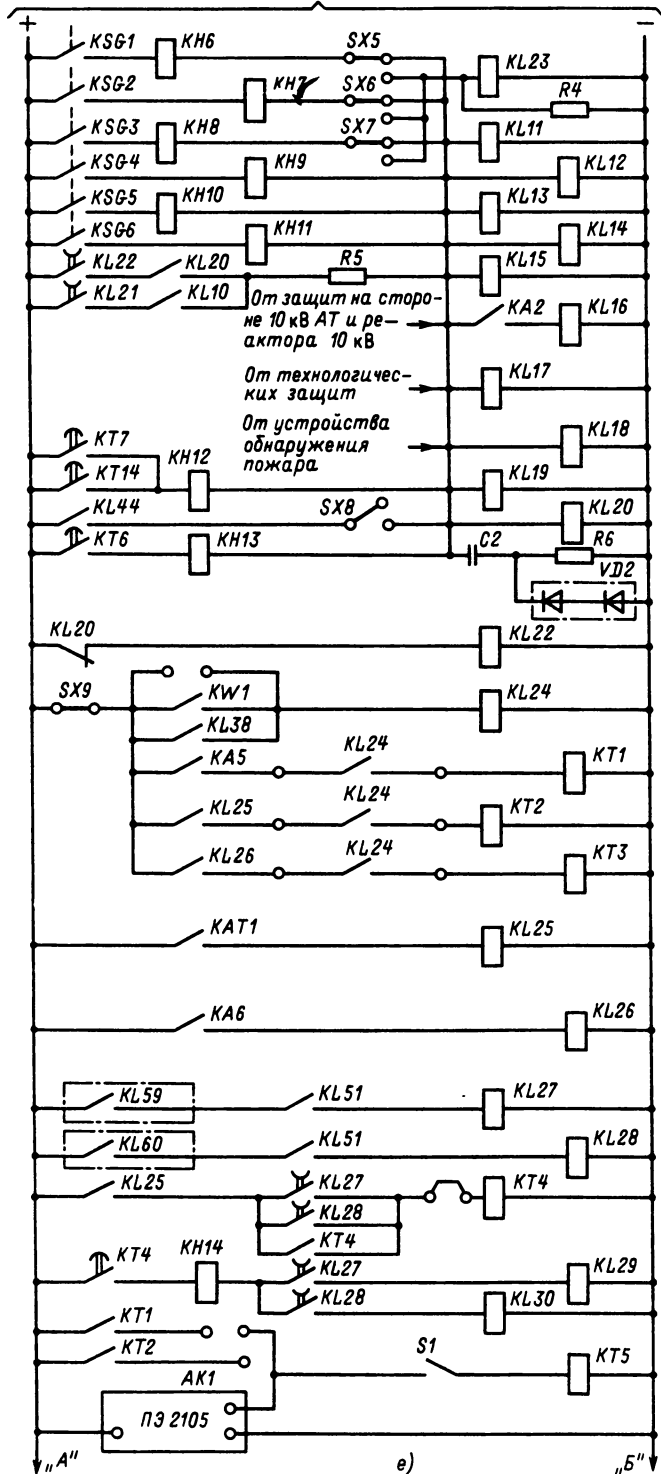


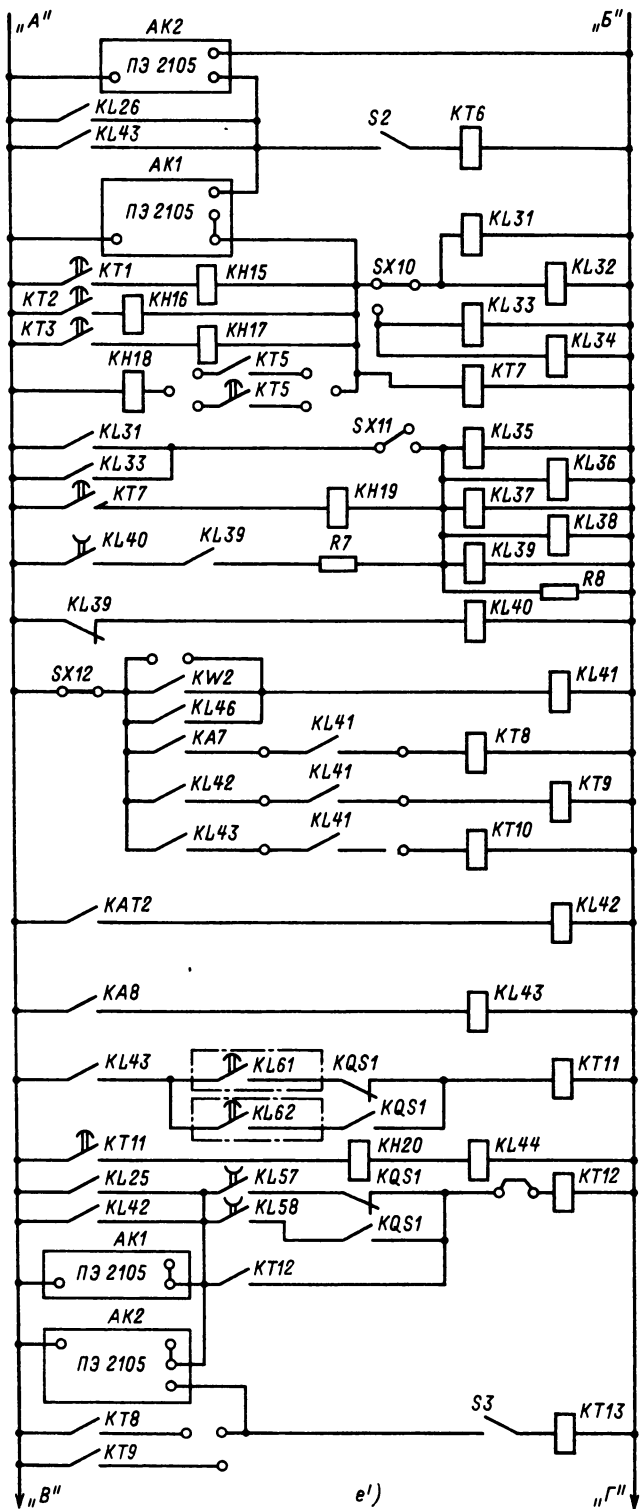
Рис. 44.34. Продолжение

От автоматического выключателя защиты SF2



автотранс- форматора	Газовая защита
устройства РПН автотранс- форматора	
Цель удерживания выходных промежуточных реле	
Выходные промежуточные реле	
Контроль исправности цепей оперативного тока	
Повторитель реле направления мощности	Токовая направленная защита нулевой последовательности на стороне 500 кВ
I ступень	
II ступень	
III ступень	
Повторитель II ступени токовой защиты нулевой последовательности на стороне 500 кВ	
Повторитель III ступени токовой защиты нулевой последовательности на стороне 500 кВ	
Автоматическое ускорение при включении выключателей 500 кВ	
Оперативное ускорение защит 500 кВ	

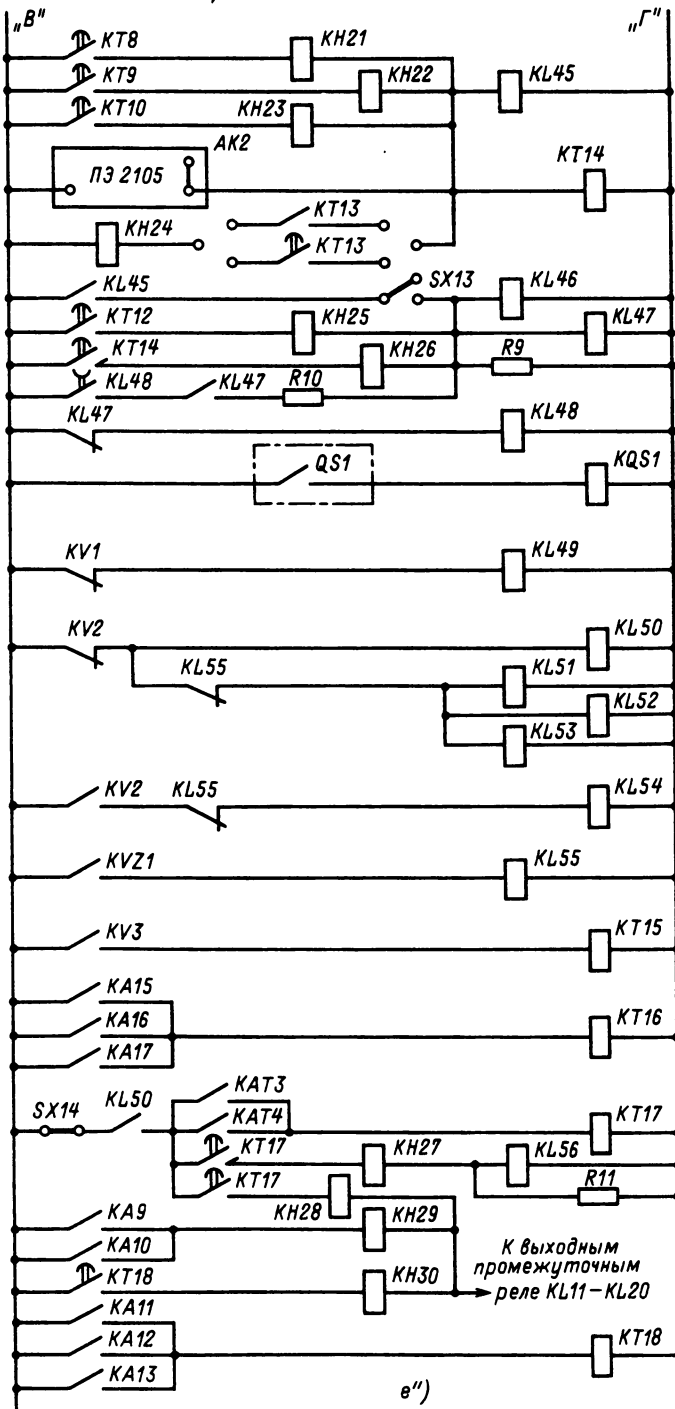
Рис. 44.34. Продолжение



Оперативное ускорение резервных защит при выведении дифференциальной защиты автотрансформатора	
С первой выдержкой времени	Реле отключения выключателей на стороне 500 кВ
Со второй выдержкой времени	Реле отключения выключателей на стороне 500 кВ
Реле автоматического снятия самоудерживания	
Повторитель реле направления мощности	Токовая направленная защита нулевой последовательности на стороне 220 кВ
I ступень	
II ступень	
III ступень	
Повторитель II ступени токовой защиты нулевой последовательности на стороне 220 кВ	
Повторитель III ступени токовой защиты нулевой последовательности на стороне 220 кВ	
Защита от неполнофазного режима на стороне 220 кВ	
Автоматическое ускорение при включении Q6 и обходного выключателей 220 кВ	
Оперативное ускорение защит стороны 220 кВ	

Рис. 44.34. Продолжение





Реле отключения шин-соединительного и секционного выключателей на стороне 220 кВ
Реле отключения выключателей Q6 автотрансформатора и обходного на стороне 220 кВ
Реле автоматического снятия самоудержания
Повторитель положения обходного разъединителя 220 кВ
Повторитель органа напряжения, используемого в цепях автоматического ускорения
Повторитель пускового органа напряжения
Контроль отсутствия напряжения на автотрансформаторе
Контроль наличия напряжения на автотрансформаторе
Реле, предотвращающее неправильное действие устройства контроля изоляции
Контроль изоляции цепей 10 кВ
Защита от перегрузки
Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения цепей 10 кВ автотрансформатора
Защита реактора

Рис. 44.34. Продолжение

Устройство КИВ-500 Р подключено через согласующий трансформатор к измерительным выводам маслонаполненных вводов ВН АТ и действует с большей выдержкой времени на сигнал, а с меньшей на отключение АТ со всех сторон.

Дифференциальная токовая защита цепей НН выполнена с включением тормозной обмотки на сумму токов ответвлений НН и действует на отключение АТ со всех сторон. Обе ступени дистанционной защиты АК1 направлены в сторону сети 500 кВ. Каждая

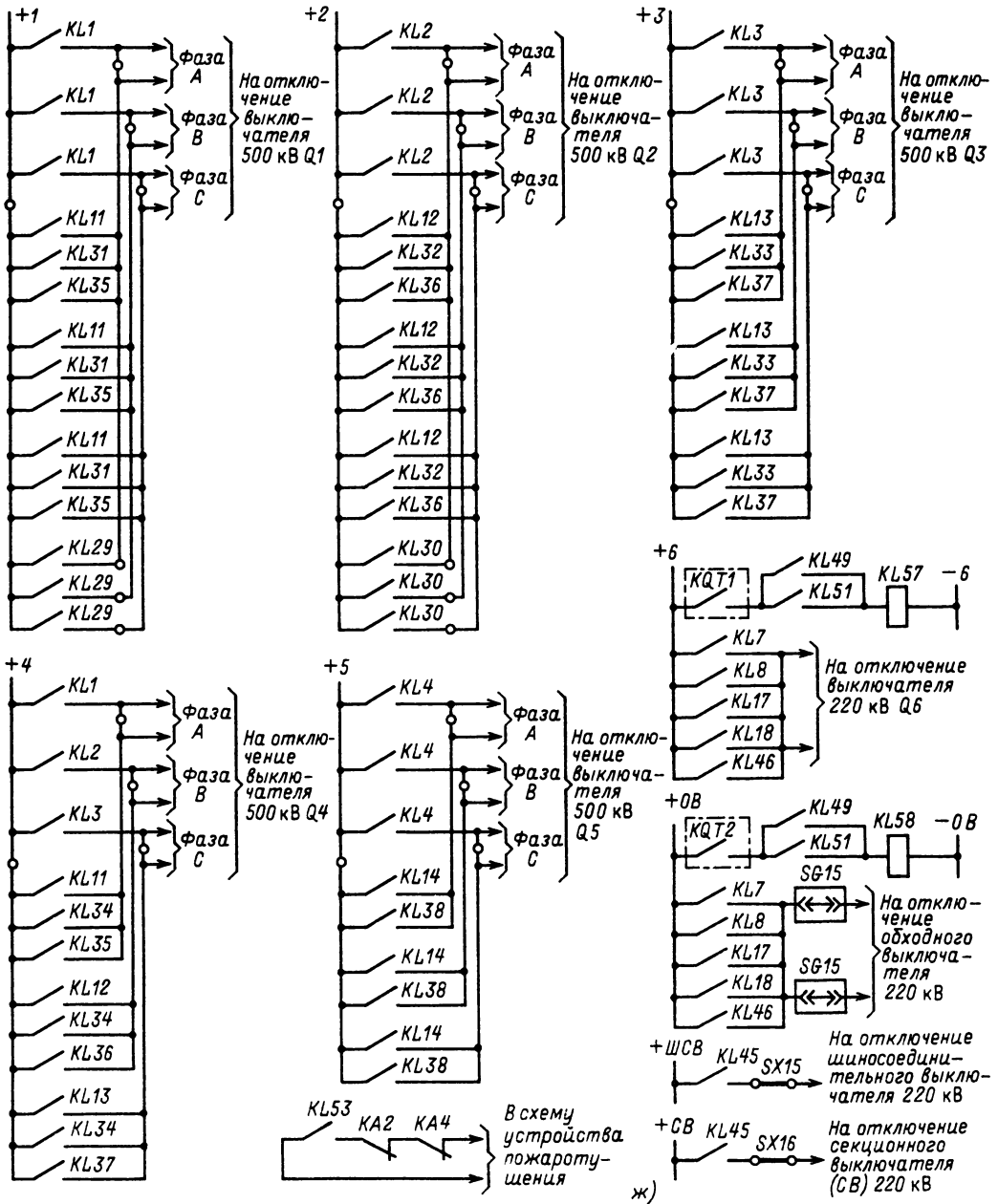


Рис. 44.34. Продолжение

ступень действует сначала на отключение выключателей Q1 и Q2 (деление шин ВН), затем на отключение выключателей Q3, Q4 и Q5 и далее на отключение АТ со всех сторон.

Обе ступени дистанционной защиты АК2 направлены в сторону сети 220 кВ. Каждая ступень действует сначала на отключение шиносоединительного и секционного выключателей 220 кВ, затем на отключение выключателя Q6 (или обходного выключателя) и далее на отключение АТ со всех сторон.

Трехступенчатые токовые защиты нулевой последовательности на сторонах ВН и СН выполнены с тремя выдержками времени для каждой ступени. Защита на стороне ВН действует так же, как и защита АК1, а защита на стороне СН — аналогично защите АК2.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению на стороне НН действует последовательно на отключение выключателей Q7, Q8 и Q9 и далее на отключение АТ со всех сторон.

Защита от неполнофазных режимов на стороне СН действует с выдержкой времени реле КТ11 на отключение АТ со всех сторон.

Устройство обнаружения пожара действует на отключение АТ со всех сторон и на пуск системы пожаротушения (с контролем отключенного состояния АТ).

Предусмотрено оперативное ускорение на стороне ВН I или II направленной ступени защиты нулевой последовательности и первой ступени дистанционной защиты АК1. На стороне СН ускоряются аналогичные ступени защит.

Автоматическое ускорение защит осуществляется при включении выключателей АТ как от ключа управления, так и устройством АПВ. На стороне ВН ускоряется II ненаправленная ступень защиты нулевой последовательности. На стороне СН ускоряются указанная ступень защиты нулевой последовательности, а также дистанционная защита АК2.

Для повышения надежности резервирования защиты разделены на два комплекта, подключаемых к цепям оперативного тока через отдельные автоматы SF1 и SF2 (рис. 44.34, з). Каждый комплект имеет свои выходные промежуточные реле.

**Воздействие защит.** В схеме защиты предусмотрены:

две группы выходных промежуточных реле

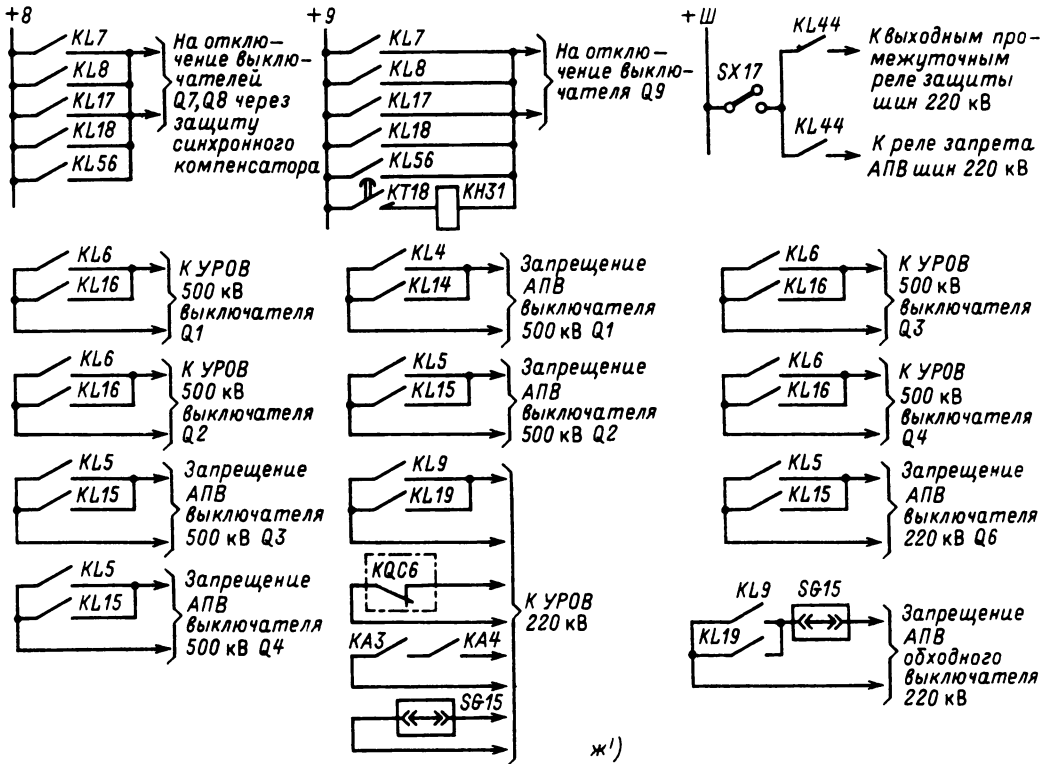


Рис. 44.34. Продолжение

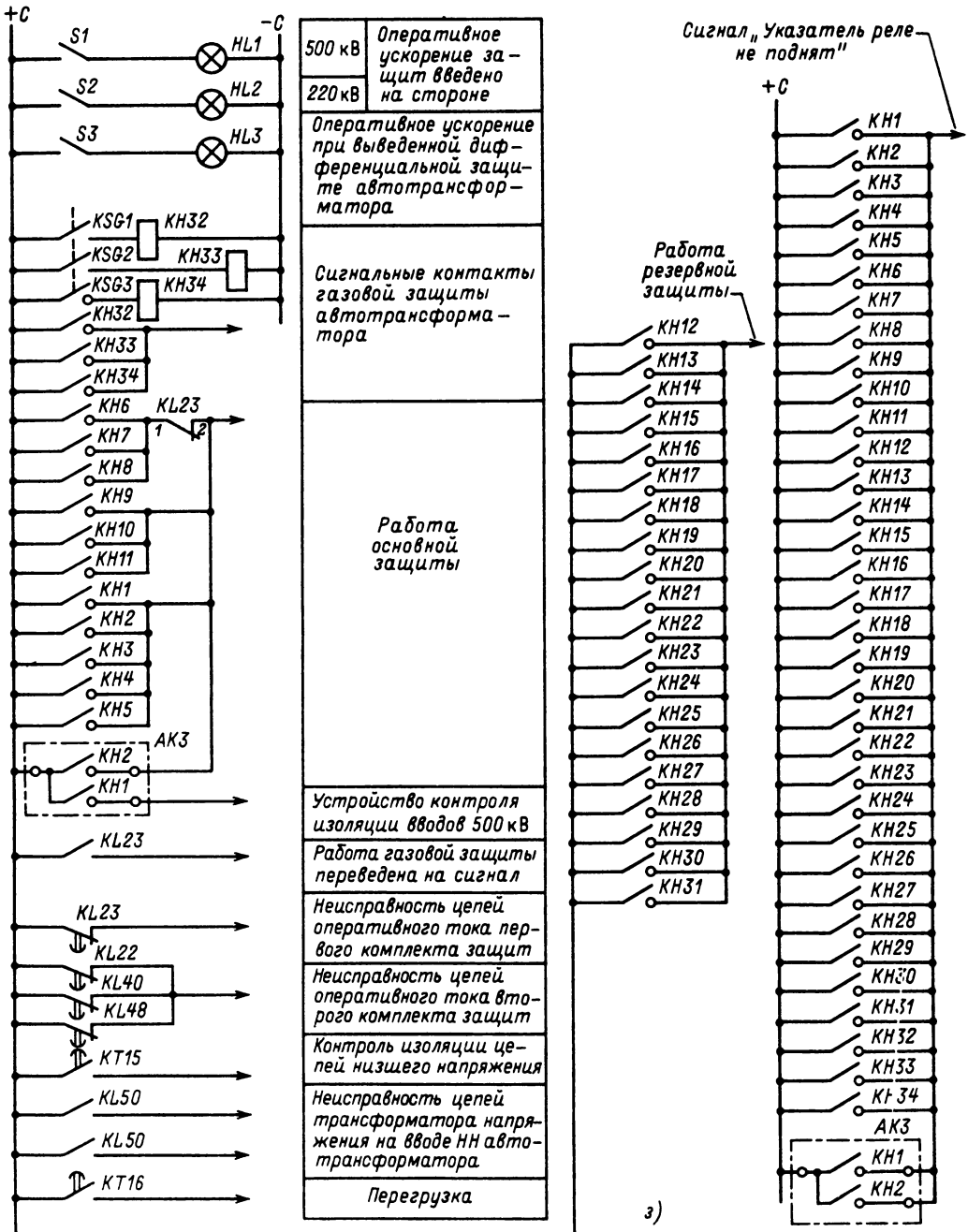


Рис. 44.34. Продолжение

$KL1 - KL10$  (рис. 44.34, б) и  $KL11 - KL20$ , действующие каждая на отключение всех выключателей АТ, пуск УРОВ 500 и 220 кВ и запрет АПВ выключателей  $Q1 - Q4$  и  $Q6$ ;

промежуточные реле  $KL29$  и  $KL30$ , действующие на отключение выключателей  $Q1$  и  $Q2$ ; промежуточные реле  $KL31 - KL38$ , действующие на отключение выключателей  $Q1 - Q5$ ; промежуточное реле  $KL45$ , действующее на отключение шиносоединительного и секционного выключателей 220 кВ; промежуточное реле  $KL46$ , действующее на отключение выключателя  $Q6$ ; промежуточное реле  $KL56$ , действующее на отключение выключателей  $Q7 - Q9$ .

#### 44.5. ЗАЩИТА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6–10 кВ

##### Токовая защита от многофазных КЗ

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимальной токовой), либо двухступенчатой [на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты (МТЗ)].

Защита должна предусматриваться, как правило, в двухфазном исполнении (фазы А и С – в предположении, что трансформаторы тока защит других элементов сети 6–10 кВ установлены в тех же фазах).

Аппаратура защиты размещается в релейных отсеках шкафов КРУ. Защита подключается к ТТ, установленным в шкафу того же КРУ.

Одноступенчатая защита на основе МТЗ с независимой от тока характеристикой выдержки времени применяется в случаях, не требующих быстрого отключения линий при многофазных КЗ на них.

Схема защиты предусматривает ускорение действия защиты при включении выключателя на КЗ. В цепи ускорения предусмотрена выдержка времени, предотвращающая ложное срабатывание защиты из-за бросков токов нагрузки при включении. Для этой цели цепь ускорения осуществляется посредством последовательного соединения замыкающего контакта реле положения выключателя «отключено» и временно замыкающего контакта реле времени.

Одноступенчатая защита на основе МТЗ с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 6–10/0,4 кВ, а также в случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемни-

ков, находящихся на большем электрическом удалении от источника питания и имеющих защиту с зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита выполняется с использованием двух реле тока (типа РТ-80).

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 6–10/0,4 кВ.

Токовая отсечка (I ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле.

В качестве выходного реле защиты используется реле типа РП-23.

Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного промежуточного реле.

Максимальная токовая защита выполняется с использованием двух реле тока, реле времени и указательного реле.

Как правило, предусматривается ускорение действия МТЗ при включении выключателя линии на КЗ.

При недостаточной чувствительности двухрелейной МТЗ к КЗ за трансформатором со схемой соединения  $Y/\Delta$  или  $\Delta/Y$ , подключенной к защищаемой линии, применяется еще одно–третье реле тока, подключаемое на сумму токов фаз А и С.

Расчет защит линий 6–10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания (уставок) при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты для следующих режимов:

при внешних металлических трехфазных КЗ в условиях, обеспечивающих наибольшие значения тока (максимальный режим работы системы; отключены шунтирующие связи; учет подпитки точки КЗ электродвигателями, если это приводит к увеличению тока в месте установки защиты, и т. д.);

при металлическом трехфазном КЗ в начале защищаемой линии в условиях, обеспечивающих наибольшее значение тока в реле защиты;

при металлических трехфазных КЗ в начале и конце защищаемой линии, питающей трансформаторную ПС, и на выводах НН трансформатора в условиях, обеспечивающих протекание наименьших значений тока в реле защиты.

Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются:

максимальный переходный ток нарузки  $I_{пер\max}$  в защищаемой линии; коэффициенты

трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики реле защиты;

параметры срабатывания защит смежных элементов, получающих питание от защищаемой линии.

**Расчет максимальной токовой защиты** состоит в определении токов срабатывания (защиты и реле тока), времени срабатывания и минимальных значений коэффициентов чувствительности при металлических КЗ в конце защищаемой зоны.

Ток срабатывания МТЗ (1 и 4 на рис. 44.35–44.37) определяют из условий отстройки:

а) от тока в линии после отключения трехфазного внешнего КЗ (точка К5 на рис. 44.35–44.37);

б) от тока в линии при восстановлении питания после действия АПВ защищаемой линии или устройств АПВ или АВР на ПС, расположенных ближе к источнику питания, чем защищаемая линия;

в) от тока в линии при включении дополнительной нагрузки после срабатывания устройств АВР на ПС, получающих питание по защищаемой линии (рис. 44.35, 44.36);

г) от тока в линии от электродвигателей при внешних трехфазных КЗ на шинах питающей ПС (точка К3);

д) от бросков тока намагничивания трансформаторов ПС, получающих питание по защищаемой линии, если защита имеет ускорение при включении выключателя.

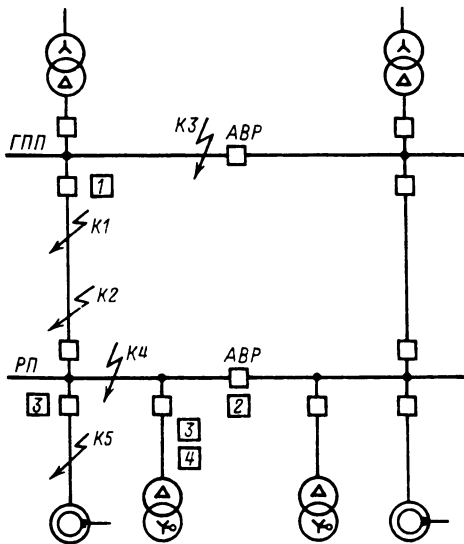


Рис. 44.35. Схема электроснабжения

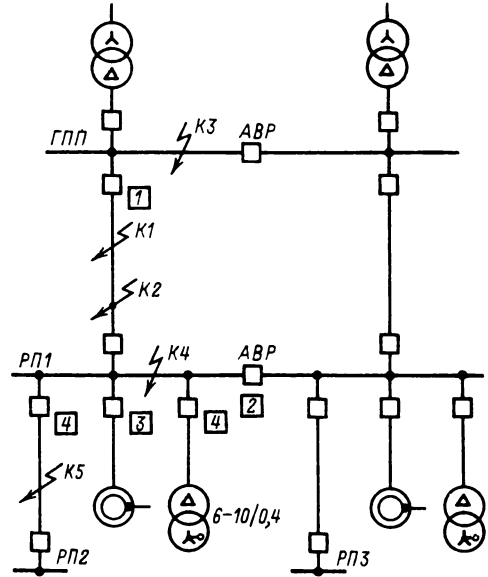


Рис. 44.36. Схема электроснабжения с промежуточными РП

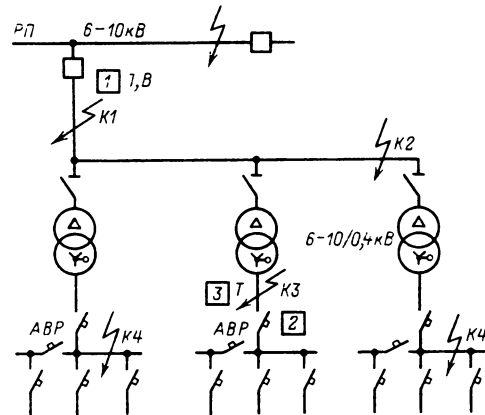


Рис. 44.37. Схема электроснабжения с несколькими РП, питаемыми по одной линии

Первичный ток срабатывания защиты (1 и 4 на рис. 44.36) по условиям «а» – «в» определяется как

$$I_{с,1} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} I_{пертах}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;  $k_B$  – коэффициент возврата.

Максимальный переходный ток нагрузки  $I_{пертах}$  для схем рис. 44.35–44.37 по условию «а» определяется при включенном секционном

выключателе, когда защищаемая линия питает обе секции РП:

$$I_{пермах} = I_{\Sigma зап} + I_{\Sigma нед}$$

где  $I_{\Sigma зап}$  — результирующее значение тока самозапуска электродвигателей после отключения повреждения;  $I_{\Sigma нед}$  — результирующее значение тока недвигательной нагрузки.

По условию «б»

$$I_{пермах} = I_{н1} + I_{\Sigma зап2} + I_{\Sigma нед2}$$

где индексы 1 и 2 соответствуют длительно питаемой и подключаемой секциям РП.

Первичный ток срабатывания  $I_{с,з}$  по условию «г» (защита 1 на рис. 44.35, 44.36 и защита 4 на рис. 44.36) определяется как

$$I_{с,з} \geq k_{отс} I_{\Sigma пуск}$$

где  $I_{\Sigma пуск}$  — результирующий пусковой ток нагрузки, питаемой по защищаемой линии.

Первичный ток срабатывания  $I_{с,з}$  по условию «д» (защита 1 на рис. 44.37) определяется как

$$I_{с,з} \geq k'_{отс} I_{\Sigma ном}$$

где  $k'_{отс}$  — коэффициент отстройки (значение  $k'_{отс}$  принимается равным 4–5, если ускорение действия защиты выполнено без задержки, и 3–4, если оно выполнено с задержкой на 0,3–0,1 с);  $I_{\Sigma ном}$  — суммарный номинальный ток трансформаторов, присоединенных к защищаемой линии.

Расчетный ток срабатывания  $I_{с,з,расч}$  защиты определяется как наибольшее из значений  $I_{с,з}$ , полученных по условиям «а»–«г», а также по условию согласования с защитами других элементов схемы электроснабжения.

Расчетный ток срабатывания реле определяется с учетом схемы соединений трансформаторов тока и реле защиты:

$$I_{с,р,расч} = I_{с,з,расч} \frac{K_{сх}^{(3)}}{K_T}$$

Ток уставки  $I_{уст}$  реле, имеющих ступенчатую регулировку, определяется ближайшим большим значением, а реле, имеющих плавную регулировку, — округлением полученного значения расчетного тока срабатывания реле в большую сторону.

Чувствительность защиты оценивается минимальным значением коэффициента  $K_{\chi}$  чувствительности в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в реле защиты при двухфазном КЗ:

$$K_{\chi} = K \frac{I^{(3)}}{I_{с,з,расч}}$$

где  $I^{(3)}$  — ток трехфазного металлического КЗ в месте КЗ (конце защищаемой зоны) в

Таблица 44.3

Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле	$K^{(2)}$ на защищаемой линии	$K^{(2)}$ за трансформатором $\Delta/Y$ или $Y/\Delta$	$K^{(2)}$ за трансформатором $Y/Y_n$
Неполная звезда	0,87	0,5	0,87
Неполная звезда с третьим реле в обратном проводе	0,87	1,0	0,87

Таблица 44.4

Тип реле времени согласуемой защиты	Тип реле времени защиты, с которой производится согласование	$\Delta t$ , с
ЭВ-122	Без выдержки (РТ-40 + РП-23 или РТ-40 + РП-251)	0,3
ЭВ-122	Автоматы серий АВМ, А3100, А3700	0,3
ЭВ-122	ЭВ-122	0,35
ЭВ-132	ЭВ-122	0,5
ЭВ-132	ЭВ-132	0,6

минимальном режиме работы системы;  $K$  — коэффициент, учитывающий вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле (табл. 44.3).

Приемлемые значения для основной защиты —  $K_{\chi} \geq 1,5$  и для резервной — не менее 1,2. Для МТЗ трансформаторов с нижним напряжением 0,4 кВ наименьший  $K_{\chi} \geq 2$ , так как не учитываются сопротивления токовых катушек на 0,4 кВ.

Согласование МТЗ по чувствительности и времени срабатывания состоит в определении токов и времени срабатывания из условия ее селективности по отношению к защитами элементов, подключенных к шинам ПС, питаемой по защищаемой линии. При этом возможны следующие типовые варианты:

а) Если МТЗ на секционном выключателе постоянно включена и на всех присоединениях ПС установлены токовые отсечки без выдержки времени (рис. 44.35), то согласование по току МТЗ радиальной линии (рис. 44.35, 44.36) производится со следующими защитами: с МТЗ на секционном выключателе

$$I_{с,з,л} = k_c I_{с,з,с,в}$$

где  $I_{с,з,л}$  — ток срабатывания МТЗ линии;  $I_{с,з,с,в}$  — ток срабатывания МТЗ секционного выключателя;  $k_c$  — коэффициент согласования, принимаемый равным 1,2–1,3;

с наиболее грубой токовой защитой электродвигателя, присоединенного к питаемой

секции шин,

$$I_{c,з} \geq k_c(I_{c,з,отс} + I_H),$$

где  $I_{c,з,отс}$  – ток срабатывания защиты, с которой производится согласование;  $I_H$  – ток нагрузки ПС, питаемой по защищаемой линии (исключая нагрузку электродвигателя, с защитой которого производится согласование).

Время срабатывания  $t_{c,з,л}$  МТЗ линии согласуется с временем  $I_{c,з,с,в}$  срабатывания МТЗ секционного выключателя:

$$t_{c,з,л} = t_{c,з,с,в} + \Delta t,$$

где  $\Delta t$  – степень выдержки времени, минимально допустимые значения которой (в зависимости от исполнения защит) приведены в табл. 44.4.

б) Если МТЗ на секционном выключателе постоянно включена и без выдержки времени действует только часть защит присоединений ПС, то следует дополнительно рассмотреть условие согласования с МТЗ линии, отходящей от питаемой секции шин, если ее ток срабатывания больше тока срабатывания наиболее грубой отсечки электродвигателей, присоединенных к той же секции.

в) Если МТЗ на секционном выключателе вводится в работу только на время его включения (причем используется только цепь ускорения защиты), то МТЗ линии должна быть согласована только с защитами присоединений, отходящих от шин распределительного пункта.

**Расчет селективной токовой отсечки.** Первичный ток срабатывания токовой отсечки одиночной радиальной линии определяют из условия отстройки от наибольшего значения тока  $I_{kmax}^{(3)}$  при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{c,о,расч} = k_{отс} I_{kmax}^{(3)},$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (принимаемый равным 1,2–1,3 для защит с реле РТ-40 и 1,5–1,6 с реле РТ-80 и РТ-90).

Ток срабатывания отсечки, установленной на магистральной линии к трансформатору (рис. 44.37), выбирается из двух условий:

отстройки от наибольшего тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ на стороне НН трансформатора (как по условию «а») и значения  $k_{отс} = 1,3 \div 1,4$  для РТ-40 и  $k_{отс} = 1,5 \div 1,6$  для РТ-80, РТ-90;

отстройки от броска намагничивающего тока трансформатора при включении линии.

За расчетный ток срабатывания отсечки принимают большее из значений по указанным двум условиям.

Чувствительность защиты при использовании ее в качестве основной на магистральных линиях (рис. 44.36, 44.37) проверяется при

двухфазном КЗ на выводах ВН трансформатора и должна оцениваться значением  $K_{ч} \geq 1,5$ , если защита трансформаторов выполняется отдельным устройством. В остальных случаях  $K_{ч} \geq 2$ .

**Расчет неселективной токовой отсечки.** Ток срабатывания неселективной отсечки, которая устанавливается на линиях, связывающих ГПП и РП или две РП, для отключения без выдержки времени КЗ при снижении напряжения в месте установки защиты ниже допустимого (по условиям устойчивой работы нагрузки) значения, определяется как

$$I_{c,о} \leq \frac{U_{cmin}}{\sqrt{3} k_{отс} Z} = \frac{0,9 U_{ном}}{\sqrt{3} k_{отс} Z},$$

где  $U_{cmin}$  – межфазное напряжение питающей системы в минимальном режиме;  $Z$  – наибольшее сопротивление от источника питания до шин ПС, где необходимо обеспечить требуемый уровень напряжения при КЗ;  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, зависящий от допустимого значения напряжения на шинах ПС:

$U_{доп}$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$k_{отс}$	1,8	2,2	2,8	3,7	5,5	11

Кроме того, значение тока срабатывания неселективной отсечки должно учитывать, что после отключения линии неселективной отсечкой происходит АПВ.

Ток срабатывания неселективной отсечки, устанавливаемой в качестве основной быстродействующей защиты всей линии, выбирается из условия обеспечения  $K_{ч} \geq 1,5$  при двухфазном КЗ в конце линии в минимальном режиме работы системы:

$$I_{c,о} \leq I_{kmin}^{(2)}/1,5.$$

#### Защита от однофазных замыканий на землю линий 6–10 кВ

В сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтрально защита должна устанавливаться, как правило, на всех линиях 6–10 кВ, отходящих от шин РП и ГПП.

Защита должна реагировать, как правило, на установившиеся замыкания на землю и обладать также способностью повторности действия.

**Выполнение защиты.** Защита выполняется с действием на сигнал (кроме случаев, когда условия техники безопасности требуют действия на отключение). В последнем случае защита выполняется двухступенчатой: I ступень (без выдержки времени) отключает только элемент системы электроснабжения, непосред-



ственно питающий поврежденный участок; II ступень (с выдержкой времени) отключает секцию шин 6–10 кВ или питающий трансформатор, запрещая повторную подачу напряжения до ликвидации замыкания на землю.

Применение селективных по направлению защит не исключает установки на шинах ПС устройств контроля изоляции, действующих с выдержкой времени на сигнал.

*Указания к выполнению.* В компенсированных сетях, как правило, применяются для защиты устройства типов УСЗ-2/2, УСЗ-3М и УСЗ-3.

В компенсированных и некомпенсированных сетях возможно также осуществление защиты с помощью реле РТ-40/0,2 и РТЗ-50, если при этом обеспечивается необходимая чувствительность защиты.

В некомпенсированных сетях независимо от значения тока замыкания на землю следует применять направленную защиту нулевой последовательности (типа ЗЗП-1).

В некомпенсированных сетях при значениях токов замыкания на землю, больших 3–5 А, допустимо применение устройств типов УСЗ-3 и УСЗ-3М.

В некомпенсированных сетях с повышенными требованиями к технике безопасности (механизмы шахт, торфоразработки, передвижные подстанции) при выполнении двухступенчатой защиты:

I ступень выполняют с помощью устройств ЗЗП-1;

II ступень выполняют с выдержкой времени 0,5 с в виде максимальной защиты напряжения нулевой последовательности на основе реле серии РН-53.

Устройства селективной защиты предусматривают применение следующих основных принципов, применяемых при построении измерительных органов.

а) Токовые устройства, реагирующие на полный ток нулевой последовательности в месте установки защиты (на основе реле РТ-40/0,2 и РТЗ-50). Применение их в некомпенсированных сетях успешно в тех случаях, когда суммарный емкостный ток сети значительно превосходит емкостный ток защищаемого присоединения.

б) Токовые устройства, для действия которых используются естественные высшие гармоники установившегося тока замыкания на землю (УСЗ-2/2, УСЗ-3, УСЗ-3М). Этот принцип применяют в условиях, когда в конкретной (компенсированной и некомпенсированной) сети системы электроснабжения состав и уровень высших гармоник достаточно стабильны. Увеличение значения переходного сопротивления

снижает чувствительность защит, использующих указанный принцип.

в) Устройства, реагирующие на направление мощности нулевой последовательности в защищаемой линии в установившемся режиме замыкания на землю (ЗЗП-1). Этот принцип позволяет осуществлять защиту в сетях с малыми значениями токов замыкания на землю (0,5–1 А). Область применения принципа ограничена только некомпенсированными сетями, поскольку в компенсированных (или перекомпенсированных) сетях направления мощности нулевой последовательности в поврежденном и неповрежденном присоединениях могут совпадать.

г) Токовые (ненаправленные) защиты, сравнивающие амплитуды бросков емкостного тока замыкания на землю поврежденного и неповрежденного присоединений в начальные моменты времени. Этот принцип применим как в компенсированных, так и в некомпенсированных сетях. Основными недостатками (от различающимися область применения) этого принципа являются отсутствие возможности повторности действия устройств защиты, отказ в срабатывании при значительном переходном сопротивлении, а также возможность ложных срабатываний при КЗ на шинах, от которых отходят защищаемые присоединения.

д) Устройства, использующие искусственно создаваемые гармоники тока определенной частоты (100 или 25 Гц) при замыкании на землю. Принцип применим в любых сетях 6–10 кВ, однако требует искусственного увеличения тока замыкания на землю.

#### Расчет защит

**Защита на основе реле РТ-40/0,2 или РТЗ-50.** Первичный ток срабатывания выбирается из условия отстройки защиты от собственного емкостного тока при внешнем замыкании на землю (с учетом первого броска тока):

$$I_{с.з.расч} \geq k_{отс} k_6 I_C$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,1–1,2;  $k_6 = 3 \div 4$  – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока защищаемого присоединения при внешних перемежающихся замыканиях на землю;  $I_C$  – собственный емкостный ток защищаемого присоединения.

Значение тока  $I_C$  для кабельной линии определяется как

$$I_C = I_C^0 l n,$$

где  $l$  – длина кабельной линии, км;  $n$  – число кабелей на одном присоединении;  $I_C^0$  –

Таблица 44.5. Установившиеся значения  $I_{Cк}^0$  при частоте 50 Гц

Сечение трехфазного кабеля, мм <sup>2</sup>	Ток $I_{Cк}^0$ при номинальном напряжении	
	6 кВ	10 кВ
16	0,4	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

определяется для компенсированной сети как  $I_{повр} = I_{CΣmin} - I_C - I_{д,р}$ , а для некомпенсированной сети как  $I_{повр} = I_{CΣmin} - I_C$  ( $I_{CΣmin}$  — наименьший суммарный емкостный ток сети;  $I_{д,р}$  — номинальный ток дугогасящего реактора).

**Защита, выполненная на основе устройств ЗЗП-1.** Определение уставок направленной защиты нулевой последовательности ЗЗП-1 производится по первичному току. Устройство ЗЗП-1 имеет три уставки, которым соответствуют следующие значения первичных токов, А: 1–0,7; 2–0,5; 3–2.

Первичный ток срабатывания защиты определяют, исходя из требования обеспечения необходимой чувствительности:

$$I_{c,з,расч} \leq \frac{I_{CΣmin} - I_C}{K_ч}$$

Принимают  $K_ч \geq 2$ . По полученному значению  $I_{c,з,расч}$  принимают ближайшее меньшее значение уставки устройства по току  $I_{c,з}$ .

**Защита, выполненная с помощью устройства УСЗ-2/2.** Уставку устройства  $I_{уст}$  в первом приближении определяют (табл. 44.7) по суммарному емкостному току замыкания на землю  $I_{CΣ}$  без учета компенсации его дугогасящим реактором. Обозначение уставки в табл. 44.7 указывает, какому  $I_{CΣ}$  она соответствует.

Для предварительно выбранной уставки  $I_{уст}$  определяют первичный ток срабатывания защиты  $I_{c,з}$  при частоте 50 Гц, а затем проверяют отстроенность защиты от собственного емкостного тока  $I_C$  присоединения:

$$k_{отс} = I_{c,з}/I_C$$

Значение  $k_{отс}$  должно лежать в пределах от 2 до 3. Если  $k_{отс} < 2$  или  $k_{отс} > 3$ , следует повысить чувствительность устройства изменением уставки по току и принять ее равной  $10I_C$ . В сетях с соотношением  $I_C > 0,1I_{CΣ}$  выбор уставки производится по значению тока, равному  $10I_C$ .

**Защита, выполненная с помощью устройства УСЗ-3 (или УСЗ-3М).** При использовании устройств УСЗ-3М и УСЗ-3 выбор поврежденного присоединения реализуется на основе со-

собственный емкостный ток на единицу длины кабельной линии, А/км (табл. 44.5).

Кроме того, при определении  $I_{Cк}$  следует учитывать собственные емкостные токи высоковольтных двигателей и другой аппаратуры питаемых ПС. При отсутствии конкретных данных их влияние учитывают увеличением значений собственных емкостных токов присоединений на 20%.

Расчетное значение  $I_{c,з,расч}$  необходимо сравнить с минимально возможным значением первичного тока срабатывания защиты  $I_{c,зmin}$  (табл. 44.6), зависящим от типа применяемых ТТНП, схемы их соединений и типа используемого реле защиты.

При  $I_{c,з,расч} \leq I_{c,зmin}$  принимают  $I_{c,з} = I_{c,зmin}$ .

При  $I_{c,з,расч} > I_{c,зmin}$  принимают  $I_{c,з} = I_{c,з,расч}$ .

Чувствительность защиты проверяется по соотношению

$$K_ч = I_{повр}/I_{c,з}$$

где  $I_{повр}$  — ток замыкания на землю, протекающий в месте установки ТТ нулевой последовательности поврежденного присоединения,

Таблица 44.6

Тип трансформатора тока	Тип реле	Уставка тока срабатывания реле, А	$I_{c,зmin}$ , А	
			Один трансформатор	Два последовательно соединенных трансформатора
ТЗЛМ	РТ-40/0,2	0,1	8,6	11,6
	РТЗ-50	0,03	30	3,9
ТЗРЛ	РТ-40/0,2	0,1	20	25
	РТЗ-50	0,03	—	—
ТЗЛ-95	РТ-40/0,2	0,1	6,2	8,0
	РТЗ-50	0,03	3,2	4,0
ТЗЛ	РТ-40/0,2	0,1	7,0	9,0
	РТЗ-50	0,03	3,5	4,0

Таблица 44.7

$I_{уст}$ , А	$I_{c,з}$ , А, для УСЗ-2/2 при частоте, Гц						
	50	150	250	350	550	650	2000
25	5	1,74	0,95	0,61	0,48	0,57	2,0
50	10	2,8	1,4	0,85	0,73	0,98	3,2
100	20	5,1	2,5	1,35	1,47	2,05	6,5
250	50	10,4	4,85	2,44	3,4	4,95	1,6

поставления суммарных действующих значений высших гармоник на каждом из присоединений. Поэтому расчетов уставок этих устройств производить не требуется.

**Выполнение защит.** Принцип действия УСЗ-2/2 основан на использовании высших гармоник в составе тока нулевой последовательности неповрежденного присоединения.

Устройство состоит из согласующего трансформатора, измерительного органа, логической части и выходного устройства (рис. 44.38).

Измерительный орган предназначен для выявления высших гармоник в токе нулевой последовательности и состоит из фильтра ( $L, C1$ ), настроенного на частоту, близкую к 50 Гц, выпрямительного моста  $VS$  и резисторов  $R1 - R4$ .

Конденсатор  $C2$  предназначен для отстройки от гармоник с частотами, значения которых превышают 2000 Гц.

Устройство ЗЗП-1 состоит (рис. 44.39) из согласующего устройства, усилителя переменного тока и фазочувствительного усилителя.

Согласующее устройство ( $TL1, C1, R1, R2, VD1, VD2$ , разрядник  $FV$ ):

производит сдвиг фазы выходного тока на угол, близкий к  $90^\circ$ , по отношению к первичному току нулевой последовательности во всем возможном диапазоне его изменения;

обеспечивает возможность применения устройства с ТТНП различных типов; обеспечивает термическую стойкость устройства при двойных замыканиях на землю.

Усилитель переменного тока ( $VT1, VT2$ ) усиливает выходной сигнал согласующего устройства, пропорциональный  $3I_0$ . На выходе усилителя включен контур ( $C2$ , первичная обмотка  $TL2$ ), обеспечивающий отдачу максимальной мощности на частоте 50 Гц.

Фазочувствительный усилитель усиливает сигнал, соответствующий току нулевой последовательности, с учетом фазы по отношению к напряжению нулевой последовательности, чем обуславливает срабатывание выходного реле в зоне углов примерно  $180^\circ$ .

### 44.6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ

**Общие сведения.** Основными видами повреждений электродвигателей являются: многофазные КЗ в обмотках статора; однофазные замыкания обмотки статора на землю;

двойные замыкания на землю (одна точка в сети, а другая в одной из фаз статорной обмотки);

замыкание части витков в одной фазе обмотки статора.

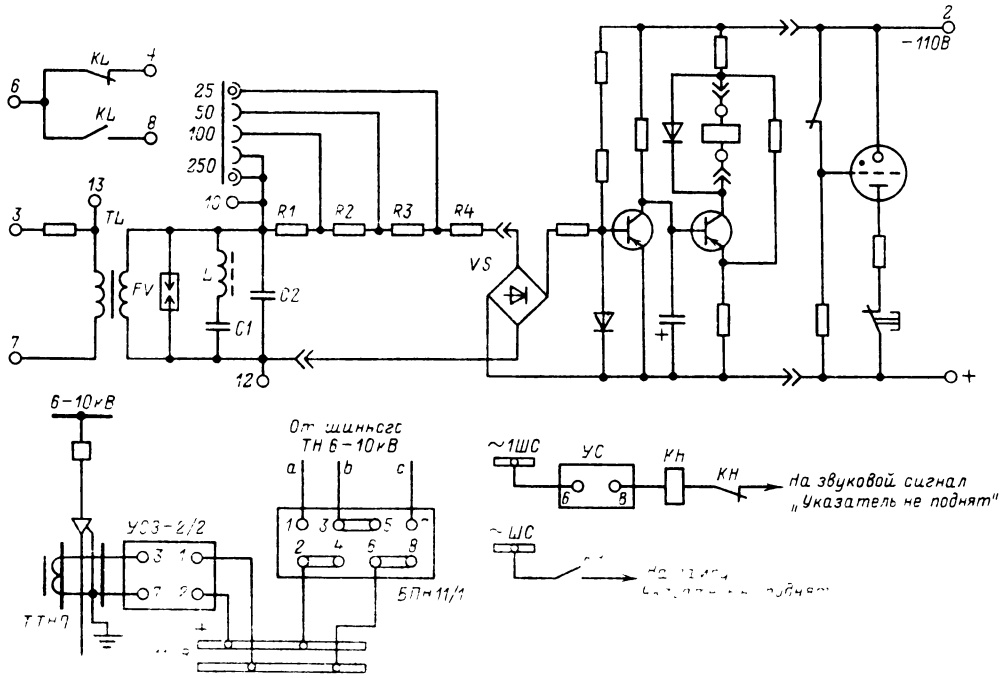


Рис. 44.38. Схема подключения и принципиальная схема устройства УСЗ-2/2

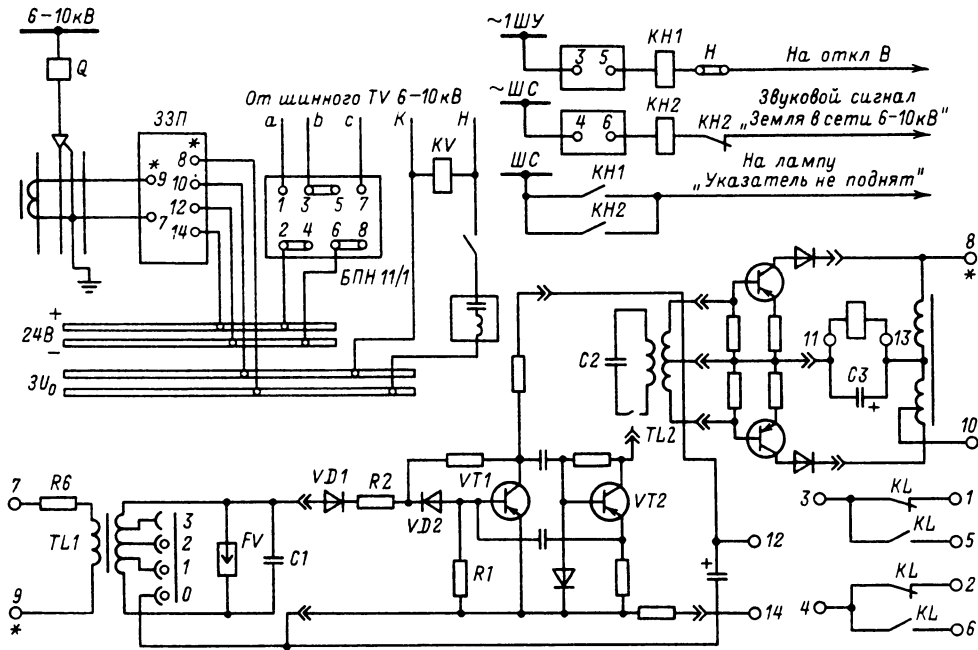


Рис. 44.39. Схема подключения и принципиальная схема защиты от замыканий на землю ЗЗП-1

Для синхронных двигателей (СД) характерными видами повреждений (кроме указанных) являются также повреждения цепи возбуждения:

- обрыв цепи возбуждения;
- замыкание на землю цепи возбуждения.

Защита от многофазных КЗ должна быть обязательно быстродействующей с действием на отключение.

Требование быстродействия является обязательным также для защиты от однофазных КЗ двигателей напряжением ниже 1000 В. Для электродвигателей напряжением выше 1000 В допустимо вводить в защиту от однофазного замыкания на землю выдержку времени 1–2 с, если без этого нельзя достичь необходимой чувствительности защиты.

Для защиты от однофазных замыканий устанавливают специальную защиту нулевой последовательности.

Двойные замыкания на землю, как и многофазные, должны отключаться без выдержки времени.

Для СД необходима защита от обрыва цепи возбуждения, поскольку защита от асинхронного режима при обрыве цепи возбуждения обычно отказывает в действии.

Специальной защиты от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения СД обычно не устанавливают, если двигатель оперативно может быть выведен в ремонт. При отсутствии такой возможности устанавливают временную защиту от появления второго замыкания на землю в цепи возбуждения.

Основным видом ненормального режима электродвигателей является прохождение в статоре токов, превышающих номинальный.

Защита от перегрузки должна действовать на отключение, но с выдержкой времени, достаточной для пуска двигателя.

Для обеспечения самозапуска двигателей ответственных механизмов и предотвращения несинхронного включения при снижении напряжения с последующим его восстановлением применяется защита от потери питания, в качестве которой используется, как правило, минимальная защита напряжения (дополненная на СД минимальной защитой частоты с блокировкой по направлению активной мощности). Защита действует на отключение электродвигателей.

Ненормальным режимом синхронных двигателей является асинхронный ход, появляющийся вследствие выпадения СД из синхронизма, при кратковременной потере питания

с последующим действием устройств АПВ и АВР или при трехфазных КЗ на смежных элементах (при отсутствии быстродействующих защит) в неактивной сети. Поэтому применяют защиту от асинхронного хода, действующую на восстановление синхронного режима или на отключение СД.

Функции защиты от обрыва фазы часто возлагаются на защиту от перегрузок. Однако в ряде случаев предусматривается специальная защита от неполнофазного режима работы электродвигателя.

**Защиты от КЗ в обмотке статора. Выполнение защит.** Защита от многофазных КЗ устанавливается на всех без исключения синхронных и асинхронных двигателях и действует без выдержки времени на отключение электродвигателя от сети, а у синхронных двигателей — также на устройство гашения поля (если оно предусмотрено).

Для двигателей напряжением ниже 1000 В используются плавкие предохранители, а также электромагнитные и тепловые расцепители выключателей НН (автоматов).

При выборе автоматов для этой защиты в качестве расчетного тока  $I_{расч}$  принимают номинальный ток двигателя  $I_{д,ном}$ .

Электродвигатели, подключаемые к сети через контакторы, имеют токовую защиту от КЗ, выполняемую посредством электромагнитных реле косвенного действия. Токовые реле включаются в каждую фазу статора непосредственно (реле КА1—КА3 на рис. 44.40) или через трансформаторы тока.

Защита электродвигателей напряжением 3—10 кВ осуществляется на вторичных реле тока или комбинированных реле тока и времени прямого или косвенного действия.

Для двигателей мощностью до 4000 кВт защита от многофазных КЗ, как правило, выполняется в виде максимальной токовой без выдержки времени.

Для электродвигателей мощностью до 2000 кВт применяют однорелейную схему, если

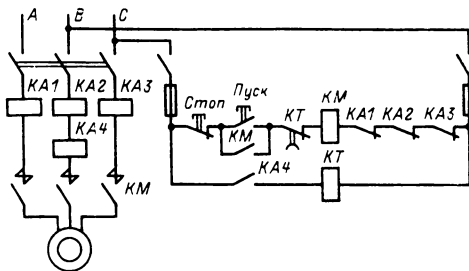


Рис. 44.40. Токовая защита от многофазных КЗ двигателя напряжением ниже 1000 В, подключаемого через контакторы

чувствительность защиты при  $K^{(2)}$  на выводах двигателя не менее двух.

Если электродвигатели не имеют защиты от замыканий на землю и есть необходимость защиты от  $K_{д}^{(1,1)}$ , максимальная токовая защита выполняется трехрелейной с тремя ТТ. В случаях, когда  $K_{ч}$  простых токовых защит меньше двух при КЗ на выводах, токовую защиту от КЗ выполняют дифференциальной. Ее установка считается обязательной для электродвигателей мощностью 4000 кВт и более.

Для электродвигателей, имеющих защиту от однофазных замыканий на землю, дифференциальная защита может выполняться двухфазной (рис. 44.41), а защита от однофазных замыканий выполняет также функции защиты при двойных замыканиях.

Применение дифференциальной защиты с током срабатывания, меньшим номинального, нежелательно для двигателей ответственных механизмов, поскольку при этом возможно ложное срабатывание защиты и отключение электродвигателя при обрыве цепи циркуляции. Применение специальных схем, отстроенных от обрыва цепи циркуляции, целесообразно для двигателей большой мощности особо ответственных механизмов.

*Расчет защиты от многофазных КЗ в обмотке статора.* Ток срабатывания МТЗ без выдержки времени выбирают по условию отстроенности защиты от пускового тока двигателя:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{пmax},$$

где  $I_{пmax}$  — действующее значение периодической составляющей пускового тока при выведенных пусковых устройствах или тока, генерируемого электродвигателем при внешнем  $K^{(3)}$ .

Коэффициент отстройки  $k_{отс}$  принимается равным 1,8 для реле типа РТ-40 или ЭТ-521 и 2 для реле типа РТ-80 или ИТ-80, а также для реле прямого действия вследствие меньшей точности этих реле.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = k_{отс} k_{сх}^{(3)} I_{пmax} / k_T,$$

где  $k_{сх}^{(3)}$  — коэффициент схемы в симметричном режиме.

Чувствительность защиты оценивается при двухфазном КЗ на выводах двигателя значением  $K_{ч} \geq 2$  (в минимальном режиме работы системы электроснабжения).

Ток срабатывания реле дифференциальной токовой защиты выбирается по условию обеспечения отстроенности защиты от тока небаланса при прямом пуске без токоограничивающих устройств с учетом аperiodической

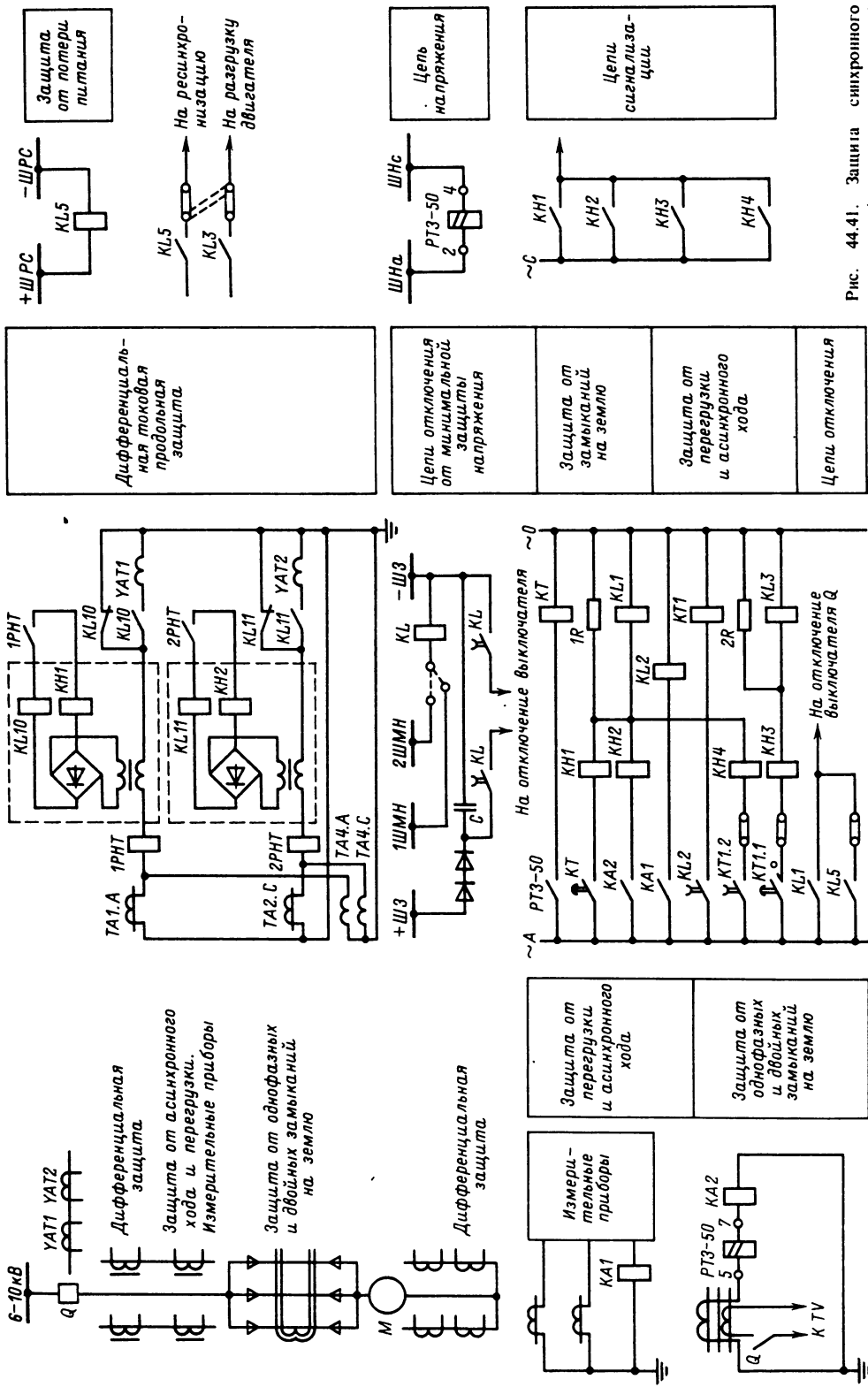


Рис. 44.41. Защита синхронного двигателя (принципиальная схема)

составляющей:

$$I_{с.з.расч} = \epsilon k_{отс} k_a k_{олн} k_n I_{д.ном},$$

где  $k_n$  — кратность пускового тока;  $k_{олн}$  — коэффициент однотипности.

При использовании реле типа РНТ-565 коэффициент  $k_a$ , учитывающий аperiodическую составляющую, принимается равным 1, а при использовании обычных максимальных реле тока  $k_a = 2$ .

Расчетное число витков обмотки РНТ-565, соответствующее току срабатывания защиты, определяют как

$$w_{расч} = F_{с.р} k_1 / I_{с.з.},$$

где  $F_{с.р}$  — МДС срабатывания реле ( $F_{с.р} = 100$  А).

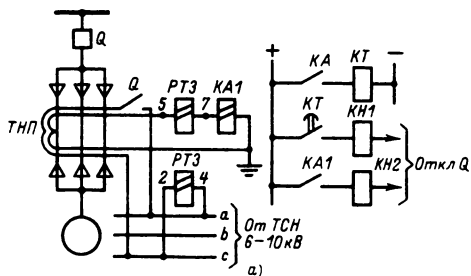
Принятое число витков  $w$  не должно превышать расчетного значения.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом

$$K_{\chi} = \frac{I_{рmin} w}{F_{с.р}} \geq 2,$$

где  $I_{рmin} = I_{к.зmin}^{(2)} / k_T$ .

Для дифференциальной защиты с реакторным пуском допускается пониженное значение коэффициента чувствительности ( $K_{\chi} > 1,5$ ) при двухфазном КЗ на выводах двигателя в режиме его пуска.

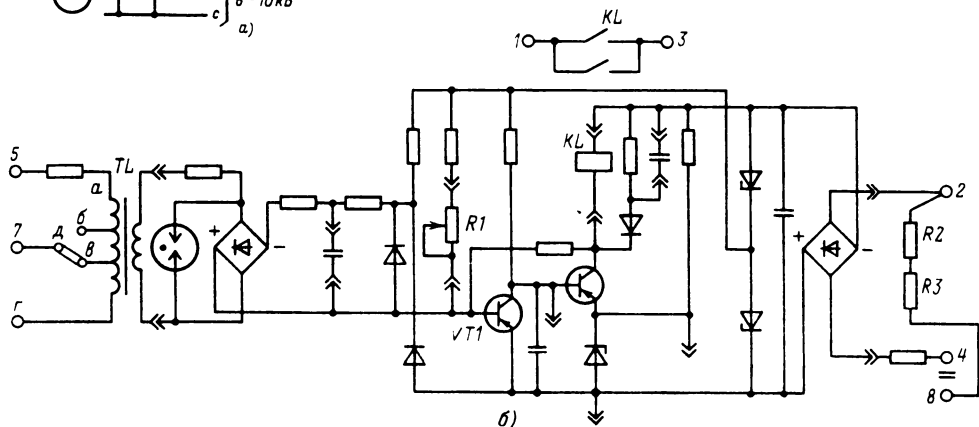


**Защита от однофазных замыканий обмотки статора на землю. Выполнение защиты.** Защита устанавливается на электродвигателях мощностью менее 2000 кВт, если ток замыкания на землю  $I_z$  превышает 10 А, а на электродвигателях мощностью более 2000 кВт при токе замыкания на землю  $I_z \geq 5$  А и действует на отключение электродвигателя и автомат гашения поля (у СД). Защита выполняется с помощью токового реле, подключенного к фильтру токов нулевой последовательности (рис. 44.42, а).

Для электродвигателей мощностью до 10000 кВт  $I_z < 1$  А. В качестве фильтра нулевой последовательности используют кабельные трансформаторы тока типов ТЗЛ, ТЗРЛ. При значительных бросках емкостного тока применяют трансформаторы типа ТНП с подмагничиванием переменным током.

Для двигателей мощностью 2000 кВт и более первичный ток срабатывания не более 5 А может быть обеспечен только специальным реле (типа РТЗ-50), обозначенным в схеме как РТЗ. Это транзисторное реле (рис. 44.42, б), обладающее большой чувствительностью (ток срабатывания реле равен 0,03 А при первичном токе 3 А) и высоким коэффициентом возврата, требует дополнительного питания постоянным (зажимы 4–8) напряжением 220 В или переменным (зажимы 2–4) напряжением 100 В от трансформатора напряжения. Реле состоит из входного трансформатора, выпрямительного устройства, усилителя постоянного тока, исполнительного органа КЛ и блока питания. Первичная обмотка трансформатора ТЛ имеет четыре вывода (а–z), выведенных на плату и позво-

Рис. 44.42. Защиты от замыканий на землю асинхронного двигателя и принципиальная схема реле РТЗ-50



ляющих изменять диапазон шкалы токов срабатывания. Резистором  $R1$ , включенным в цепь смещения транзистора  $VT1$ , осуществляется плавное изменение уставки. Резисторы  $R2$  и  $R3$  включаются только при питании реле напряжением постоянного тока.

Для действия защиты без выдержки времени при двойных замыканиях (в общем случае через переходное сопротивление) на землю во вторичную цепь ТНП включается второе токовое реле с первичным током срабатывания 150–200 А.

Специальный контроль исправности цепи подмагничивания не устанавливается. Подключение цепей подмагничивания к ТНП выполняется через замыкающий блок-контакт выключателя электродвигателя.

При токах замыкания на землю, меньших указанных значений, для своевременного выявления однофазного замыкания обмотки статора и предупреждения появления двойных замыканий на землю целесообразно выполнять сигнализацию замыканий на землю в кабеле присоединения электродвигателя с использованием тех же устройств, что и для кабельных и воздушных сетей 6–10 кВ.

Защита от однофазных замыканий выполняется без выдержки времени на всех двигателях мощностью менее 2000 кВт.

Для более мощных двигателей, а также при использовании ТТНП с подмагничиванием защита от однофазных замыканий выполняется с выдержкой времени 0,5–2 с.

*Расчет защиты нулевой последовательности от однофазных и двойных замыканий на землю.* Расчет уставок срабатывания реле тока защит от замыканий на землю производят, как правило, в первичных токах.

Первичный ток срабатывания  $I_{с,з}$  защиты, выполненной с ТТНП кабельного типа без подмагничивания, выбирается из условия отстроенности защиты от броска собственного емкостного тока при внешнем перемежающемся замыкании на землю:

$$I_{с,з} \geq k'_{отс} k_{бр} I_C,$$

где  $k'_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,3;  $k_{бр}$  – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока электродвигателя, принимается равным 3–4.

Собственный емкостный ток электродвигателя

$$I_C = 6\pi f C U_{ном} / \sqrt{3},$$

где  $f$  – частота сети, Гц;  $U_{ном}$  – номинальное междуфазное напряжение, В;  $C$  – емкость фазы электродвигателя, Ф.

При отсутствии данных завода-изготовителя можно (для двигателей мощностью менее 10 МВт) пользоваться ориентировочными значениями  $I_{с,з}$ , приведенными в табл. 44.8.

Первичный ток срабатывания защиты  $I_{с,з,п}$ , выполненной с ТТНП кабельного типа с подмагничиванием, определяют по условию обеспечения отстроенности при внешнем однофазном замыкании, сопровождающемся внешним двухфазным КЗ:

$$I_{с,з,п} = \frac{1}{k_b} (k'_{отс} I_C + k''_{отс} I_{нб,к,з,п}),$$

где  $I_C$  – установившийся емкостный ток замыкания на землю защищаемого двигателя и кабелей между местом установки ТТНП и двигателем;  $k'_{отс} = 2$ ;  $I_{нб,к,з,п}$  – первичное значение установившегося тока небаланса ТТНП, вызываемого наличием подмагничивания и несимметричным расположением фаз первичной обмотки относительно вторичной, при максимальном расчетном токе внешнего двухфазного КЗ;  $k''_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;  $k_b$  – коэффициент возврата реле (для РТЗ-50  $k_b = 0,9 \div 0,93$ ).

Значение первичного тока небаланса  $I_{нб,к,з,п}$  определяют по значению вторичного тока  $I_{нб,в}$  небаланса:

$$I_{нб,к,з,п} = I_{нб,в} w_b (1 + Z_p / Z_{з,нам,в}),$$

где  $w_b$  – число витков вторичной обмотки ТТНП (табл. 44.9);  $Z_{з,нам,в}$  – эквивалентное сопротивление намагничивания, приведенное ко вторичной цепи;  $Z_p$  – сопротивление реле и проводов (от зажимов ТТНП до реле).

Вторичный ток небаланса  $I_{нб,в}$  содержит две составляющие:  $I_{нб,нес,в}$  – составляющую, обусловленную несимметричным расположением первичных токопроводов относительно вторичной обмотки ТТНП;  $I_{нб,подм,в}$  – составляющую, обусловленную неидентичностью двух магнитопроводов ТТНП.

Таблица 44.8

Показатель		РТ-40/0,2	РТЗ-50
Используемая шкала, А		0,1–0,2	0,03–0,06
Уставка срабатывания реле, А		0,1	0,03
$I_{с,з,мин}$ , А:	при одном ТТНП	8,5	3
	при двух ТТНП, включенных последовательно	10,2	3,2
	при двух ТТНП, включенных параллельно	12,5	4,5



Таблица 44.9

Тип трансформатора нулевой последовательности	Число охватываемых кабелей	Цепь подмагничивания		ЭДС небаланса во вторичной цепи, мВ		Сопротивление намагничивания, приведенное ко вторичной цепи, Ом	Число витков вторичной обмотки
		Номинальное напряжение, В	Потребляемая мощность, В·А	от подмагничивания $E_{\text{нб. подм}}$	от несимметрично расположенных токопроводов $E_{\text{нб. нес}}$		
ТНП-2	1–2	110	20	150	17	10	20
ТНП-4	3–4	110	45	150	17	10	20
ТНП-7	5–7	110	50	150	14	10	20

Эти составляющие определяются как

$$I_{\text{нб. нес. в}} = k E_{\text{нб. нес}} / (Z_{\Sigma \text{ на м. в}} + Z_p);$$

$$I_{\text{нб. подм. в}} = E_{\text{нб. подм}} / Z_p,$$

где  $E_{\text{нб. нес}}$  — ЭДС небаланса, наводимая во вторичной обмотке трансформатора тока в номинальном режиме;  $k$  — коэффициент, равный кратности расчетного внешнего двухфазного КЗ для момента времени, соответствующего выдержке времени защиты;  $E_{\text{нб. подм}}$  — ЭДС небаланса, обусловленная неидентичностью магнитопроводов.

Ток срабатывания защиты от двойных замыканий на землю должен быть выбран большим максимально возможного значения тока, проходящего через защиту при внешнем повреждении. Первичный ток срабатывания выбирают порядка 100–150 А, учитывая, что защита выполняется без выдержки времени.

**Защита от перегрузки асинхронных двигателей.** *Выполнение защиты.* Защита от перегрузки АД напряжением ниже 1000 В выполняется токовой, тепловой или температурной (реагирует на повышение температуры обмотки или других частей двигателя). Защита может выполняться посредством автоматов с замедленным срабатыванием или с помощью реле косвенного действия — тепловых или электромагнитных. Магнитный пускатель содержит два тепловых реле (рис. 44.43), которые отключают электродвигатель в зависимости от количества тепла, выделенного в них.

При КЗ в двигателе нагреватель может перегореть раньше, чем реле отключит двигатель. Поэтому тепловые реле применяются только при наличии быстродействующей за-

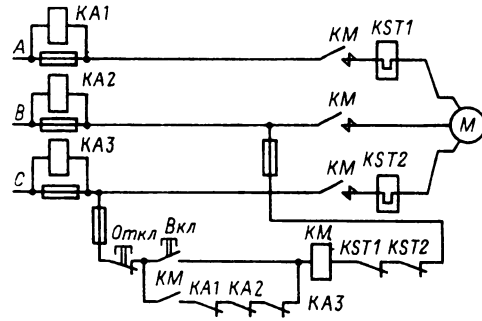


Рис. 44.43. Защита от обрыва фазы и от перегрузки асинхронного двигателя напряжением ниже 1000 В

щиты от КЗ (например, плавких предохранителей).

Для низковольтных АД, защищаемых от КЗ с помощью предохранителей, и при необходимости осуществления защиты от перегрузок применяют реле обрыва фазы (KA1–KA3 на рис. 44.43), которые своими контактами разрывают цепь самоудерживания контактора KM при перегорании предохранителей.

Для двигателей выше 1000 В применяют защиту на основе одного индукционного реле серии РТ-80, которое позволяет выполнять в одном реле защиту от перегрузки и отсечку от многофазных КЗ. При этом индукционный элемент с выдержкой времени, зависимой от кратности тока, используется для защиты от перегрузки, а мгновенный элемент — для выполнения отсечки (например, реле РТ-82). В случаях, когда необходимо действие защиты от перегрузки выполнить на сигнал или разгрузку приводимого механизма, применяют реле РТ-84.

Для выполнения функции защиты от обрыва фазы защиту от перегрузки выполняют при этом двух- или трехрелейной. Защита выполняется с действием на сигнал, если предусматривается возможность ликвидации перегрузок дежурным персоналом, или на разгрузку приводимого механизма, если она выполняется автоматически.

Действие защиты от перегрузки на отключение применяется для электродвигателей с тяжелыми условиями пуска и самозапуска и, если самозапуск недопустим, при работе электродвигателей без постоянного персонала или если разгрузка механизма невозможна без остановки двигателя.

*Расчет защит от перегрузки асинхронного двигателя.* Номинальный ток теплового реле  $I_{\text{р, ном}}$  и номинальный ток  $I_{\text{н, ном}}$  его сменного нагревателя при осуществлении защиты

двигателей напряжением ниже 1000 В выбирают из условия

$$I_{p, ном} \geq I_{д, ном} / k_T \approx I_{н, ном},$$

где  $I_{д, ном}$  — номинальный ток двигателя.

Ток срабатывания реле защиты АД выше 1000 В от перегрузки выбирают из условия надежного возврата защиты при номинальном токе:

$$I_{с, р} = k_{отс} k_{сх} I_{д, ном} / k_v k_T,$$

где  $k_{отс}$  — коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1–1,2;  $k_v$  — коэффициент возврата, принимаемый равным 0,8.

Время срабатывания реле выбирают из условия отстройки от времени пуска, и с целью приближения зависимой части характеристики реле к тепловой характеристике электродвигателя принимают время максимально возможным в независимой части характеристики (12–16 с для реле РТ-82 и РТ-84).

**Защита синхронных двигателей от асинхронного хода и перегрузки.** Выполнение защиты. Защита устанавливается на всех синхронных двигателях и действует:

- а) с выдержкой времени на запуск схемы ресинхронизации, автоматическую разгрузку механизма до такой степени, чтобы обеспечить втягивание СД в синхронизм, если ресинхронизация возможна и допустима;
- б) на отключение СД и повторный автоматический пуск;
- в) на отключение СД при невозможности ресинхронизации или повторного автоматического пуска.

Для СД со «спокойной нагрузкой» применяется защита двух разновидностей:

при помощи реле, реагирующего на увеличение тока в обмотках статора;

с помощью устройства, реагирующего на сдвиг фаз между током и напряжением статора в асинхронном режиме, когда необходимо быстрое действие защиты от асинхронного режима.

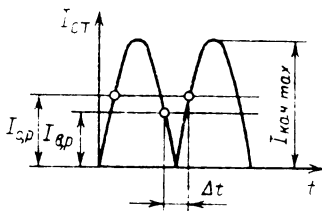


Рис. 44.44 Диаграмма для пояснения функционирования токовой защиты синхронного двигателя от асинхронного хода:

$I_{с, р}$  и  $I_{в, р}$  — токи срабатывания и возврата реле

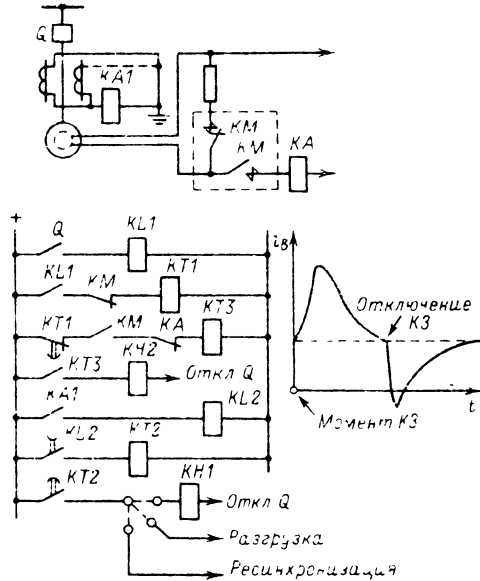


Рис. 44.45. Защита синхронного двигателя от асинхронного хода и перегрузки

Защиты, использующие изменение тока статора, выполняются часто при помощи токового реле с зависимой характеристикой (серии РТ-80), которое одновременно используется для защиты СД от перегрузки.

Действие защиты при изменениях тока статора при асинхронном ходе (рис. 44.44) основано на том, что реле РТ-80 имеет большое время возврата и не успевает возвращаться за время  $\Delta t$ , и поэтому оно срабатывает после нескольких периодов биений тока статора. Для того чтобы обеспечивалось удержание реле за время  $\Delta t$ , необходимо, чтобы  $I_{с, р} \leq I_{кач max}$ .

Значение тока качаний зависит от возбуждения СД, а также от его отношения короткого замыкания (ОКЗ). Поэтому при обрыве цепи возбуждения СД, а также при  $ОКЗ < 1$  защита отказывает в действии и может применяться только для СД с  $ОКЗ \geq 1$  при условии дополнительной защиты от обрыва цепи возбуждения.

Для СД с  $ОКЗ < 1$  применяется совмещенная защита (рис. 44.45) с независимой от тока выдержкой времени и током срабатывания

$$I_{с, з} = (1,3 \div 1,4) I_{д, ном}$$

Выдержка времени защиты выбирается из условия отстройки от времени пуска и принимается равной 8–10 с.

В схему защиты последовательно с контактом без выдержки времени  $KA1$  включена обмотка  $KL2$  промежуточного реле с замедлением на возврат, предотвращающего возврат реле времени  $KT2$  при биениях тока асинхронного режима.

Скольжение при асинхронном режиме, возникшем в результате обрыва цепи возбуждения, для различных двигателей колеблется от 0,1 до 2–3%. При малом скольжении необходимое время возврата реле  $KL2$ , а следовательно, необходимая выдержка времени реле  $KT2$  могут оказаться (см. расчет защиты, приведенный ниже) недопустимо большими. Поэтому предусматривается отдельная защита от потери возбуждения (реле  $KA$ , называемое реле нулевого тока), а время возврата реле  $KL2$  выбирается из условия примерного равенства периоду биений при выпадении из синхронизма возбужденного двигателя и принимается равным 1,5–2 с.

Если время действия защиты необходимо иметь меньше, чем время пуска, то применяют ее блокировку на время пуска. Защита от обрыва цепи возбуждения может сработать ложно при сбросе нагрузки и отключении внешнего КЗ. Для исключения такой возможности вводится задержка с помощью реле  $KT3$ .

Для предотвращения отключения двигателя при пуске защита от обрыва цепи возбуждения выводится контактом контактора включения возбуждением  $KM$ , а при ресинхронизации – размыкающим контактом реле времени  $KT1$ , имеющим выдержку времени на возврат.

Выдержку времени защиты (т. е. выдержку времени реле  $KT3$ ) принимают равной 3–5 с.

*Расчет защиты синхронного двигателя от перегрузки и асинхронного хода.* Ток срабатывания токового реле защиты от асинхронного хода, совмещенной с защитой от перегрузки, определяется так же, как и для асинхронного двигателя.

Для надежной работы защиты при выпадении из синхронизма возбужденного СД вводится замедление 1,5–2 с на возврат реле  $KL2$ .

Первичный ток срабатывания реле  $KA1$

$$I_{с,р,п} = 1,4I_{д,ном}$$

Ток срабатывания защиты от потери возбуждения выбирают равным  $(1,3–1,5)I_{в,х}$ , где  $I_{в,х}$  – ток возбуждения при ХХ, номинальном напряжении и минимальном токе статора двигателя.

**Защита от потери питания.** *Выполнение защиты.* Защита от потери питания выполняется обычно групповой (один комплект защиты на несколько присоединений) и действует

на отключение двигателей или их развозбуждение (для СД). В качестве защиты от потери питания применяют:

- а) минимальную защиту частоты с блокировкой по направлению активной мощности;
- б) минимальную защиту напряжения, выполняемую обычно двухступенчатой.

Выдержка времени  $t^I$  I ступени выбирается из условия отстройки от времени действия быстродействующих защит при многофазных КЗ, в зоне действия которых напряжение на выводах двигателя меньше напряжения  $U_{с,з}^I$  срабатывания защиты.

Первая ступень предназначена для ускорения и повышения эффективности самозапуска ответственных электродвигателей, а также предупреждения несинхронного включения СД на сеть. Обычно  $t^I$  принимают равным 0,5 с, а  $U_{с,з}^I \approx 0,7U_{ном}$  из условия обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей.

Вторая ступень предназначена для отключения электродвигателей при перерывах питания по условиям технологии или техники безопасности, а также когда самозапуск двигателя с полной нагрузкой (даже при использовании ресинхронизации) невозможен.

Выдержку времени  $t^{II}$  II ступени минимальной защиты напряжения принимают равной 5–10 с.

На рис. 44.46 представлен один из возможных вариантов выполнения групповой защиты. Защита имеет две выдержки времени:  $t^I = 0,5$  с и  $t^{II} = 10$  с. Источником оперативного тока служат предварительно заряженные (от зарядного устройства  $УЗ$ ) конденсаторные батареи. Поэтому выходные реле защиты  $KL1$  и  $KL2$  имеют задержку при возврате для обеспечения надежности отключения выключателей.

Защита срабатывает только при снижении напряжения во всех трех фазах. Выдержка времени создается реле времени  $KT$ , имеющим размыкающий контакт и получающим питание от трансформатора собственных нужд через параллельно соединенные контакты реле напряжения. Для предотвращения срабатывания защиты при отключении  $TV$  предусмотрен вывод защиты из действия блок-контактом автомата трансформатора напряжения, а при исчезновении напряжения на выходе трансформатора с. н. ( $U_{тсн}$ ) – размыкающим контактом  $KV3$  в цепи контактов  $KT$ .

Применительно к электродвигателям низкого напряжения минимальную защиту напряжения реализуют с помощью контактора с удерживающей обмоткой, подключенной к силовой сети. Контактор отключает двигатель от сети, если напряжение снижается до значения  $(0,4–0,5)U_{ном}$ .

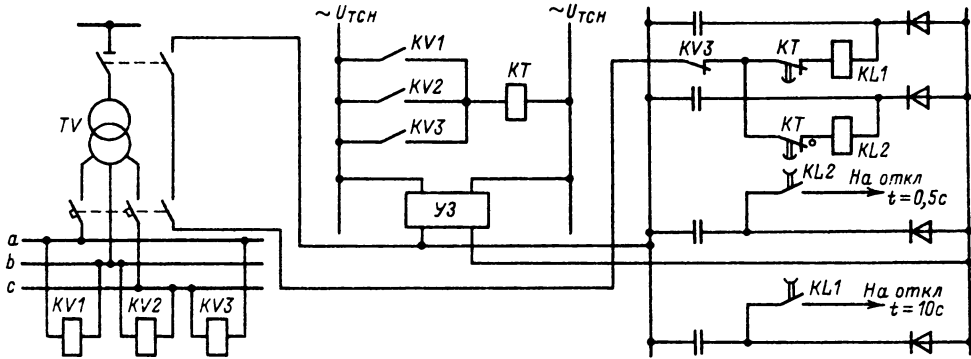


Рис. 44.46. Групповая минимальная защита напряжения для двигателей напряжением выше 1000 В

Для электродвигателей низкого напряжения применяют также схемы, обеспечивающие отсутствие излишних отключений при быстроликвидируемых КЗ в питающей сети при одновременном обеспечении незамедленного оперативного отключения. Пример такой схемы показан на рис. 44.47. В ней применено реле фиксации команды *KQQ*, получающее питание от независимого источника переменного оперативного тока, и реле времени *KT* с выдержкой времени при возврате. При подаче команды на включение реле *KQQ* включает контактор *KM*, вспомогательный контакт которого подключает питание к обмотке реле времени *KT*. При исчезновении напряжения в сети контактор *KM* отключается, а *KT* начинает отсчет времени. Если восстановление напряжения произошло раньше замыкания контакта *KT*, то через контакт *KQQ* контактор вновь включится. Если же перерыв питания длителен, то контакт *KT*, замыкаясь, переключает реле *KQQ* и тем самым не допускает повторного пуска двигателя при последующем восстановлении напряжения.

Схема защиты синхронного двигателя на переменном оперативном токе (см. рис. 44.41). В качестве защиты от многофазных КЗ уста-

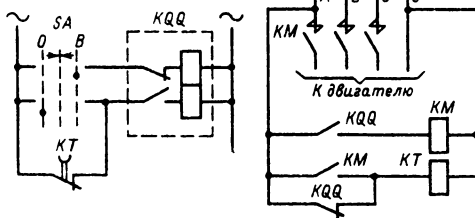


Рис. 44.47. Минимальная защита напряжения двигателя напряжением ниже 1000 В

новлена дифференциальная токовая продольная защита в двухфазном исполнении с применением реле *1PHT*, *2PHT*, действующих через указательные реле *KH1*, *KH2* на выходные промежуточные реле *KL10* и *KL11*, контакты которых дешунтируют катушки отключения *YAT1* и *YAT2* выключателя *Q*.

Защита от замыканий на землю выполнена на основе реле *PT3-50*, обеспечивающего значение первичного тока срабатывания до 5 А.

Поскольку дифференциальная защита от многофазных КЗ выполнена двухфазной, в схеме защиты от замыканий на землю предусмотрено токовое реле *KA2*, действующее на реле *KL1* и отключение при двойных замыканиях на землю, если одно из мест замыкания находится на фазе В.

При исчезновении или снижении напряжения в сети, питающей электродвигатель, выпрямленное напряжение от блоков питания оперативных цепей может пропасть или оказаться недостаточным для действия на отключение выключателя электродвигателя от групповой минимальной защиты напряжения, устанавливаемой обычно в камере трансформаторов напряжения. Поэтому от нее к камерам электродвигателей идут четыре шинки минимальной защиты напряжения: *+ШЗ*, *1ШМН*, *2ШМН* и *-ШЗ*. Через шинки *+ШЗ* и *-ШЗ* конденсаторы *C* в камерах электродвигателей постоянно подзаряжаются. Через шинки *1ШМН* и *2ШМН* реле *KL* (типа РП-252) получает импульсный сигнал от минимальной защиты напряжения (с меньшей выдержкой времени, если двигатель неотчетливый, и с большей выдержкой, если двигатель ответственный или этого требуют условия выполнения техники безопасности). Реле *KL*, имеющее контакты с задержкой на возврат, замыкает их (с двух сторон электромагнита отключения),

подключая электромагнит к конденсатору С.

Шинки +ШРС и -ШРС защиты от потери питания подают при срабатывании защиты оперативное питание на обмотку реле КЛ5, контакты которого действуют на развозбуждение двигателя с последующей ресинхронизацией или на разгрузку двигателя.

Защита от асинхронного хода и перегрузки срабатывает с меньшей выдержкой времени (КТ1.1) на разгрузку или ресинхронизацию и с большей (контакт КТ1.2) на отключение СД.

#### 44.7. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

В распределительных сетях широко применяются понижающие трансформаторы с соединением обмоток звезда – звезда с заземленной нейтралью (например, большинство цеховых трансформаторов, имеющих заземленную нейтраль на стороне 0,4 кВ).

При такой схеме в случае однофазного КЗ на стороне НН значение тока КЗ  $I_k^{(1)}$  на этой стороне (в пренебрежении активными сопротивлениями и сопротивлением системы) определяется как

$$I_k^{(1)} = 3I_0 \approx 3 \frac{U_\phi}{2x_{1T} + x_{0T}},$$

где  $U_\phi$  – фазное напряжение;  $x_{1T}$  и  $x_{0T}$  – сопротивления прямой и нулевой последовательностей соответственно.

Сопротивление нулевой последовательности трансформатора с указанной схемой соединения составляет (для трансформаторов мощностью 100–1000 кВ·А):  $x_{0T} \approx (5 \div 10)x_{1T}$ . Следовательно, отношение тока  $I_k^{(1)}$  к току трехфазного КЗ составляет:

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_k^{(3)}} \approx \frac{3x_{1T}}{2x_{1T} + (5 \div 10)x_{1T}} \approx 0,43 \div 0,25.$$

Если же учесть, что в двух фазах со стороны ВН проходят токи, равные  $I_k^{(1)}/3n$ , то чувствительность максимальной токовой защиты, включенной на стороне ВН, оказывается для трансформаторов такой мощности недостаточной. Кроме того, ток  $I_k^{(1)}$  может оказаться недостаточным и для работы максимальных расцепителей автомата на вводе 0,4 кВ в цепи трансформатора (кратность тока в этом случае может быть значительно меньше кратностей токов при самозапуске электродвигателей). Поэтому применяется токовая защита от однофазных КЗ на стороне НН, которая реагирует на ток в цепи, соединяющей нейтраль трансформатора с контуром заземления. В нормальном режиме ток в защите определяется несимметрией нагрузки. Защита должна

быть отстроена от этой несимметрии (что обычно достигается выбором  $I_{с.з} \approx I_{T,ном}$ ), а время срабатывания защиты должно быть большим времени срабатывания защит отходящих присоединений. Поскольку защита этих присоединений выполняется предохранителями и автоматами с зависимой характеристикой выдержки времени, то для рассматриваемой защиты трансформатора применяют реле с зависимой характеристикой (РТВ, РТ-80), чем достигается необходимое согласование с защитами отходящих присоединений.

#### 44.8. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭНЕРГБЛОКОВ

##### Общие вопросы работы энергоблоков

**Электрооборудование и схемы энергоблоков.** Синхронные генераторы в энергоблоках работают с повышающими трансформаторами или автотрансформаторами. У мощных генераторов блоков, как правило, имеются выводы двух параллельных ветвей в обмотке каждой фазы статора. Нейтрали каждой из этих ветвей собираются отдельно и соединяются перемычкой.

Все цепи генератора как со стороны линейных выводов, так и со стороны нейтрали выполняются пофазными экранированными токопроводами.

В цепях генераторов могут быть установлены или отсутствовать силовые выключатели либо выключатели нагрузки.

На генераторном напряжении энергоблоков обычно имеются ответвления для питания собственных нужд. В этих ответвлениях выключатели, как правило, не устанавливаются.

Обмотки ВН трансформаторов мощных блоков выполняются без ответвлений для регулирования напряжения.

Распространенные схемы энергоблоков приведены в § 36.2.

**Некоторые особенности технологического оборудования.** При автоматическом отключении генератора (блока) от сети на ТЭС и АЭС для сохранения его работы в режиме ХХ используется быстродействующее регулирование (торможение) турбины с помощью релейной форсировки блока электрогидроприводки, осуществляющего кратковременное закрытие регулирующих клапанов турбины. На ГЭС в связи с быстрой готовностью гидроагрегатов к повторному пуску допускается при внешних КЗ отключение и останов блока.

При останове турбины от технологических защит или от ключа управления необходимо

в первую очередь отключить от сети генератор (блок) с обязательным контролем прекращения выпуска пара в турбину с помощью защиты обратной мощности или специальной блокировки.

При неисправностях как технологического, так и электрического оборудования в ряде случаев требуется немедленный останов турбины и отключение генератора от сети с гашением поля (т. е. останова блока). В связи с этим необходимо воздействие некоторых технологических защит в цепи электрических защит (для отключения генератора и гашения поля без контроля закрытия стопорных клапанов турбины) и действие всех электрических защит от внутренних повреждений в цепи технологических защит (на закрытие стопорных клапанов турбины).

На энергоблоках с газотурбинными установками недопустим переход генератора в двигательный режим. При его возникновении генератор должен немедленно отключаться с помощью защиты обратной мощности.

Необходимо ограничивать длительность отключения резервными защитами междуфазных КЗ на энергоблоках АЭС и в прилегающей к ним сети при снижении напряжения на собственных нуждах АЭС ниже  $0,6U_{ном}$ .

**Нарушения нормального режима.** Для электрооборудования энергоблоков представляют опасность следующие нарушения нормального режима работы [44.21]:

- внутренние повреждения и внешние КЗ, сопровождающиеся большими токами;
- замыкания на землю в обмотках статора генератора;
- замыкания на землю в обмотке ротора генератора;
- симметричные и несимметричные перегрузки обмоток статора генератора и обмоток трансформатора блока;
- перегрузка током возбуждения обмотки ротора генератора;
- асинхронный режим генератора с потерей и без потери возбуждения;
- повышение напряжения.

#### 44.9. ВЫПОЛНЕНИЕ И РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭНЕРГООБЛОКОВ

**Основные защиты от внутренних повреждений:**

- продольная и поперечная дифференциальные защиты генераторов;
- защита от замыканий на землю в обмотке статора;
- защита от замыканий на землю в обмотке ротора и в цепях возбуждения;

дифференциальная защита трансформатора (АТ):

- газовая защита трансформатора;
- контроль изоляции вводов 500 кВ и выше трансформаторов (автотрансформаторов);
- дифференциальная защита ошиновки ВН трансформатора;
- защита от повышения напряжения.

Дифференциальные защиты генератора и защита от замыканий на землю в обмотке статора должны действовать на гашение поля генератора и его отключение от сети либо выключателем генератора, либо, при его отсутствии, выключателями на стороне ВН блока.

При отказе выключателя генератора или выключателя на стороне ВН блок должен отключаться от сети с помощью УРОВ генераторного выключателя или УРОВ выключателя стороны ВН.

Защиту от замыканий на землю в цепи возбуждения на турбогенераторах выполняют действующей только на сигнал, а на гидрогенераторах – на отключение.

Все остальные защиты блока от внутренних повреждений, за исключением защиты от повышения напряжения на блоках с турбогенераторами, должны действовать на гашение поля генератора, на отключение выключателей и пуск УРОВ на стороне ВН блока, а также на отключение выключателей в цепях присоединенного к ответвлению блока рабочего источника питания секций собственных нужд. Последние необходимо отключать для обеспечения быстрого автоматического перевода с помощью АВР питания собственных нужд на резервный источник.

Защита от повышения напряжения на блоках с турбогенераторами должна автоматически вводиться в работу только в режиме холостого хода блока и действовать лишь на гашение поля генератора. На блоках с гидрогенераторами она должна действовать постоянно и на отключение выключателей на стороне ВН.

Действие устройств защиты на выключатель нагрузки в цепи генератора должно запрещаться.

**Резервные защиты.** Для резервирования защит от внутренних КЗ (ближнее резервирование) устанавливается резервная дифференциальная защита, охватывающая генератор и трансформатор блока вместе с ошиновкой на стороне ВН и действующая на отключение выключателей блока и рабочего трансформатора собственных нужд (ТСН), на гашение поля генератора и на пуск УРОВ на стороне ВН.

Для резервирования защиты смежных элементов (шин, линий, автотрансформаторов

и пр.) на энергоблоках должны устанавливаться:

токовая защита нулевой последовательности в нейтрали трансформатора (защита от однофазных КЗ);

двухступенчатая токовая отсечка обратной последовательности (защита от несимметричных КЗ);

односистемная дистанционная защита (защита от симметричных КЗ).

Устройства защиты от внешних КЗ должны действовать только на отключение блока от сети выключателями на стороне ВН. При отказе какого-либо из этих выключателей защита от внешних КЗ должна с помощью УРОВ гасить поле генератора.

Для ликвидации аномальных режимов на энергоблоках должны устанавливаться:

токовая защита с независимой выдержкой времени от симметричной перегрузки (действует на сигнал);

токовая защита обратной последовательности с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени от несимметричных перегрузок (действует на отключение блока от сети);

токовая защита с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени от перегрузки ротора (две ступени действия – первая на развозбуждение и вторая на отключение генератора или блока от сети);

защита от потери возбуждения генератора, выполняемая с помощью реле сопротивления и действующая либо на автоматическую разгрузку блока и на гашение поля, либо на отключение блока (в случаях, когда асинхронный режим генератора недопустим).

Теоретические основы выполнения современных устройств релейной защиты энергоблоков наиболее полно представлены в [44.22].

**Продольная дифференциальная защита генератора.** Назначение. От внутренних многофазных КЗ.

**Выполнение защиты.** Защита выполняется трехфазной, трехрелейной на реле ДЗТ-11/5 с процентным торможением, обеспечивающим отстройку от максимального тока небаланса при токе срабатывания, меньшем номинального тока генератора.

Трансформаторы тока (ТТ) защиты со стороны линейных выводов всегда включаются на полный ток генератора, а со стороны нейтрали – либо на тот же полный ток, либо на его половину (в каждую из двух параллельных ветвей обмотки статора). Соответственно коэффициент трансформации ТТ со стороны нейтрали должен быть таким же, как и со стороны линейных выводов, либо в 2 раза меньше.

Все ТТ защиты должны допускать длительную работу при токе нагрузки генератора  $I = 1,1I_{ном}$  генератора и обеспечивать при внешних КЗ (за трансформатором блока) полную погрешность не более 10%.

**Расчетные уставки.** Ток срабатывания защиты при отсутствии торможения

$$I_{срmin} = F_{ср}/w_p,$$

где  $F_{ср}$  – МДС срабатывания (равна 100 А);  $w_p$  – число витков рабочей обмотки (144 витка).

Первичный ток срабатывания для всех генераторов составляет (0,1–0,2) $I_{ном}$ .

Максимальный расчетный ток небаланса

$$I_{нб,расч} = k_{одн}\epsilon I^{(3)},$$

где  $k_{одн}$  – коэффициент однотипности ТТ (принимается равным 1 при разных ТТ или 0,5 при одинаковых);  $\epsilon$  – полная погрешность (принимается равной 0,1);  $I^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ или наибольшее значение тока асинхронного хода.

Необходимое число тормозных витков определяется по выражению

$$w_{т,расч} = k_n I_{нб,расч} w_{раб} / I_t \operatorname{tg} \alpha,$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности (принимается равным 1,6);  $I_t$  – тормозной ток (равен току  $I^{(3)}$ );  $\operatorname{tg} \alpha$  – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной к тормозной характеристике (принимается равным 0,75).

Принимается ответвление тормозной обмотки с ближайшим большим числом витков.

Чувствительность защиты проверять не требуется, так как она всегда выше необходимой согласно ПУЭ.

**Поперечная дифференциальная защита генератора.** Назначение. От витковых замыканий в обмотке статора.

**Выполнение защиты.** Защита выполняется односистемной на реле РТ-40/Ф с фильтром высших гармоник. Это реле присоединяется к ТТ с коэффициентом трансформации от 1500/5 до 2500/5, врезанному в перемычку между нейтральными параллельных обмоток статора.

**Уставки.** Первичный ток срабатывания при проектировании принимается равным  $0,2I_{ном}$  генератора. При наладке ток срабатывания уточняется по результатам измерений тока небаланса и существенно снижается.

**Защита от замыканий на землю в обмотке статора.** **Выполнение и типы защиты.** На генераторах энергоблоков в качестве защиты от замыканий на землю, как правило, устанавливается блок-реле БРЭ1301, состоящее из органов напряжения 1-й и 3-й гармоник и охватывающее всю обмотку статора без зоны нечувствительности [44.23].

БРЭ1301 выпускается в двух исполнениях (защиты ЗЗГ-11 и ЗЗГ-12). Орган 1-й гармоники в обоих исполнениях называется «реле напряжения» и выполняется одинаково. Он реагирует на напряжение нулевой последовательности 1-й гармоники; его уставки могут регулироваться в пределах 5–20 В. В БРЭ1301 предусмотрена блокировка этого органа при однофазных КЗ на стороне ВН блока с помощью реле напряжения обратной последовательности.

Орган 3-й гармоники в защите ЗЗГ-11 реагирует на относительное результирующее сопротивление 3-й гармоники обмотки статора со стороны нейтрали на землю и называется «реле сопротивления» (или «реле с торможением»). Уставки относительного сопротивления срабатывания (в относительных единицах) могут изменяться в пределах 0,3–3 (этому соответствуют коэффициенты торможения  $k_T = 1/Z_{*cp}$ ).

В защите ЗЗГ-12 орган 3-й гармоники реагирует на производную по времени при быстром возрастании напряжения 3-й гармоники на выводах генератора (с постоянной времени  $T < 0,3$  с) и называется «реле производной». Уставки реле производной не регулируются.

К органам защиты подается напряжение нулевой последовательности от трансформаторов напряжения (ТН) соответственно через фильтры 1- и 3-й гармоник.

В защите ЗЗГ-11 реле напряжения включается на ТН со стороны нейтрали, а к реле сопротивления (реле с торможением) подается выпрямленная сумма напряжений 3-й гармоники от ТН в нейтрали и на выводах генератора – рабочее напряжение  $|\underline{U}_n + \underline{U}_n|$  и тормозное выпрямленное напряжение 3-й гармоники со стороны нейтрали  $|\underline{U}_n|$ , при этом

$$Z_{*cp} = \frac{|\underline{U}_n|}{|\underline{U}_n + \underline{U}_n|} \text{ и } k_T = 1/Z_{*cp}.$$

В защите ЗЗГ-12 реле напряжения и реле производной присоединяются к ТН на выводах генератора.

При выборе исполнения защиты следует учитывать, что для защиты ЗЗГ-12 не требуется установка ТН в нейтрали генератора. Однако эта защита неэффективна при отсутствии переходного процесса (например, при постепенном снижении уровня изоляции обмотки статора или при подъеме с нуля напряжения на поврежденном генераторе). Учитывая это, для мощных генераторов предпочтительнее защита ЗЗГ-11.

**Уставки защиты.** Уставка органа 1-й гармоники в обоих исполнениях защиты по

условию отстройки от непродолжительных снижений уровня изоляции в процессе эксплуатации должна быть не менее 10 В (рекомендуется 10–15 В).

Для органа 3-й гармоники ЗЗГ-11 следует принимать  $Z_{*cp} = 1,5$  или  $k_T = 0,67$ .

Для отстройки от возможных кратковременных срабатываний защиты в переходных режимах на ее выходе должна быть выдержка времени порядка 0,5 с.

**Защита от замыканий на землю в обмотке ротора.** Для сигнализации замыканий на землю в обмотке ротора и в цепях возбуждения устанавливают защиту КЗР-3, выполняемую с наложением на цепь возбуждения переменного тока частотой 25 Гц [44.24].

**Защита трансформатора (автотрансформатора) блока.** Дифференциальная защита трансформатора (АТ) и резервная дифференциальная защита блока выполняются на реле ДЗТ-21 в соответствии с § 44.4. В цепи дифференциальной защиты трансформатора блока должны включаться трансформаторы тока ответвлений на собственные нужды и на питание потребителей, если при минимальном токе срабатывания она не отстроена от КЗ за трансформатором (или реактором) ответвления.

Резервная дифференциальная защита может быть грубее основной. Она должна отстраиваться по току срабатывания от КЗ за трансформатором собственных нужд (ток ответвления в защиту не подается). На выходе резервной дифференциальной защиты предусматривают выдержку времени около 0,3 с для отстройки по времени от дифференциальной защиты генератора.

Газовая защита, контроль изоляции вводов 500 кВ и выше, дифференциальная защита ошиновки ВН трансформатора выполняются в соответствии с § 44.4.

**Защита от внешних КЗ на землю.** *Выполнение защиты.* Токовая защита нулевой последовательности выполняется с помощью двух токовых реле РТ-40, включенных на ток нейтрали трансформатора блока и во вторичную цепь трансформатора тока, встроенного в силовую трансформатор.

Одно из реле предназначено для резервирования защит от КЗ на землю смежных элементов сети ВН. С помощью второго, более чувствительного реле осуществляется деление шин ВН и ускоренная ликвидация неполнофазных режимов (ускорение создается при замыкании контура непереключения фаз, но на выключателе, общем с линией, оно исключается на время цикла ОАПВ).

**Уставки защиты.** Уставка более грубого реле (резервной защиты) выбирается по условию согласования с наиболее чувствительны-



ми ступенями защиты от замыканий на землю отходящих линий.

Уставка более чувствительного реле деления шин выбирается по меньшему из двух значений:

согласования с уставкой более грубого реле

$$I_{c,3} = I_{c,3,рез}/1,05;$$

надежного действия в режиме неполнофазного отключения блока при минимальной нагрузке

$$I_{c,3} \leq I_{min}/k_{ч} = 0,4I_{ном}/1,2.$$

**Защита от повышения напряжения.** Назначение. Защита предназначена для предотвращения недопустимого повышения напряжения.

**Выполнение защиты.** На блоках с турбогенераторами защита должна действовать в режиме ХХ (вводится в действие при исчезновении тока в реле РТ-40/Р в схеме УРОВ) на гашение поля без выдержки времени. При отключении генератора от сети защита автоматически вводится в действие с выдержкой времени около 3 с, перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе из-за сброса нагрузки. Выполняется на максимальном реле напряжения РСН14-30 с высоким коэффициентом возврата ( $k_{в} = 0,95$ ); питание логической схемы реле осуществляется постоянным током 220 В.

На блоках с гидрогенераторами защита должна действовать на отключение генератора от сети и гашение поля в случаях повышения напряжения из-за сброса нагрузки. Выполняется на максимальном реле напряжения РН-53/200.

На мощных гидрогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток дополняется II ступень для использования в режиме холостого хода, выполняемая так же, как и на турбогенераторах.

**Уставки.** На блоках с турбогенераторами  $U_{c,3} = 1,2U_{ном}$ . На блоках с гидрогенераторами  $U_{c,3} = 1,5U_{ном}$ , выдержка времени 0,5 с.

**Токовая защита обратной последовательности.** Назначение. От внешних несимметричных КЗ (отсечки) и от несимметричной перегрузки (интегральный орган).

**Выполнение защиты.** Применяется фильтр-реле РТФ-6М [44.25] с зависимой интегральной характеристикой выдержки времени, соответствующей принятому уравнению тепловой характеристики генератора

$$I_{*2}^2 t_{доп} = A,$$

где  $A$  — постоянная установленная заводом изготовителем;  $t_{доп}$  — допустимая длительность тока  $I_{*2}$  в генераторе.

РТФ-6М содержит фильтр тока обратной

последовательности (ФТОП), орган с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени, два токовых органа без выдержки времени (отсечки) и сигнальный орган. На выходе ФТОП имеется входное преобразовательное устройство, предназначенное для настройки устройства РТФ-6М на заданный вторичный номинальный ток генератора при его значениях  $(0,7 - 1)I_{ном}$  фильтр-реле.

Фильтр-реле выпускаются на номинальный ток 5 и 10 А с диапазонами уставок  $A$ , равными 5—10, 10—20 и 20—45.

Диапазон уставок по току  $I_{2ср}$  на входе фильтра: для сигнального органа  $(0,05 - 0,15)I_{ном}$ , для более чувствительной отсечки 1 он составляет  $(0,4 - 1,2)I_{ном}$ , а для отсечки 2 —  $(0,7 - 1,9)I_{ном}$ .

**Уставки защиты от внешних несимметричных КЗ.** Ток срабатывания отсечки 1 выбирается по условию согласования с III—IV ступенями резервных защит от междуфазных КЗ присоединений на стороне ВН блока. При использовании отсечки 1 для деления шин ток срабатывания можно принять  $I_{*2ср} = 0,4 \div 0,6$ .

Ток срабатывания отсечки 2 согласовывается с уставками первых ступеней тех же резервных защит присоединений на стороне ВН блока.

**Уставки защиты от несимметричной перегрузки.** Уставка  $A$  на интегральном органе принимается соответствующей значению этой постоянной для защищаемого генератора. На сигнальном органе рекомендуется устанавливать  $I_{*2c,3} = 1,05$ .

**Дистанционная защита.** Назначение. От внешних симметричных КЗ.

**Выполнение защиты.** Защита выполняется одноступенчатой на одном из трех реле сопротивления в блок-реле БРЭ2801 (из двух других еще одно реле сопротивления используется в защите от потери возбуждения).

На реле сопротивления подается разность токов трансформаторов тока, установленных на двух фазах линейных (или нулевых) выводов генератора и междуфазное напряжение от ТН со стороны линейных выводов генератора. Номинальный ток БРЭ2801 5 или 10 А.

Угол максимальной чувствительности реле сопротивления может устанавливаться равным  $\varphi_{max} = 65 \div 80^\circ$ .

Для дистанционной защиты целесообразно использовать круговую или эллиптическую характеристику сопротивления срабатывания, расположенную в I квадранте комплексной плоскости и охватывающую начало координат за счет смещения в III квадрант.

**Уставки защиты** [44.24]. Сопротивление срабатывания определяется по условию отстройки от наибольшей реально возможной

нагрузки. Сопротивление нагрузки

$$Z_H = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3}I_H},$$

где  $I_H$  — максимальное значение тока генератора при кратковременной допустимой перегрузке (принимается  $1,5I_{\text{ном}}$ );  $U_{\min}$  — минимальное напряжение на выводах генератора (можно принять  $0,95U_{\text{ном}}$ ).

При круговой характеристике сопротивления срабатывания защиты

$$Z_{c,3} = \frac{Z_H}{k_H k_B \cos(\varphi_{\text{чmax}} - \varphi_H)},$$

где  $k_H$  — коэффициент надежности, равный 1,2;  $k_B$  — коэффициент возврата реле (не превышает 1,07);  $\varphi_H$  — угол нагрузки.

Угол нагрузки в условиях перегрузки можно определить исходя из номинального  $\cos \varphi_{\text{ном}}$  для данного генератора, установленного заводом-изготовителем, и неизменности активной мощности на валу генератора [44.24], используя выражение

$$\cos \varphi_H = \cos \varphi_{\text{ном}} / I_{*H} U_{* \text{мин}}.$$

При эллиптической характеристике максимальная зона действия защиты должна быть отстроена от сопротивления наибольшей нагрузки, совпадающего с большой осью эллипса, с небольшим расчетным запасом. Эту нагрузку можно считать индуктивной.

Наибольшее допустимое значение индуктивной нагрузки составляет  $0,8P_{\text{ном}}$  [44.21]. Этому соответствует

$$Z_{H, \text{инд}} = U_{\min}^2 / 0,8P_{\text{ном}}.$$

Сопротивление срабатывания (большая ось эллипса)

$$Z_{c,3 \text{max}} = Z_{H, \text{инд}} / k_H k_B.$$

Малая ось эллипса должна быть не более  $Z_{c,3}$  при круговой характеристике.

Коэффициент эллиптичности определяется по выражению

$$k_3 \leq Z_{c,3} / Z_{c,3 \text{max}},$$

исходя из возможного приближения уставки  $Z_{c,3 \text{max}}$  к расчетной.

**Защита от симметричной перегрузки.** Назначение. Сигнализировать о возникновении симметричной перегрузки.

**Выполнение защиты.** Защита выполняется на реле РТВК с высоким коэффициентом возврата ( $k_B = 0,9$ ), включенном в одну из фаз вторичной цепи ТТ. Номинальный ток РТВК 5 А.

**Уставки.** Первичный ток срабатывания защиты

$$I_{c,3} = \frac{k_H}{k_B} I_{\text{ном}},$$

где  $k_H$  — коэффициент надежности, принимается равным 1,05;  $I_{\text{ном}}$  — номинальный ток генератора.

**Защита от перегрузки ротора.** Назначение. Предотвращение повреждений генератора при перегрузке обмотки ротора.

**Выполнение защиты.** Для осуществления защиты применяется устройство РЗР-1М [44.25] с двумя ступенями действия, каждая из которых имеет свою зависимую интегральную характеристику выдержки времени. Первая ступень используется для двухступенчатого развозбуждения генератора, а вторая действует на отключение.

РЗР-1М выпускается в двух исполнениях, отличающихся выдержками времени. При двойной кратности тока выдержка времени II ступени (действующей на отключение) I исполнения 20 с, а II исполнения 30 с.

Выдержки времени первой ступени в обоих исполнениях ниже второй ступени на 20%.

Защита имеет номинальный ток 2,5 А и включается на трансформатор постоянного тока И-514 или на трансформатор тока на входе тиристорного преобразователя (на генераторах единой серии и на генераторах с высокочастотным возбуждением). На генераторах с бесщеточным возбуждением защита подключается к индукционному датчику тока ИКДТ.

В защите имеется входное преобразовательное устройство, позволяющее настроить РЗР-1М на заданный номинальный вторичный ток ротора при его значениях  $(0,7 - 1,2)I_{\text{ном}}$  устройства. В защите имеются сигнальный орган и пусковой орган. Диапазон уставок сигнального органа  $(1 - 1,2)I_{\text{рот, ном}}$  — рекомендуется 1,05, пускового органа защиты  $(1,05 - 1,25)I_{\text{рот, ном}}$  — рекомендуется 1,1.

**Защита от потери возбуждения.** Назначение. Выявление потери возбуждения и перевод генератора в допустимый асинхронный режим (разгрузка генератора, торможение турбины и шунтирование обмотки ротора гасительным сопротивлением) или отключение блока, если асинхронный режим недопустим.

**Выполнение защиты.** Защита выполняется на реле сопротивления [44.26] в блок-реле БРЭ 2801, другое реле в котором используется для дистанционной защиты.

На защиту подается разность токов двух фаз от ТТ на выводах или в нейтрали генератора и междуфазное напряжение от ТН на выводах генератора.

Реле включается так, чтобы его круговая характеристика размещалась в III и IV квадрантах комплексной плоскости сопротивлений.

*Уставка.* Угол максимальной чувствительности  $\varphi_{\text{чтлх}} = 80^\circ$ . Диаметр окружности характеристики  $Z_{\text{уст}} = 1,1x_d$ ; смещение в III квадрант  $Z_{\text{см}} = 0,4x_d$ , выдержка времени 1–2 с.

Для предотвращения запрета ресинхронизации генератора и для ограничения длительности разгрузки блока воздействие защиты на гашение поля и на разгрузку выполняется импульсным.

Для обеспечения возможности самосинхронизации генератора защита автоматически вводится в действие примерно через 1 с после появления тока в статоре генератора.

**Защита от асинхронного режима без потери возбуждения.** Для предотвращения асинхронного режима возбужденного генератора обычно используются средства противоаварийной автоматики (устройства автоматического прекращения асинхронного хода – АПАХ), воздействующие на разгрузку турбин либо на деление энергосистемы. В дальнейшем целесообразна установка более совершенных устройств (после завершения их разработок и освоения производства) на каждом мощном генераторе.

**Пуск устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).** УРОВ пускается защитами, действующими на отключение резервируемого выключателя с двойным контролем проходящего через него тока (с помощью двух взаимно резервируемых токовых реле).

Уставка реле контроля в долях номинального тока энергоблока принимается по большому значению из условий:

использования минимальной уставки реле  $I_{\text{сртин}}$ ; отстройки от емкостного тока линии (для УРОВ общего для энергоблока и линии ВН выключателя)

$$I_{\text{ср}} = k_n I_{\text{с}},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, равный примерно 1,2–1,3.

Чувствительность токовых реле контроля на стороне ВН блока при КЗ за рабочим трансформатором собственных нужд (ТСН), как правило, намного ниже чувствительности дифференциальной защиты рабочего ТСН, что существенно снижает эффективность УРОВ при повреждениях этого ТСН.

В связи с этим на трансформаторы тока со стороны ВН рабочего ТСН включают два токовых реле РТ-40/Р. При срабатывании этих реле и дифференциальной защиты рабочего ТСН шунтируются контакты реле контроля тока отказавшего выключателя в схеме УРОВ на стороне ВН блока.

При наличии выключателя в цепи генератора УРОВ этого выключателя пускается защитами генератора и технологическими защитами блока с контролем тока двумя токовыми реле РТ-40/Р с минимальными уставками.

**Выходные цепи защиты.** С целью повышения надежности ближнего резервирования для основных и резервных защит осуществляется раздельное питание цепей постоянного тока от разных автоматических выключателей и устанавливаются отдельные выходные реле.

Для выполнения одинаковых функций разными устройствами резервных защит одного блока используются общие выходные реле. При этом для сокращения их количества они включаются параллельно через разделительные диоды, разрешающие каждой защите действовать только на свои выходные реле и запрещающие воздействие на другие выходные реле.

Через выходные цепи основных защит блока на его отключение действуют также устройства пожаротушения трансформаторов блока типа УСПП, выполняемые с помощью специальных датчиков пожара, размещаемых непосредственно на баках трансформаторов. Кроме того, в выходные цепи основных и резервных защит блока действуют защиты рабочего ТСН.

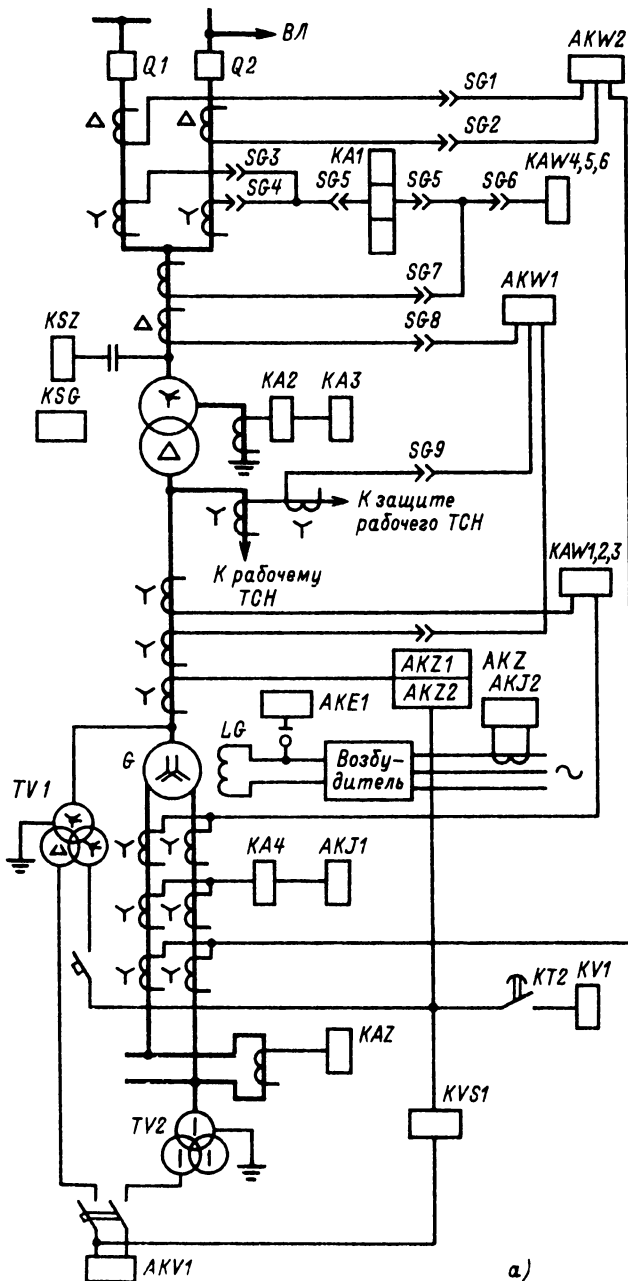
**Сигнализация.** Срабатывание основных и резервных защит сигнализируется с помощью сигнальных реле типа РЭУ11 в выходных цепях. РЭУ11 могут быть как серийными, так и шунтовыми и имеют по одному самовозвращающемуся контакту и по два контакта с ручным возвратом (кнопкой). Последние используются для световой (табло) и звуковой сигнализации. Самовозвращающийся контакт служит для фиксации срабатывания в управляющей вычислительной системе (УВС).

**Пример построения схемы защиты блока генератор – трансформатор.** Электрооборудование блока: турбогенератор типа ТВВ-500-2, мощностью 500 МВт;  $U_{\text{ном}} = 20$  кВ;  $\cos \varphi = 0,85$ . Трансформатор типа ТЦ 525/20 кВ, мощностью 630 МВ·А.

Блок присоединен к ОРУ 500 кВ с «полупортной» схемой и секционированными обеими системами шин.

Схема защиты блока приведена на рис. 44.48.

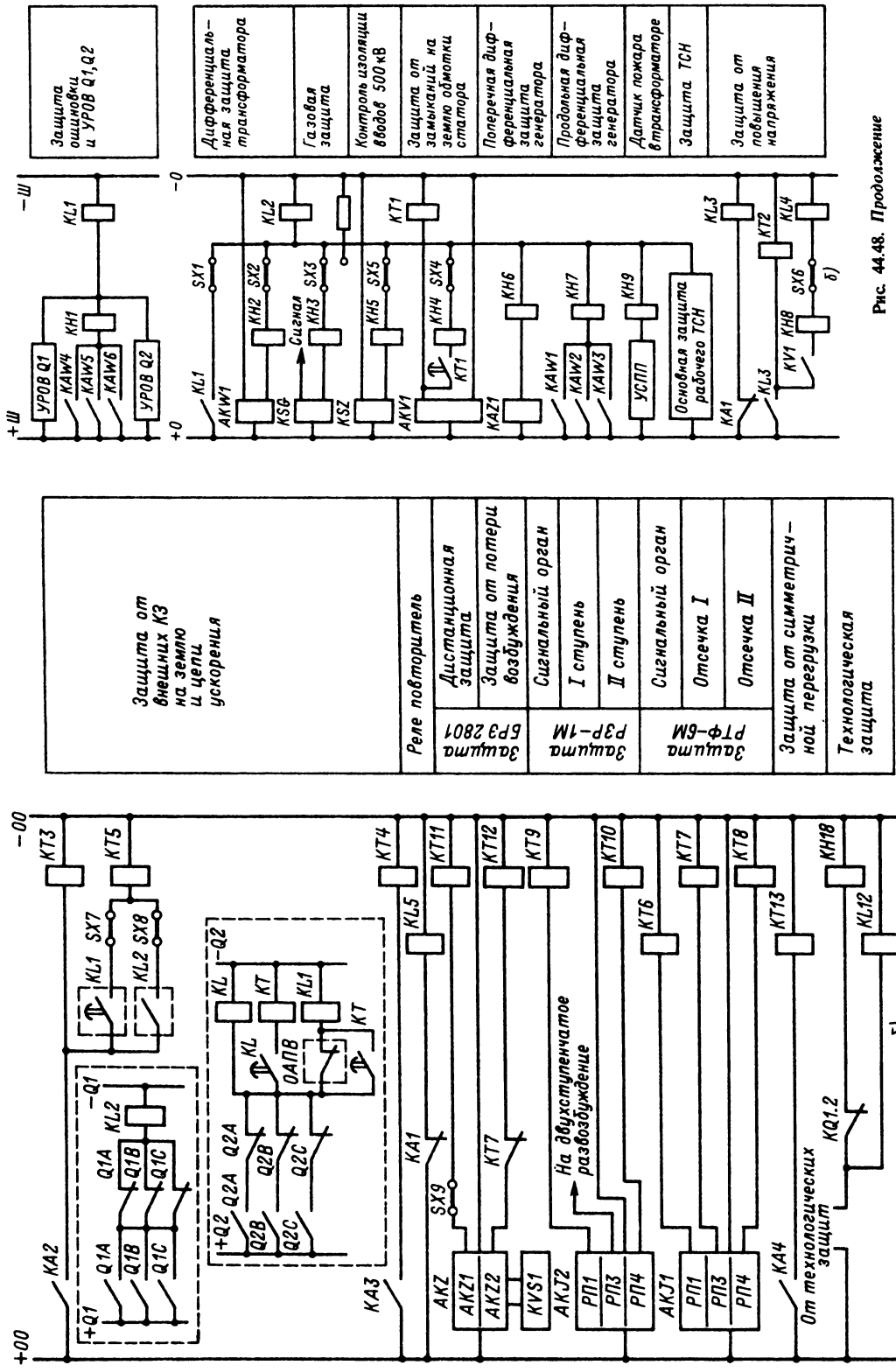
**Примечание.** В выходных цепях основных и резервных защит для большей наглядности схемы условно показано по одному общему для разных защит выходному реле. Их количество должно уточняться в зависимости от исполнения по числу контактов применяемых промежуточных реле.



Резервная дифференциальная защита блока
Защита охиновки и реле УРОВ Q1, Q2
Дифференциальная защита трансформатора и устройство КИВ
Защита от внешних КЗ на землю на стороне ВН
Продольная дифференциальная защита генератора
Дистанционная защита и защита от потери возбуждения
Защита ротора от перегрузки и от замыканий на землю
Защита от симметричной и от несимметричной перегрузки
Защита от повышения напряжения
Поперечная дифференциальная защита
Блокировка КРБ-12
Защита от замыканий на землю обмотки статора

Рис. 44.48. Схема релейной защиты блока генератор – трансформатор:

а – цепи переменного тока; б – цепи постоянного тока; в – цепи отключения и сигнализации



Защита отшибов и УРОВ Q1, Q2

Дифференциальная защита трансформатора  
Газовая защита  
Контроль изоляции вводов 500 кВ  
Защита от замыканий на землю обмотки статора  
Поперечная дифференциальная защита генератора  
Продольная дифференциальная защита генератора  
Датчик пожара в трансформаторе  
Защита ТСН  
Защита от повышения напряжения

Защита от внешних КЗ на землю и цепи ускорения

Реле повторитель  
Дистанционная защита  
Защита от потери возбуждения  
Сигнальный орган I ступень  
Сигнальный орган II ступень  
Сигнальный орган  
Отсечка I  
Отсечка II  
Защита от симметричной перегрузки  
Технологическая защита

Рис. 44.48. Продолжение

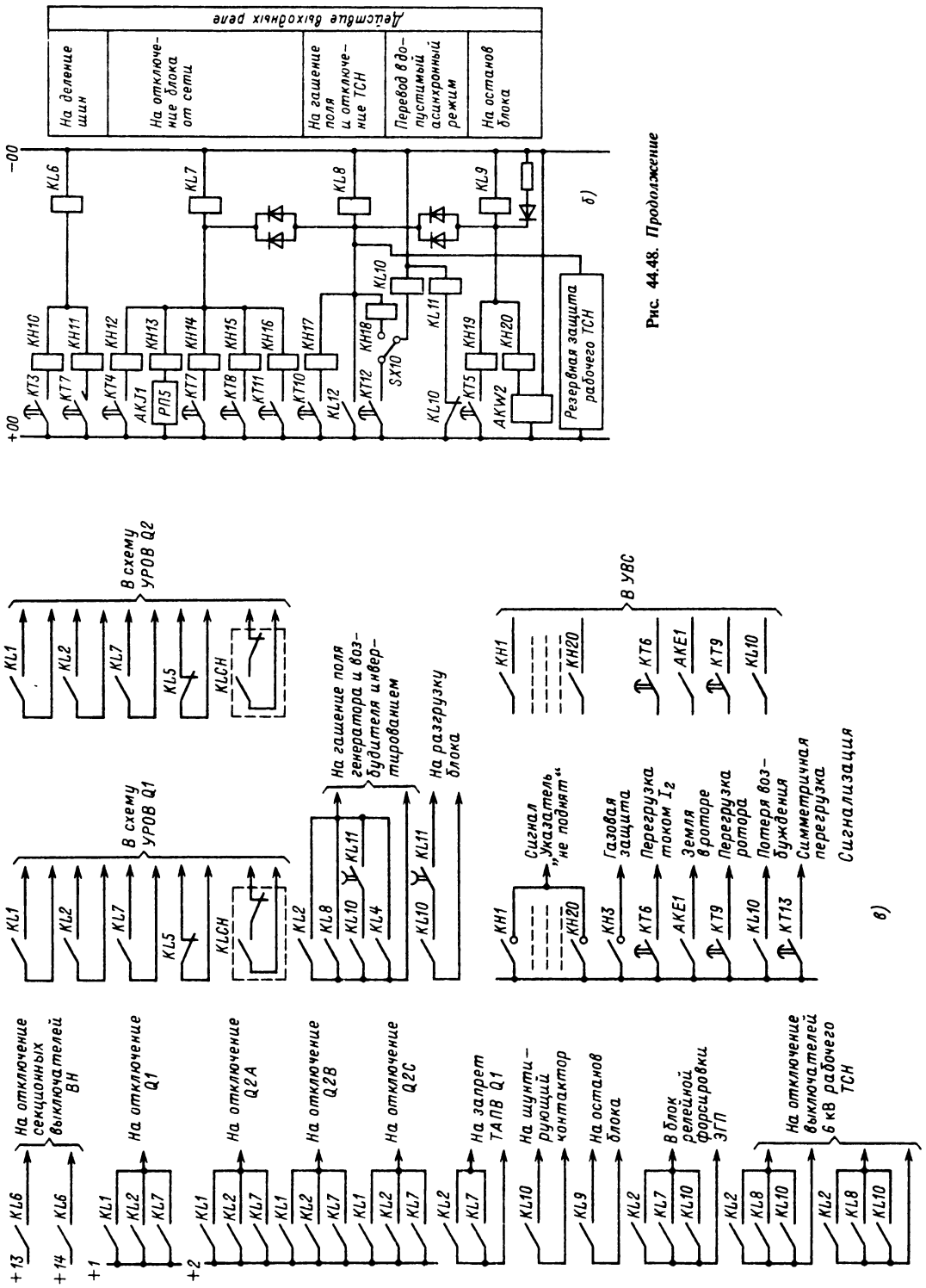


Рис. 44.48. Продолжение

в)

#### 44.10. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В кабельной сети 6 кВ собственных нужд (СН) наиболее частым видом повреждения являются однофазные замыкания на землю. Учитывая, что они обычно сопровождаются значительными внутренними перенапряжениями, способствующими развитию повреждения, замыкания на землю в любой точке сети необходимо по возможности быстро отключать.

Для обеспечения надежного стабильного режима без значительных колебаний напряжения при замыкании на землю на каждой рабочей секции 6 кВ СН устанавливают заземляющий трансформатор с резистором, создающим при замыкании на землю активный ток 30–40 А. Защиту от замыканий на землю устанавливают на всех электродвигателях и других присоединениях СН и выполняют действующей на отключение.

Основными защитами от междуфазных КЗ в сети 6 кВ СН являются защиты присоединений рабочих секций, а резервными — защиты вводов к этим секциям.

Для предотвращения нарушений технологического режима работы энергоблоков и исключения возгораний кабелей 6 кВ при КЗ на любом участке сети СН, должно обеспечиваться надежное резервирование основных защит и отказов выключателей. Выдержка времени резервной защиты (защиты вводов на секции 6 кВ) не должна превышать 0,3–0,5 с.

При выдержке времени менее 0,5 с существенно повышается вероятность излишних срабатываний резервной токовой защиты с комбинированным пуском напряжения при междуфазных КЗ на стороне ВН ТСН и энергоблока (от таких КЗ не могут быть отстроены реле напряжения обратной последовательности в схеме комбинированного пуска напряжения). В то же время пуск напряжения существенно ограничивает зону действия защиты при трехфазных КЗ и протяженность резервируемых кабелей. В связи с указанным вместо токовой защиты с пуском напряжения в системе СН 6 кВ применяется дистанционная защита.

Она устанавливается на стороне ВН рабочего и резервного ТСН, на стороне НН в цепи каждой расщепленной обмотки ТСН (на рабочем ТСН она является защитой рабочего ввода к секции 6 кВ СН, а на резервном ТСН — защитой ввода к магистрали резервного питания) и на вводе резервного

питания секции 6 кВ СН от магистрали резервного питания.

Так как дистанционная защита на вводах рабочих секций 6 кВ может не полностью охватывать протяженные кабели присоединений, питающих удаленные нагрузки, для резервирования их защиты дополнительно устанавливается общее устройство резервирования. Оно включается на ток рабочего или резервного ввода и действует на его отключение с контролем тока в указанных протяженных кабелях или с контролем фазного угла в общей цепи.

При КЗ за ТСН 6/0,4 кВ (на стороне 0,4 кВ) это устройство нечувствительно.

Ликвидация такого КЗ резервируется только при отказе выключателя — с помощью УРОВ, пускающегося от защит ТСН 6/0,4 кВ и действующего на отключение вводов рабочей секции 6 кВ с контролем тока в этом ТСН.

На линии 6 кВ, питающей отдельную сборку шкафов КРУ 6 кВ (например, секцию надежного питания на АЭС), основная защита дифференциальная и резервная максимальная токовая с такой же выдержкой времени, как и на вводах к рабочей секции РУСН. При срабатывании токовых реле этой защиты защита вводов блокируется [44.27].

При действии дистанционной защиты рабочего ввода секции СН запрещается автоматическое включение резервного ввода (АВР).

#### Выполнение и расчет уставок релейной защиты собственных нужд

**Основные защиты ТСН мощностью 25–63 МВ·А.** Дифференциальная защита на реле ДЗТ-21 и газовая защита рабочих и резервных ТСН выполняются в соответствии с § 44.4.

**Дистанционная защита на стороне НН рабочего и резервного ТСН мощностью 25–63 МВ·А.** Назначение. На рабочем и резервном вводах к секции СН 6 кВ — защита шин секции и резервирование защиты присоединений этой секции. На вводе к магистрали резервного питания от резервного ТСН — резервирование защиты магистрали резервного питания.

**Выполнение защиты.** Защита выполняется на блок-реле БРЭ2801. На рабочих вводах к секциям СН 6 кВ и на вводах магистрали резервного питания защита включается на ток и напряжения соответствующей расщепленной обмотки рабочего и резервного ТСН, на резервных вводах к секциям СН 6 кВ от магистрали резервного питания — на ток указанных вводов и напряжение соответствующей секции СН 6 кВ.

**Уставки защиты.** Сопротивление срабатывания определяется по условию отстройки от индуктивного сопротивления полностью остановленных электродвигателей, участвующих в самозапуске:

$$Z_{c,з} = \frac{k_n}{k_b} \frac{U_{ном,дв}}{\sqrt{3} k_{п,ср} k_{нагр} I_{ном ТСН}}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, равный 0,85;  $k_b$  – коэффициент возврата реле сопротивления;  $k_{п,ср}$  – среднее значение пускового коэффициента двигателей (можно принять равным 6);  $k_{нагр}$  – отношение суммарной полной мощности самозапускающихся двигателей к мощности расщепленной обмотки ТСН;  $U_{ном,дв}$  –

номинальное напряжение электродвигателей (обычно 6 кВ).

В защите используется круговая характеристика сопротивления срабатывания с центром в начале координат.

Для защиты рабочих и резервных вводов к секции СН принимается  $k_{нагр} = 1,2$ , для вводов к магистрали резервного питания –  $k_{нагр} = 1,5$ .

Чувствительность защиты оценивается по отношению  $Z_{c,з}$  к наибольшему полному сопротивлению кабеля, присоединенного к данной секции СН. Согласно ПУЭ оно должно быть не менее 1,2.

**Дистанционная защита на стороне ВН рабо-**

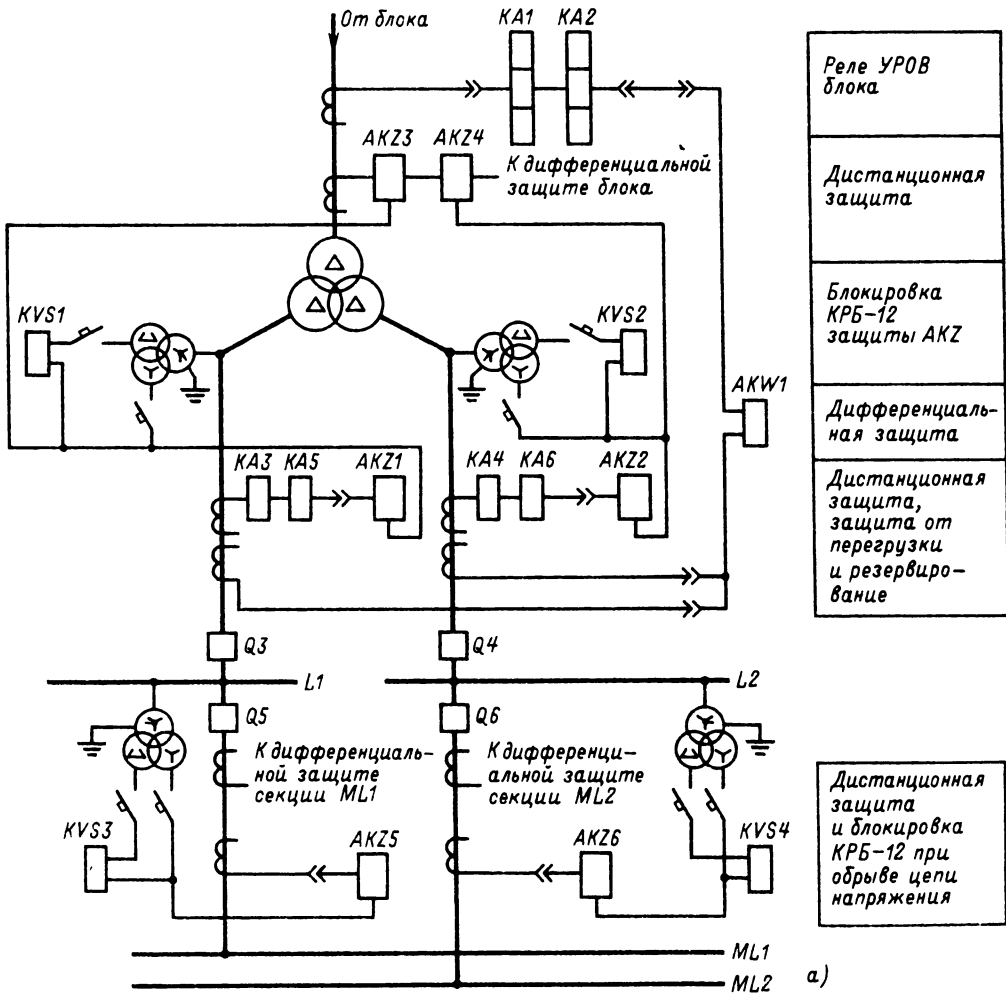


Рис. 44.49. Схема защиты рабочего ТСН:

а – цепи переменного тока; б – цепи постоянного тока; в – цепи сигнализации



чего и резервного ТСН мощностью 25–63 МВ·А. Назначение. Резервирование дифференциальной защиты ТСН.

Выполнение защиты. Для защиты используется блок-реле БРЭ2801. На стороне ВН

ТСН с расщепленными обмотками устанавливается по два комплекта дистанционной защиты. На каждый из них подается ток со стороны ВН и напряжение от ТН на выводах одной из расщепленных обмоток НН.

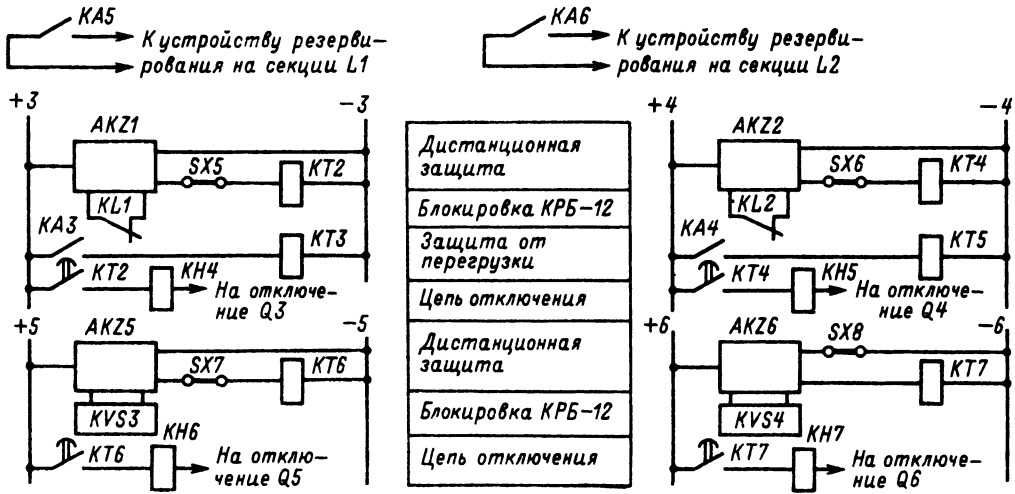
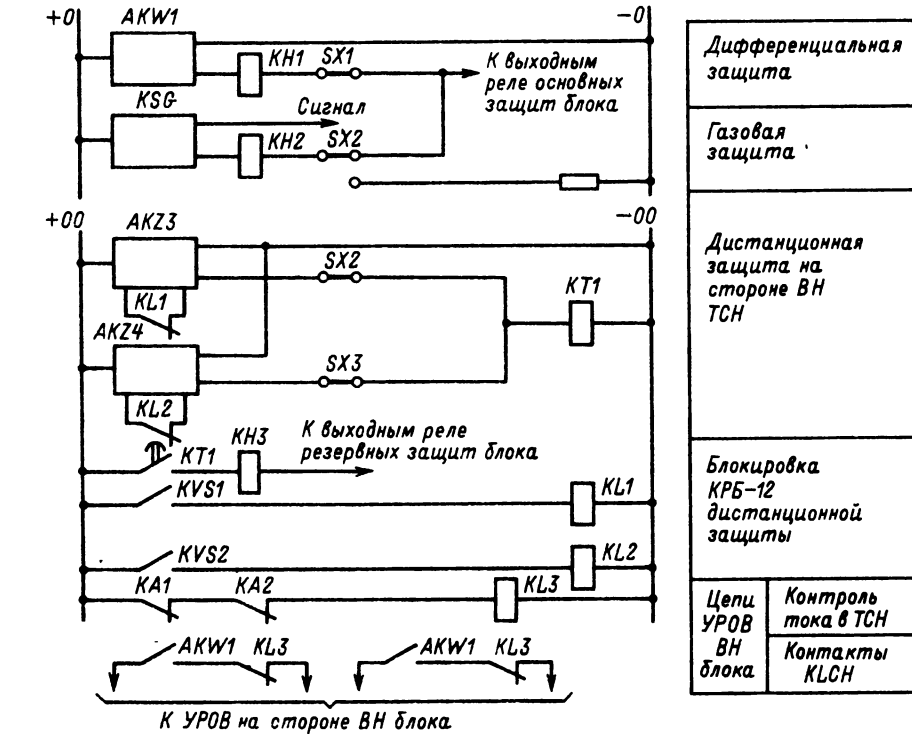


Рис. 44.49. Продолжение

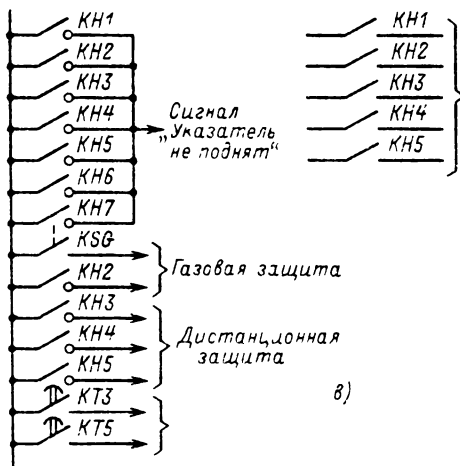


Рис. 44.49. Продолжение

**Уставки защиты.** Сопротивление срабатывания принимается в 2 раза меньше  $Z_{ср}$  для защиты стороны НН того же ТСН.

**Основная защита магистрали резервного питания. Назначение.** От междуфазных КЗ на магистрали.

**Выполнение защиты.** В качестве основной на магистрали резервного питания устанавливается дифференциальная защита на реле РНТ-561 в двухфазном исполнении. При секционировании магистрали выключателями дифференциальная защита устанавливается отдельно для каждой секции. Защита включается на сумму токов ТТ всех питающих и отходящих присоединений магистрали.

**Пример построения схемы защиты рабочего ТСН мощностью 25–63 МВ·А**

Трансформатор 20/6,3/6,3 кВ, мощностью 40 МВ·А, подключенный к блоку ответвлением без выключателя. Схема защиты дана на рис. 44.49.

Сигнализация при срабатывании устройств защиты подается от сигнальных реле KH1–KH7 на вызов персонала и на световые табло. О срабатывании защит, действующих на отключение энергоблока, сигналы также подаются в УВС.

**Защита резервного ТСН мощностью 25–63 МВ·А**

Основные защиты (дифференциальная и газовая) на резервном ТСН применяются такие же, как и на рабочем ТСН. Однако устройства защиты со стороны ВН на рабочем ТСН всегда включаются на ТТ, встроенные

в трансформатор, а на резервном ТСН – обычно на выносные или встроенные в выключатель. В связи с этим для резервных ТСН, присоединяемых к двойной системе шин, предусматривается перевод дифференциальной и резервной защит на ТТ обходного выключателя.

Кроме того, со стороны ВН резервного ТСН для повышения быстроты действия резервной защиты дополнительно устанавливается токовая отсечка, отстроенная по току срабатывания от КЗ на стороне НН.

Защита со стороны НН резервного ТСН такая же, как и на рабочем ТСН.

**Защита от замыканий на землю**

**Заземляющий трансформатор.** Для создания активного тока используется сухой трансформатор типа ТСЗК-63-10; 10,5/0,4 кВ, мощностью 63 кВ·А, со схемой  $Y_0/\Delta$ ,  $u_k = 5,5\%$ .

Нейтраль трансформатора заземляется через бетэловый резистор, состоящий из двух соединенных параллельно элементов РШ с  $U_{ном} = 6$  кВ по 200 Ом. Общее сопротивление резистора  $r_R = 100$  Ом.

Сопротивление трансформатора

$$X_T = \frac{u_k}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_T} = \frac{5,5}{100} \frac{10,5^2}{63 \cdot 10^{-3}} = 96 \text{ Ом.}$$

При металлическом замыкании на землю ток в нейтрали

$$I_N = \frac{3U_0}{3R + jX_T} = \frac{3 \cdot 6300/\sqrt{3}}{\sqrt{(3 \cdot 100)^2 + 96^2}} \approx 35 \text{ А.}$$

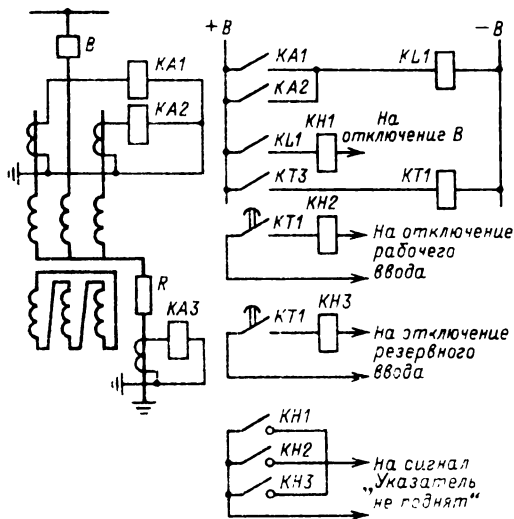


Рис. 44.50. Схема включения заземляющего трансформатора

Трансформатор присоединяется к шинам секции СН 6 кВ через выключатель и защищается охватывающей и сторону НН токовой отсечкой.

На ток заземляющего трансформатора включена защита на реле РТЗ-51, присоединенном к ТТ нулевой последовательности ТЗЛ в нейтрали. Эта защита является резервной ко всем защитам от замыканий на землю в сети СН, питающейся от данной секции. Кроме того, она предназначена для отключения замыканий на землю на шинах секции СН и в обмотке 6 кВ ТСН, питающей эту секцию.

Защита действует на отключение рабочего и резервного вводов на секцию. При отключении этой защитой рабочего ввода АВР не запрещается.

Схема включения заземляющего трансформатора приведена на рис. 44.50.

#### Список литературы

- 44.1. Правила устройства электротехнических установок. М.: Энергия, 1985. 480 с.
- 44.2. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сегей. М.: Энергоатомиздат, 1984. 520 с.
- 44.3. Алимов Ю. Н., Сушко В. А. Состояние и перспективы развития устройств релейной защиты и автоматики энергосистем // Электротехника, 1985, № 8. С. 2–5.
- 44.4. Дистанционная и токовая защита линий ЩДЭ 2801/А. Н. Бирг, Г. С. Нудельман, Э. К. Федоров и др. // Электрические станции, 1984, № 9, С. 52–55.
- 44.5. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ. Расчеты. М.: Энергия, 1980. 88 с.
- 44.6. Панель высокочастотной защиты для линий электропередачи напряжением 110–330 кВ/Н. А. Дони, Л. А. Надель, А. М. Наумов, Я. С. Гельфанд // Электротехническая промышленность. Сер. АНН, 1983, № 6/109/ С. 23–25.
- 44.7. Кальманович М. А., Штемпель Е. П. Новый приемопередатчик АВЗК-80 для каналов релейной защиты // Труды ВНИИЭ. Каналы связи в энергосистемах. М.: Энергоиздат, 1981. С. 25–31.
- 44.8. Гельфанд Я. С., Левуш А. И., Наумов А. М. Анализ чувствительности направленной фильтровой защиты при изменении частоты в энергосистемах // Изв. вузов. Энергетика, 1985, № 2. С. 38–40.
- 44.9. Федоров Э. К., Шверсон Э. М. Панель дистанционной защиты ПДЭ 2001 (ДЗ-751). М.: Энергоатомиздат, 1985. 96 с.
- 44.10. Темкина Р. В. Измерительные органы релейной защиты на интегральных микросхемах // М.: Энергоатомиздат, 1985. 240 с.
- 44.11. Панель высокочастотной защиты типа ПДЭ 2003 для линий электропередачи напряжением 500–750 кВ/Н. А. Дони, А. И. Левуш, Л. А. Надель, А. М. Наумов // Электротехническая промышленность. Сер. АНН, 1984, вып. 110, С. 20–21.
- 44.12. Реле направления мощности обратной последовательности/Н. А. Дони, А. И. Левуш, Л. А. Надель, А. М. Наумов // Электротехника, 1985, № 8. С. 52–55.
- 44.13. Левуш А. И., Медведева Л. Н., Сапир Е. Д. Принципы выполнения одноперiodной высокочастотной защиты ВЛ 750 кВ // Электричество, 1973, № 8. С. 1–9.
- 44.14. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 44.15. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов 110–500 кВ. Схемы. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 44.16. Кожин А. Н., Рубинчик В. А. Релейная защита линии электропередачи с ответвлениями. М.: Энергия, 1967. 264 с.
- 44.17. Левуш А. И., Сапир Е. Д. Особенности проверки органа манипуляции ВЧ передатчика защиты ДФЗ-503 на ВЛ большой протяженности // Электрические станции, 1977, № 11. С. 71–73.
- 44.18. Микуцкий Г. В. Каналы высокочастотной связи для релейной защиты и автоматики. М.: Энергия, 1977. 311 с.
- 44.19. Кочетов В. В., Якубсон Г. Г., Сапир Е. Д. Наладка и эксплуатация релейной части дифференциально-фазных высокочастотных защит линий 400–500 кВ. М.: Госэнергоиздат, 1962. 239 с.
- 44.20. А. с. 1051640 (СССР). Устройство для манипуляции ВЧ передатчиком дифференциально-фазных защит/Н. А. Дони, А. И. Левуш, Л. А. Надель, А. М. Наумов. Оpubл. в БИ, 1983, № 40.
- 44.21. Аномальные режимы работы крупных синхронных машин/Е. Я. Казовский и др. Л.: Наука, 1969. 429 с.
- 44.22. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976. 559 с.
- 44.23. Кискачи В. М. Защита генераторов энергоблоков от замыканий на землю в обмотке статора // Электричество, 1975, № 11, С. 25–31.
- 44.24. Вавин В. Н. Релейная защита блоков турбогенератор–трансформатор. М.: Энергоиздат, 1982. 255 с.
- 44.25. Реле защиты/В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов, Р. З. Розенблюм. М.: Энергия, 1976. 463 с.
- 44.26. Сравнительные испытания датчиков асинхронного режима турбогенераторов при потере возбуждения/Э. Л. Бронштейн, Ю. Я. Травина, А. Г. Шейнкман и др. // Электрические станции, 1979, № 6. С. 26–28.
- 44.27. Вавин В. Н. О релейной защите собственных нужд мощных ТЭС и АЭС // Электрические станции, 1983, № 2. С. 60–65.

## Раздел 45

# УПРАВЛЕНИЕ, КОНТРОЛЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

### СОДЕРЖАНИЕ

45.1. Общие принципы управления на электростанциях и подстанциях. Условные обозначения элементов вторичных схем . . . . .	659	(697). Схема избирательного измерения (697). Выполнение измерительных цепей тока и напряжения (701). Схемы синхронизации (701). Контроль изоляции оперативных цепей (703).	
45.2. Дистанционное управление на постоянном оперативном токе . . . . .	663	45.6. Питание вторичных цепей от шин аккумуляторных батарей . . . . .	705
Дистанционное управление выключателями с электромагнитным приводом (663). Дистанционное управление разъединителями (672). Дистанционное управление отделителями и короткозамыкателями (676). Избирательные схемы управления (677).		Общие принципы распределения постоянного тока (705). Схемы питания цепей управления, защиты и сигнализации (705).	
45.3. Электромагнитная блокировка разъединителей . . . . .	679	45.7. Управление и сигнализация на переменном оперативном токе . . . . .	707
45.4. Сигнализация на постоянном оперативном токе . . . . .	681	Источники оперативного переменного тока (707). Резервирование питания оперативных цепей (708). Дистанционное управление коммутационными аппаратами (709). Сигнализация (716).	
Общие сведения (681). Сигнализация положения (682). Аварийная сигнализация (683). Предупреждающая сигнализация (683). Сигнализация действия защиты и автоматики (695). Командная сигнализация (695).		45.8. Монтажные схемы . . . . .	719
45.5. Контроль . . . . .	697	Общие требования к монтажным схемам (719). Размещение аппаратуры вторичных цепей (719). Маркировка во вторичных цепях (719).	
Общие принципы и объем контроля		Список литературы . . . . .	721

#### 45.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ВТОРИЧНЫХ СХЕМ

Управление оборудованием представляет собой процесс, связанный с подачей командного сигнала на изменение состояния аппарата силовой (первичной) схемы или на изменение режима работы оборудования.

Сигналы управления реализуются путем воздействия на соответствующие органы управления силовых аппаратов (электромагниты приводов, исполнительные двигатели и т. п.).

Силовое оборудование и его технологические взаимосвязи, непосредственно участвующие в производстве и передаче энергии, составляют первичную (или силовую) схему.

Применительно к электроустановкам в состав первичной схемы входят силовое электрооборудование и его электрические соединения — шины, линии на ВН (3 кВ и выше), связанные непосредственно с производством, передачей и приемом электроэнергии. Первичная схема отображает упомянутые взаимосвязи электрооборудования и позволяет оценить состояние энергообъекта.

Устройства, обеспечивающие прием, формирование и передачу управляющих воздействий, а также осуществляющие измерение, контроль и сигнализацию, не связаны непосредственно с высоким напряжением и имеют либо отдельный низковольтный источник питания, либо присоединяются к силовой схеме через вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения или через низковольтные обмотки силовых трансформа-

торов собственных нужд. Упомянутое оборудование управления и контроля носит название вторичного (в отличие от силового — первичного) оборудования, а схемы, отображающие его взаимосвязи, называются вторичными схемами.

Элементы вторичных схем (ключи управления, реле управления и защиты, измерительные приборы и преобразователи) размещаются в низковольтных комплектных устройствах — панелях управления, защиты, измерения и сигнализации, на которых komponуют щиты управления. Щит управления представляет собой комплексное устройство, содержащее все необходимые средства для ведения режима объекта и управления его первичной схемой.

Управление и контроль на энергообъектах производится как автоматически — без участия человека, так и оперативно, путем подачи дежурным персоналом соответствующей команды. Сигнализация, т. е. выдача дежурному персоналу информации о состоянии объекта, осуществляется, как правило, с помощью автоматических устройств, выдающих сигнал при отклонении от нормального режима или нарушении нормального состояния первичной схемы. Однако сигналы о состоянии первичной схемы могут быть выданы и оперативно — по запросу оператора при условии соответствующей организации вторичных схем.

Под оперативным управлением понимается подача оператором команды на выполнение операции одним из элементов вторичной схемы или комплекса операций, выполняемых далее автоматически.

Органы оперативного управления размещаются или непосредственно на месте установки электрооборудования, или в оперативном пункте управления — главном или блочном щите управления (ГЩУ, БЩУ), центральном пульте или щите управления (ЦПУ, ЦЩУ).

Оперативный контур щита управления, на котором размещены все элементы контроля, сигнализации и органы команд, обращен лицевой стороной к столу дежурного, а панели автоматики, релейной защиты и прочих вторичных устройств размещаются сзади, а иногда даже в помещении, удаленном от щита управления (релейные щиты).

Щиты постоянного тока и щиты 380/220 В с. н. устанавливаются в помещениях вблизи аккумуляторных батарей и трансформаторов с. н.

Оперативное управление осуществляют вручную на месте установки оборудования непосредственным воздействием на орган управления или подачей оперативной команды на вторичный элемент управления и дистан-

ционно подачей команды на вторичный элемент управления из точки, удаленной от управляемого объекта.

Дистанционное управление производится с местных или центральных щитов (пунктов) управления, где сосредоточены элементы управления той или иной части первичной схемы объекта.

На электростанциях управление основными элементами первичной схемы электрических соединений сосредоточено на ГЩУ или ЦЩУ либо на ЦПУ — в зависимости от организационной структуры энергообъекта.

**Управление тепловой электростанцией.** Оперативное управление на блочной тепловой электростанции (КЭС, ТЭЦ) тепловым и электрическим оборудованием блока, включая выключатели со стороны высшего напряжения, ведут централизованно с блочного щита управления (БЩУ). Щиты двух блоков располагают между этими блоками на отметке основного обслуживания. У основных агрегатов блока — котла, турбины, генератора, питательных насосов — сооружают местные щиты, на которых устанавливают необходимые приборы и аппараты управления и контроля.

РУ повышенных напряжений выделяют в самостоятельный оперативный участок с ЦЩУ. На ЦЩУ сосредоточивается также информация о работе блоков, сигнализация, централизованная системы управления.

Для оперативной двусторонней связи на ЦЩУ уснащают комбинированные коммутаторы громкоговорящей и телефонной связи, дополненные промышленными многоканальными телевизионными установками (например, ТМ-512). На ЦЩУ выносят управление и контроль следующими элементами ТЭС: выключателями РУ высшего и среднего напряжения, резервными трансформаторами собственных нужд, включая магистральные и секционные выключатели; общестанционными трансформаторами (220/6—6 кВ); резервными возбудителями; производственно-противопожарными насосами: телеуправляемыми насосами (осветительной воды I и II подъема, насосами химчистки I и II подъема); общестанционными трансформаторами 6/0,4 кВ главного корпуса.

На ЦЩУ предусмотрены сигнализация положения выключателей в цепи генератора (если они установлены) и вводов резервного питания секций 6 кВ собственных нужд блоков; измерение и суммирование активной и реактивной мощности; сигнализация вызова персонала: сигнализация о неисправностях на блоке, а также общестанционные средства центральной сигнализации, телемеханика, противоаварийная автоматика, системы авто-

матического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ), группового управления возбуждением (ГУВ), автоматики пожаротушения и др.

С каждого БЩУ осуществляют операции пуска и останова и нормальную эксплуатацию двух блоков.

На БЩУ выносятся управление и контроль: выключателями в цепи генератора (если предусмотрены); системой возбуждения генераторов; перевод генератора с рабочего возбуждения на резервное и обратно; выключателями вводов рабочих трансформаторов собственных нужд блока; выключателями вводов резервного питания секции (6 кВ) собственных нужд блока; выключателями и автоматами блочных рабочих и резервных трансформаторов 6/0,4 кВ с. н., 0,4 кВ главного корпуса; электродвигателями с. н. блока; дизель-генераторной станцией; трансформаторами электрофильтров, а также сигнализацией вызова персонала при неисправностях на местных щитах управления и в электроустройствах, относящихся к данному блоку. Для управления тепловой электростанцией с поперечными связями (ТЭС) создается центральный оперативный пункт управления, который носит название ГЩУ. На ГЩУ из-за отсутствия блочных щитов сосредоточивается значительно большее, чем на ЦЩУ блочной электростанции, количество панелей и установленных на них различных приборов и аппаратов, с помощью которых ведется управление всей электрической частью электростанции (генераторами, трансформаторами, кабельными и воздушными линиями). Управление электрической частью ТЭС отделено от тепломеханической.

Для оперативного обслуживания котлов и турбин предусмотрены групповые щиты (на три-четыре агрегата). Эти щиты располагаются по возможности в центре обслуживаемого оборудования. Управление общестанционным технологическим оборудованием осуществляется с групповых щитов, расположенных в одном помещении с оборудованием, или с агрегатных (местных) щитов, находящихся непосредственно у соответствующей рабочей машины.

На ГЩУ находится начальник смены станции, который руководит работой оперативных бригад всех цехов. В соответствии с этим на ГЩУ устанавливают приборы контроля за основными тепловыми показателями станции и предусматривают двустороннюю связь начальника смены с оперативным персоналом и с дежурным диспетчером системы.

**Управление атомной электростанцией (АЭС).** Оперативное управление АЭС осуществляется

как с ЦЩУ, на котором сосредоточены средства, необходимые для управления режимом работы электростанции в целом и общестанционным электротехническим оборудованием, так и с блочных щитов управления. ЦЩУ на АЭС выполняется в основном аналогично ЦЩУ ТЭС. БЩУ АЭС ввиду специфических особенностей технологического процесса отличаются от БЩУ ТЭС тем, что они оснащены аппаратурой и приборами, контролирующими не только турбоагрегаты, но и атомные реакторы. Так, за работой оборудования первого контура можно следить только при помощи устройств дистанционного контроля и сигнализации. Это вызывает значительное увеличение количества управляемых элементов и точек измерения на БЩУ по сравнению с обычной ТЭС. Например, энергетический блок ВВЭР-1000 имеет на БЩУ около 1000 управляемых элементов и около 5000 точек измерения. Кроме того, на АЭС предусматриваются дополнительно к упомянутым ранее щитам резервный щит управления (РЩУ) и щит общестанционных устройств (ЩОУ).

Резервный щит управления предназначен для проведения операций по останову блока в ситуациях, при которых осуществить останов блока с БЩУ не представляется возможным. Щит общестанционных устройств служит для управления общестанционным оборудованием установками спецводоочистки, бойлерной, вентиляционными системами.

**Управление на гидроэлектростанциях (ГЭС).** Процесс управления режимом ГЭС значительно проще, чем на тепловых электростанциях, управление отличается более глубокой и полной автоматизацией. А участие ГЭС в общесистемном автоматическом регулировании частоты и мощности (а в ряде случаев также и в регулировании напряжения и реактивной мощности) определяет высокую степень телемеханизации ГЭС. Внедрение системной и местной автоматики позволяет ограничить функции оперативного персонала ГЭС, а на многих ГЭС снять оперативный персонал полностью. Отпадает необходимость деления ГЭС на оперативные участки обслуживания.

Оперативное управление на ГЭС осуществляют с ГЩУ или ЦЩУ. На мощных многоагрегатных ГЭС оперативный персонал находится на ЦЩУ в главном здании. На остальных ГЭС оперативное управление осуществляет диспетчер системы с помощью средств телемеханики, выдавая сигнал непосредственно во вторичные схемы ЦЩУ.

Наряду с ЦЩУ в машинном зале у каждого агрегата ГЭС устанавливают мест-

ные агрегатные щиты. Последние служат для управления агрегатами во время ремонтов и испытаний, а также при неисправности устройств автоматики.

**Управление на подстанциях.** На понижающих подстанциях напряжением 35, 110, 150, а в некоторых случаях и 220 кВ используют централизованную форму управления с диспетчерских пунктов предприятий, районных электрических сетей, энергосистем с использованием средств телемеханики. Операции, требующие присутствия персонала на месте, выполняют оперативно-выездные бригады.

Объем автоматизации и телемеханизации подстанций зависит от назначения и типа, а также ответственности потребителей. На мощных узловых подстанциях районных сетей напряжением 220, 330, 500 и 750 кВ сохраняют постоянный дежурный персонал, а на территории подстанции сооружают общеподстанционный пункт управления со щитами управления и щитами релейной защиты.

На подстанциях также применяют щиты управления и автоматики компрессорных ОРУ, предназначенных для питания сжатым воздухом воздушных выключателей, а при наличии на подстанциях синхронных компенсаторов – щиты их релейной защиты, автоматики и управления. Эти щиты устанавливают на ОРУ в специальных закрытых помещениях. То же относится и к подстанционной части электростанций.

На объектах, оснащенных АСУ ТП, информационные задачи решаются с учетом возможностей современных ЭВМ. При этом обеспечивается не только прямое отображение поступившей информации, но ее промежуточная обработка и выдача качественно новых информационных данных, облегчающих оперативному персоналу ориентацию в состоянии объекта управления и анализ ситуации, а также освобождающих человека от ряда рутинных операций, не требующих его квалификации, как, например, снятие показаний приборов, составление суточной ведомости, составление оперативной схемы, бланков переключений и т. п.

Кроме того, в АСУ ТП решается ряд задач, обеспечивающих выдачу информации, помогающей лучше решать режимные и эксплуатационные вопросы, такие, например, как анализ первичной схемы; регистрация событий и анализ ситуации; регистрация режимных параметров; регистрация аварийных параметров; регистрация последовательности событий и их ретроспективная выдача; контроль и регистрация переключений; контроль предельных параметров режима; оценка допустимого времени работы в предельных режимах и

автоматическое ограничение режимных параметров; решение системных задач ГУВ, АРЧМ и других с повышенным качеством; определение эксплуатационного ресурса силового оборудования с оперативной выдачей информации; расчет баланса мощности; расчет неизмеряемых параметров (перегрев трансформатора и др.); статистическая обработка информации.

**Условные обозначения элементов вторичных схем.** Условное позиционное обозначение элемента или устройства принято в виде буквенно-цифрового кода, который образуется с применением букв латинского алфавита и арабских цифр, определяющих порядковый номер элемента или устройства с принятым буквенным кодом.

Элементы вторичных схем обозначаются в соответствии с ГОСТ 2.709-72, 2.702-75, 2.710-80 и их обозначения в пределах проектной функциональной группы обычно не повторяются.

Буквенные позиционные обозначения закреплены нормативными материалами проектных институтов за определенными видами элементов. Так, реле тока обозначается *KA*, реле промежуточное – *KL*, трансформатор тока – *TA*, переключатель цепей управления – *SA* и т. д.

Порядковые номера элементам присваивают, начиная с единицы, в пределах вида элементов, которым на схеме присвоено одинаковое буквенное позиционное обозначение. Например, сигнальные табло на схеме в количестве 4 шт. будут промаркированы от *HLA1* до *HLA4*.

Цифры и буквы в позиционном обозначении проставляются над графическим изображением элементов. При разнесенном способе изображения элемента присвоенное позиционное обозначение проставляется около каждой его составной части.

При необходимости составным частям элемента можно присваивать порядковые номера, добавляемые к порядковому номеру позиционного обозначения через точку. Например: *KL3.2* – контакт 2 третьего промежуточного реле; *VD2.3* – третий диод второй диодной сборки и т. п.

Для обозначения принадлежности элемента к электрической фазе тока допускается добавлять индекс фазы (*A*, *B*, *C*), проставляемый через точку. Например: *TA2.B* – второй трансформатор тока фазы *B*.

Сигнальные контакты положения силовых коммутационных аппаратов обозначают тем же кодом, что и сам аппарат.

Шинкам управления, сигнализации, синхронизации, напряжения и т. п. как элементам принципиальных схем также присваиваются по-

зиционные обозначения. Первая буква *E* обозначает общий код шинки. Вторая — код функционального назначения шинки (сигнализация, синхронизация и т. п.), третья — дополнительные сведения, если это требуется (аварийная — *A*, предупредительная — *P* и т. п.). Далее следует порядковый номер шинки, который может быть опущен, если в нем нет необходимости. Обозначение шинки может быть также дополнено цифрой, обозначающей номер участка центральной сигнализации, либо буквой, обозначающей фазу (для шинок напряжения и синхронизации).

#### 45.2. ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ НА ПОСТОЯННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

##### Дистанционное управление выключателями с электромагнитным приводом

Схема со звуковым контролем цепей управления (рис. 45.1) позволяет обеспечить постоянный контроль целости цепей управления. Для контроля цепей последовательно с обмотками привода включаются промежуточные реле: *KQC*, контролирующее цепь отключения, и *KQT*, контролирующее цепь включения. При нормальном состоянии цепей управления цепь обмотки одного реле замкнута, и его контактная система подтянута, а цепь обмотки другого разомкнута. При обрыве цепи управления оба реле оказываются обесточенными. Это используется для создания звукового сигнала обрыва цепи, который поступает на шинки звуковой предупреждающей сигнализации *ЕНР* через последовательно соединенные размыкающие контакты обоих реле и табло *НЛА*.

Схема позволяет отделить цепи управления от цепей сигнализации и выполнить последние через контакты реле контроля, косвенно отображающие положение выключателя. Схема сигнализации выполнена с двумя лампами. Лампы сигнализации положения могут быть погашены снятием питания с шинки (+) *ЕН*.

Изложенная схема управления выключателем предусматривает применение ключа с фиксацией положений «включено» и «отключено» (рис. 45.1). Сигнализация автоматических переключений осуществляется на принципе несоответствия положений ключа и выключателя. Для прекращения мигания ламп сигнализации необходимо вручную квитировать ключ управления, т. е. привести его в положение, соответствующее положению выключателя.

Схема применяется на объектах с большим количеством присоединений и постоянным дежурным персоналом.

**Схема с ключом без фиксации положений.** При отсутствии на объекте постоянного дежурства персонала, который мог бы производить квитирование ключей, применяют ключи управления без фиксации положений. После подачи командных сигналов такой ключ возвращается в нейтральное положение.

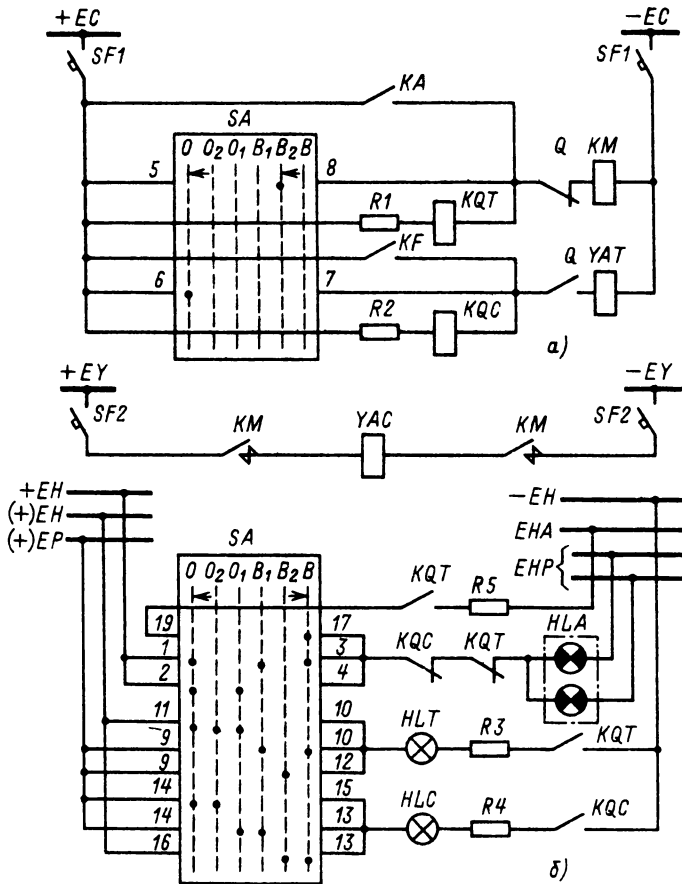
Для сигнализации аварийных отключений выключателя в схеме используется двухпозиционное реле фиксации включенного положения выключателя, которое создает цепь несоответствия при аварийном отключении выключателя (рис. 45.2). При включении выключателя от контакта реле *KQC* срабатывает реле фиксации *KQ* и подготавливает цепи сигнализации аварийного отключения: звуковую — через шинку *ЕНА* и световую — через шинку мигания (+) *ЕР*. При подаче оперативной команды на отключение подается сигнал от ключа *SA* на возврат реле *KQ*, что исключает аварийный сигнал.

**Релейные схемы дистанционного управления.** Ключи в предыдущих схемах совмещают функции органа команды при управлении и аппарата сигнализации для создания цепей соответствия и несоответствия. Применение таких ключей, имеющих большие габаритные размеры, к которым необходимо присоединять большое количество проводов, приводит к необходимости создания крупных щитов управления. Увеличение мощности агрегатов на электростанциях и переход на дистанционное управление ими с блочных или групповых щитов, на которые выносятся управление все большим числом вспомогательных агрегатов, электродвигателями с н., задвижками, шиберами и т. п., приводят к такому увеличению размеров щитов, что обозреваемость их ухудшается, а обслуживание становится очень сложным.

В целях сохранения размеров щитов устанавливаются малогабаритные ключи управления. Использование последних возможно при условии упрощения их функций, для чего применяются реле, выполняющие роль промежуточных органов команд, а также обеспечивающие построение соответствующих цепей сигнализации.

Эти реле располагаются вне пульты или даже вне щита управления, например на релейном щите или в *РУ*. На рис. 45.3 показана релейная схема управления, в которой в качестве аппарата управления для операций включения и отключения выключателя используется простейший ключ с самовозвратом. При подаче сигнала на включение ключом *SA* срабатывает реле команды *KCC* и своим контактом подает сигнал на *KM*. Отключение производится тем же ключом



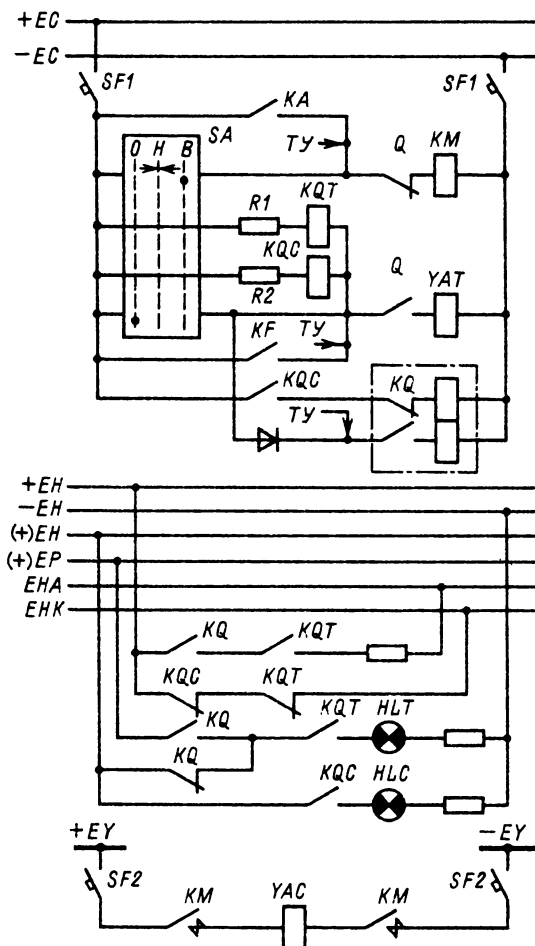


Шинки управления	
Автоматы	
От автоматике	Цепи включения
От ключа управления	
Реле контроля цепи включения	
От защиты	Цепи отключения
От ключа	
Реле контроля цепи отключения	
Шинки питания двигателя	
Автоматы	
Цель электромагнита включения	
Шинки сигнализации	
Цель звукового сигнала аварийного отключения	
Цель звукового и светового сигналов обрыва цепи управления	
Цепи сигнализации положения „отключено“	
Цепи сигнализации положения „включено“	

Условное обозначение положения	Вид рукоятки и схема пакетов спереди в положении „отключено“	0	1	3	6	6г	10г	10г												
		2	4	5	8	10	12	11	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		№ контактов	1-3	2-4	5-8	6-7	9-10	9-12	10-11	13-14	14-15	13-16	17-19	17-18	18-20	21-23	21-22	22-24		
0	Отключено		-	X	-	-	-	-	X	-	X	-	-	-	X	-	-	X		
B <sub>1</sub>	Предварительно включено		X	-	-	-	X	-	-	X	-	-	-	X	-	-	X	-		
B <sub>2</sub>	Включить		-	-	X	-	-	X	-	-	X	X	-	-	X	-	-	-		
B	Включено		X	-	-	-	X	-	-	-	-	X	X	-	-	X	-	-		
O <sub>1</sub>	Предварительно отключено		-	X	-	-	-	-	X	X	-	-	-	X	-	-	X	-		
O <sub>2</sub>	Отключить		-	-	-	X	-	-	X	-	X	-	-	-	X	-	-	X		

в)

Рис. 45.1. Схема управления (а) и сигнализации выключателя со звуковым контролем цепей управления (б), диаграмма ключа управления (в)



Шинки управления	
Автомат	
От автоматики	Цепи включения
От телемеханики	
От ключа управления	
Реле контроля цепи включения	
Реле контроля цепи отключения	
От ключа управления	Цепи отключения
От телемеханики	
От защиты	
Цепи фиксации включенного положения выключателя	
Шинки сигнализации	
Цепь звукового сигнала аварийного отключения	
Цепь звукового сигнала обрыва цепи управления	
Цепи светового сигнала положения «отключено»	
Цепи светового сигнала положения «включено»	
Шинки силового питания электромагнита включения	
Автомат	
Цепь электромагнита включения	

Рис. 45.2. Схема управления и сигнализации выключателя с ключом без фиксации положений

SA и реле KCT аналогично включению. Реле фиксации положения выключателя KQ срабатывает от реле команды KCC или KCT, контакты которых замыкают цепь той или иной обмотки реле KQ в зависимости от того, какая команда подана. Сигнализация положения выключателя осуществляется сигнальными лампами HLC и HLT через контакты реле положения KQT и KQC.

При отключении выключателя от релейной защиты реле не изменяет своего положения, создавая цепь несоответствия для звукового аварийного сигнала через шинку EHA и подавая питание на лампы HLT через шинку мигающего света (+)EP. При включении выключателя от автоматики создается цепь несоответствия для питания от шинки (+)EP лампы HLC. Снятие мигания и перевод сигнальных

ламп на нормальное свечение производится путем переориентации двухпозиционного реле KQ с помощью центральной кнопки снятия мигания BBR, являющейся общей для нескольких выключателей. При замыкании кнопки BBR меняют свою ориентацию реле KQ присоединений, находящихся в положении несоответствия. Реле KQ других присоединений, находящихся в положении соответствия, своей ориентации не изменяют, так как цепь, связывающая их с шинкой EPД, разомкнута контактом KQC или KQT. В цепи снятия мигания предусмотрены размыкающий контакт реле KCC или KCT, исключающий ложное действие сигнализации при подаче команд. Применение в схеме малогабаритного ключа и двух коммутаторных ламп с подводом проводов в задний торец этих аппаратов

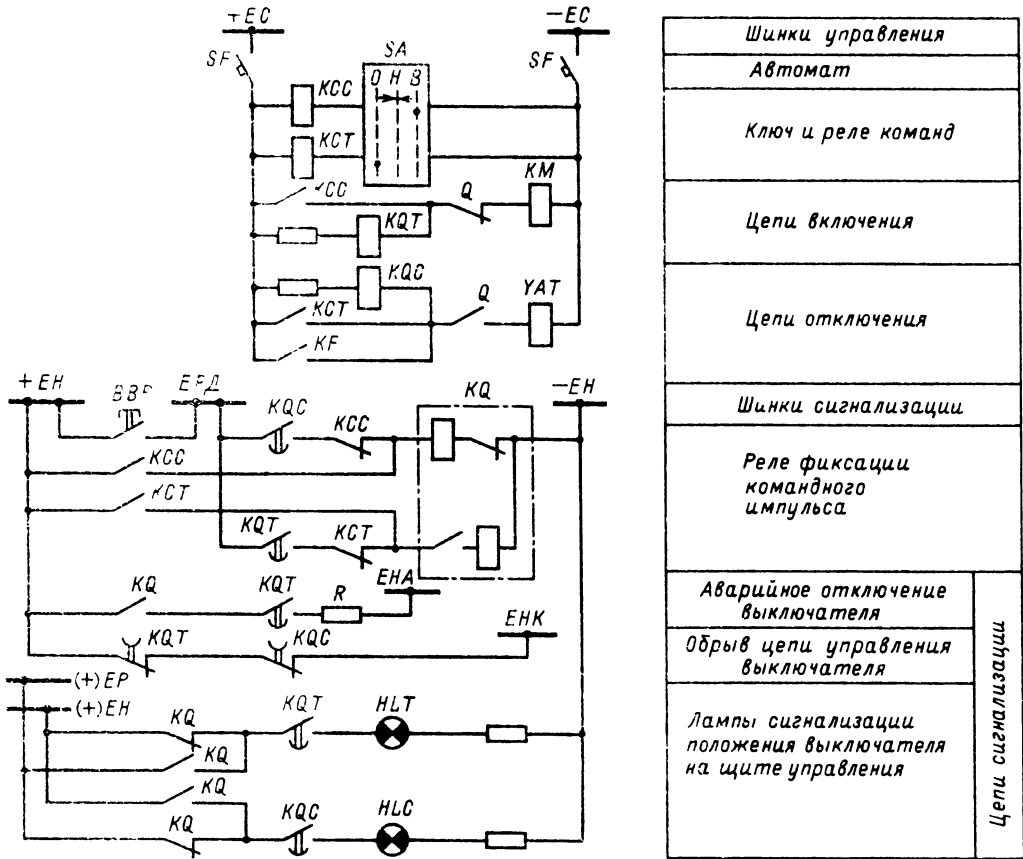


Рис. 45.3. Релейная схема управления и сигнализации выключателя

позволяет сосредоточить на небольшой площади щита аппараты управления большим количеством объектов.

Управление выключателем с помощью промежуточных реле команды *KCC* и *KCT* дает возможность применять контрольные кабели с малым сечением жил для связи пункта управления с объектом управления.

Схема применяется на телемеханизированных объектах и объектах без постоянного оперативного обслуживания.

**Управление масляными выключателями с индивидуальными электромагнитными приводами для каждой фазы.** Для одновременного включения и отключения всех трех фаз выключателя как дистанционно ключом управления, так и от автоматки обмотки контакторов включения *KMA*—*KMC* и электромагнитов отключения *YATA*—*YATC* всех трех приводов соединяются в схеме управления параллельно. Блок-контакты каждой фазы выключателя в

цепях включения и отключения также соединяются параллельно. На рис. 45.4 показана такая схема управления с общим релейным контролем цепей и релейной блокировкой от многократных включений на короткое замыкание (реле *KBS*) и контактором *KMF* защиты электромагнитов. В части цепей сигнализации схема аналогична приведенной выше схеме со звуковым контролем.

Для выключателей, на которых должны предусматриваться пофазное отключение от защит и пофазное включение от автоматки, оперативные цепи выполняют отдельно для каждой фазы выключателя. Предусматривают индивидуальный контроль в каждой цепи. На рис. 45.5 показана такая схема с релейным контролем цепей. Оперативные сигналы подаются от ключа управления *SA* посредством промежуточных реле *KCC* и *KCT*, контакты которых замыкают цепи для включения или отключения всех трех фаз.

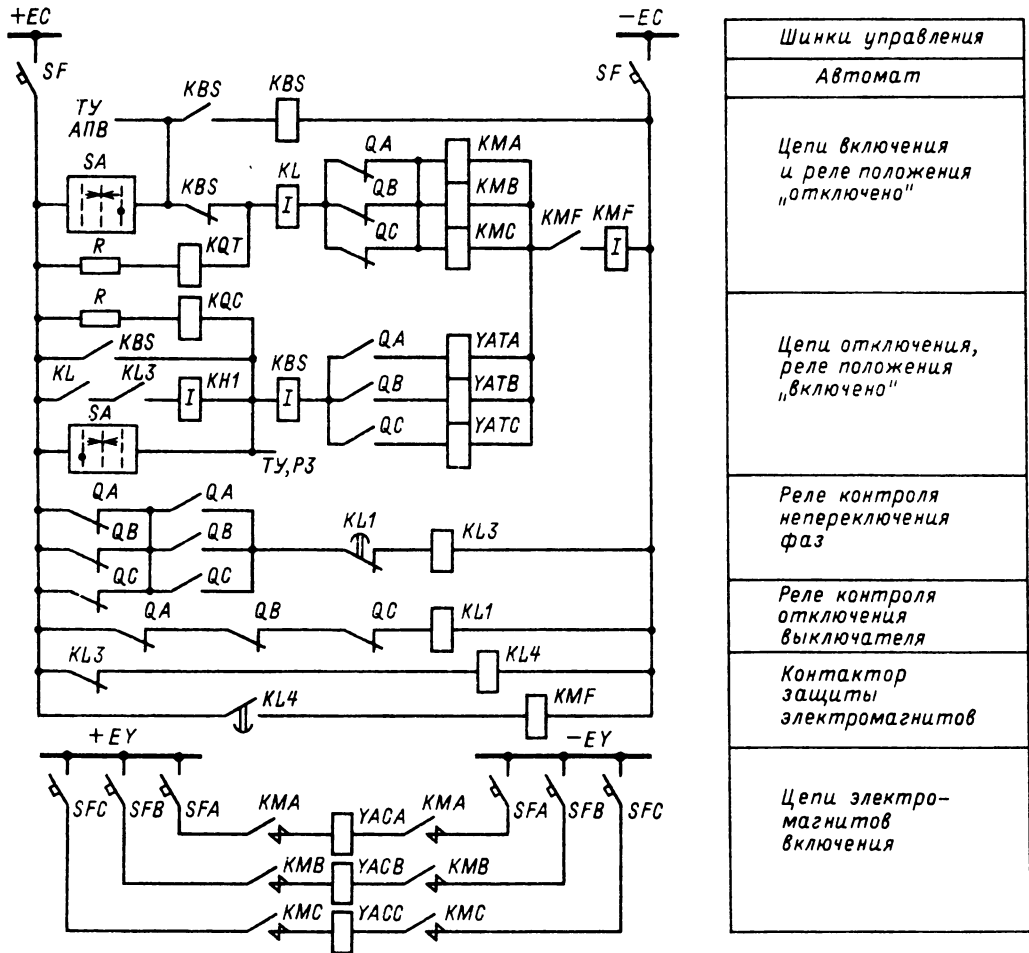


Рис. 45.4. Схема управления выключателями с пофазным приводом

Сигнализация положения осуществляется лампами *HLT* и *HLC*, общими для всех трех фаз выключателя. При несоответствии на любой фазе лампа мигает, при соответствии, т. е. при одинаковом положении всех трех фаз, лампы горят ровным светом. Фаза, на которой произошло отключение, определяется по сигнальным реле защиты.

Цепи управления каждой фазы для удобства эксплуатации включены через отдельные автоматы.

Автоматы *SF* и *SFA* (*B*, *C*) должны выбираться со ступенью селективности по времени во избежание ложного отключения при коротком замыкании. В данном случае селективность обеспечивается за счет исключения электромагнитной отсечки в автомате *SF*.

**Дистанционное управление воздушными выключателями.** Исполнительными органами при дистанционном управлении выключателями служат электромагниты, управляющие пневматическими клапанами. Выключатели выполняются с общим приводом для всех трех фаз или с отдельными приводами для каждой фазы. В первом случае электромагниты включения и отключения делаются общими для всех трех фаз выключателя, во втором электромагнитные пневматические клапаны для включения и отключения выполняются отдельно для каждой фазы выключателя.

На рис. 45.6 показана схема управления выключателем, имеющим общие электромагниты управления для всех трех фаз. Давление воздуха контролируется электроконтактным

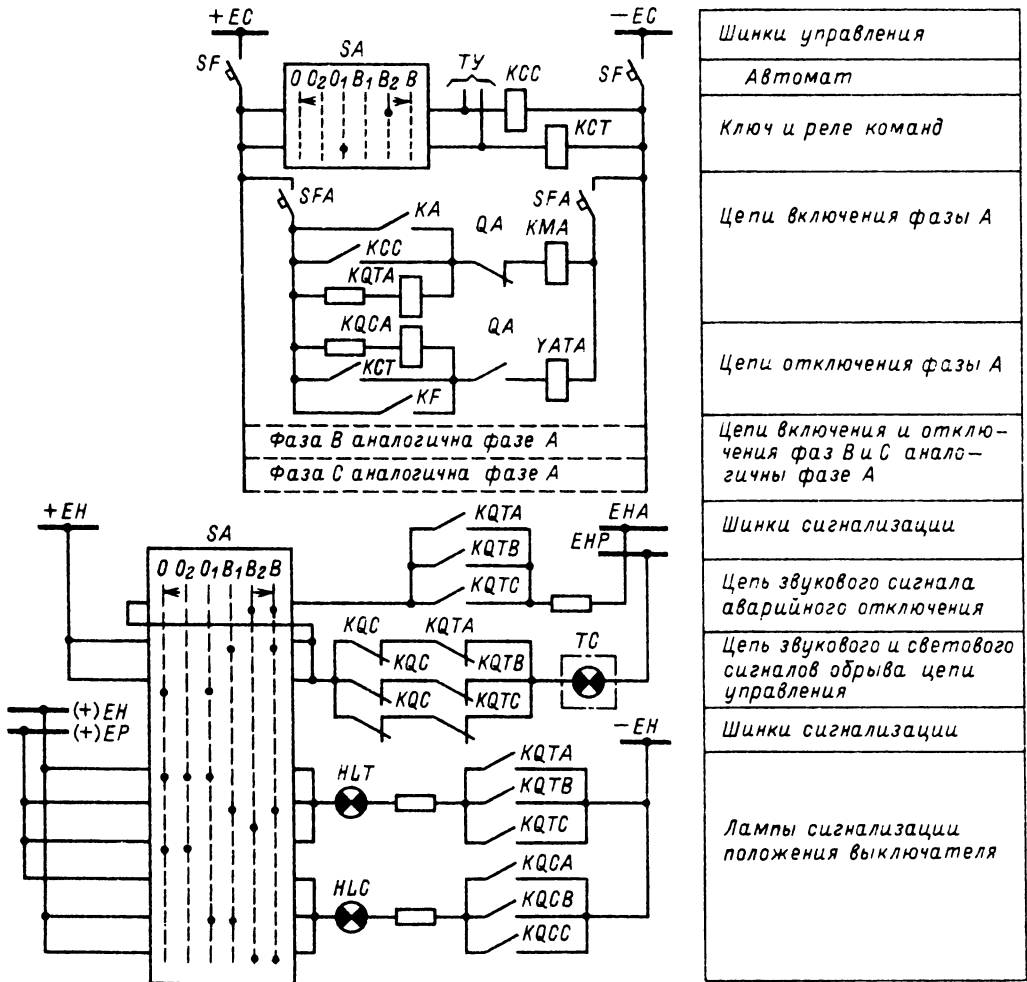


Рис. 45.5. Схема управления выключателем с пофазным отключением от защиты, с пофазным включением от автоматики и с трехфазным управлением

манометром *KSP1*. Реле *KLI* осуществляет блокировку оперативных цепей, размыкая свои контакты при снижении давления воздуха ниже допустимого значения.

Для облегчения работы контакта *KSP1* электроконтактного манометра параллельно обмотке реле *KLI* включен искрогасительный контур. Для обеспечения независимости работы схемы от возможного понижения давления воздуха в процессе выполнения операции включения или отключения параллельно контактам реле *KLI* включаются замыкающие блок-контакты электромагнитов *YAC* и *YAT*. Это обеспечивает самоудерживание электромагнитов до конца операции. Для завершения начатой операции при недостаточ-

ной длительности командных импульсов в цепи включения использован замыкающий блок-контакт электромагнита включения *YAC*, а в цепи отключения — замыкающий контакт реле блокировки от многократных включений *KBS*.

Резистор *R* устанавливают для того, чтобы реле *KQT* и *KQC* не отпадали при падении давления и размыкании контактов реле *KLI*. Это предотвращает ложный сигнал обрыва цепей при их целостности, а также облегчает работу контактов *KLI*.

Сигнал падения давления подается замыкающим контактом реле *KLI* на таблицу *H1A*. Остальные цепи сигнализации аналогичны схемам для масляных выключателей.

При включении от АПВ давление сжатого

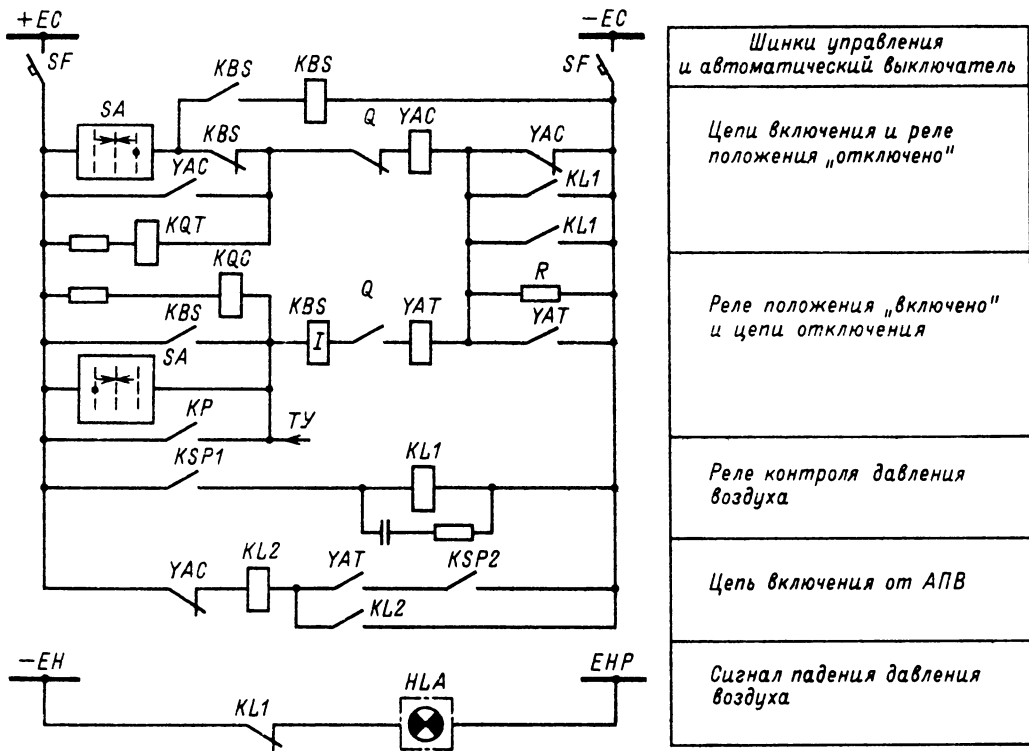


Рис. 45.6. Схема управления воздушным выключателем с трехфазным приводом

воздуха должно быть несколько выше, чем при обычном включении. Пуск АПВ в схеме при отключении выключателя от релейной защиты возможен только при условии срабатывания реле *KL2*. Реле *KL2* срабатывает через блок-контакт *YAT* при соответствующем давлении воздуха, контролируемом электроконтактным манометром *KSP2*, и самоудерживается до завершения цикла АПВ выключателя. После выключения выключателя оно деблокируется размыкающим контактом *YAC*.

На рис. 45.7 показана схема управления выключателями 110 кВ и выше, имеющими фазные электромагниты управления выключателем. При включении выключателя команда на включение подается ключом *SA* на реле *KCC*, которое при отключенном положении выключателя и соответственно замкнутом контакте повторителя *KQT*, *KL2* своим контактом замыкает цепь электромагнитов включения и самоудерживается до завершения операции включения, т. е. до отпадания *KL2*. Если включения не произойдет, то сигнал на включение не снимется до тех пор, пока не поступит сигнал на отключение от реле

*KCT*, т. е. пока не будет сквитировано ключом положение выключателя.

При включении на короткое замыкание и отключении от защиты повторное включение блокируется контактами реле *KBS* до снятия сигнала на включение (блокировка от многократного включения). Сигнал на отключение подается ключом *SA* на реле *KCT*, которое своим контактом замыкает цепь электромагнитов отключения *YAT*. При этом контактами *KL3* и *KBS* закорачивается контакт *KCT*, и сигнал на отключение удерживается до полного завершения операции.

Для защиты электромагнитов отключения от повреждений в случае их длительного обтекания током при неполнофазном отключении выключателя в схеме предусмотрена специальная блокировка. При неполнофазном отключении и отключенном положении выключателя контактом *KL4* размыкается цепь обмотки реле *KL3*, контакты которого в свою очередь с выдержкой времени размыкают цепь удерживания электромагнитов отключения *YAT*.

В нормальном режиме реле *KL3* подтянуто и подготавливает цепь удерживания.

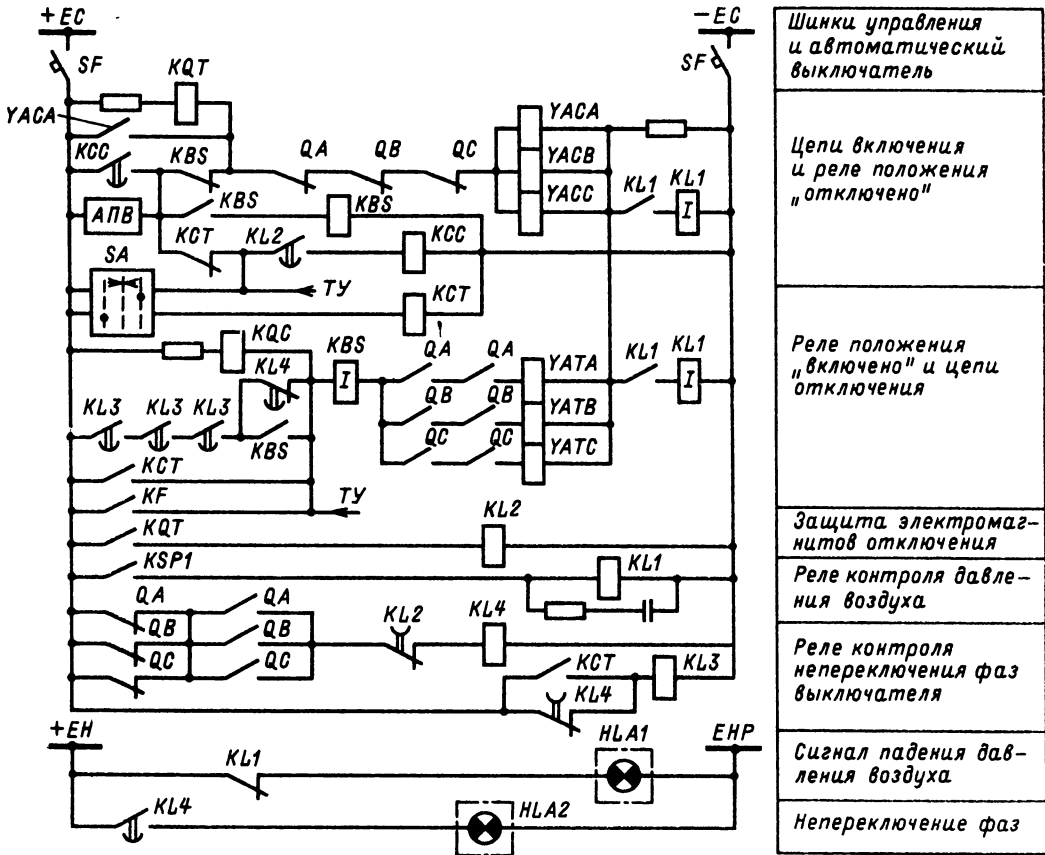


Рис. 45.7. Схема управления воздушным выключателем с пофазным приводом

Последовательное соединение контактов  $KL3$  облегчает коммутацию при размыкании цепи  $YAT$ .

При неполнофазном включении выключателя в схеме предусмотрена подача автоматического сигнала на отключение. Эта блокировка осуществляется с помощью реле  $KL4$ . Сигнал на отключение в этом режиме подается через контакты реле  $KL3$ , что обеспечивает ограничение длительности отключающего сигнала при неуспешном действии  $KL4$ .

Блокировка отстроена по времени от разновременности переключений блок-контактов выключателя. Для этого в цепь обмотки  $KL4$  введен размыкающий контакт повторителя  $KQT$  — реле  $KL2$ , которое имеет замедление на отпадание. Наличие этого контакта исключает ложное срабатывание  $KL4$  в ходе операции включения, так как разомкнут контакт  $KL2$ .

Размыкание оперативных цепей производится блок-контактами выключателя  $QA$ ,  $QB$ ,  $QC$ . В цепях электромагнитов включения блок-контакты разных фаз соединяются последовательно, что обеспечивает их надежную коммутацию и исключает повреждение электромагнитов при отказе блок-контакта одной из фаз. Повреждение блок-контактов всех трех фаз маловероятно и поэтому не учитывается.

В цепях электромагнитов отключения предусмотрено параллельное включение блок-контактов разных фаз. Это обеспечивает повышенную надежность цепей отключения в нормальной работе при включенном выключателе. В то же время последовательное включение блок-контактов в каждой фазе облегчает работу контактов и соответственно снижает вероятность отказа в коммутационном режиме.

Завершение операции в случае, если в ходе операции с выключателем давление

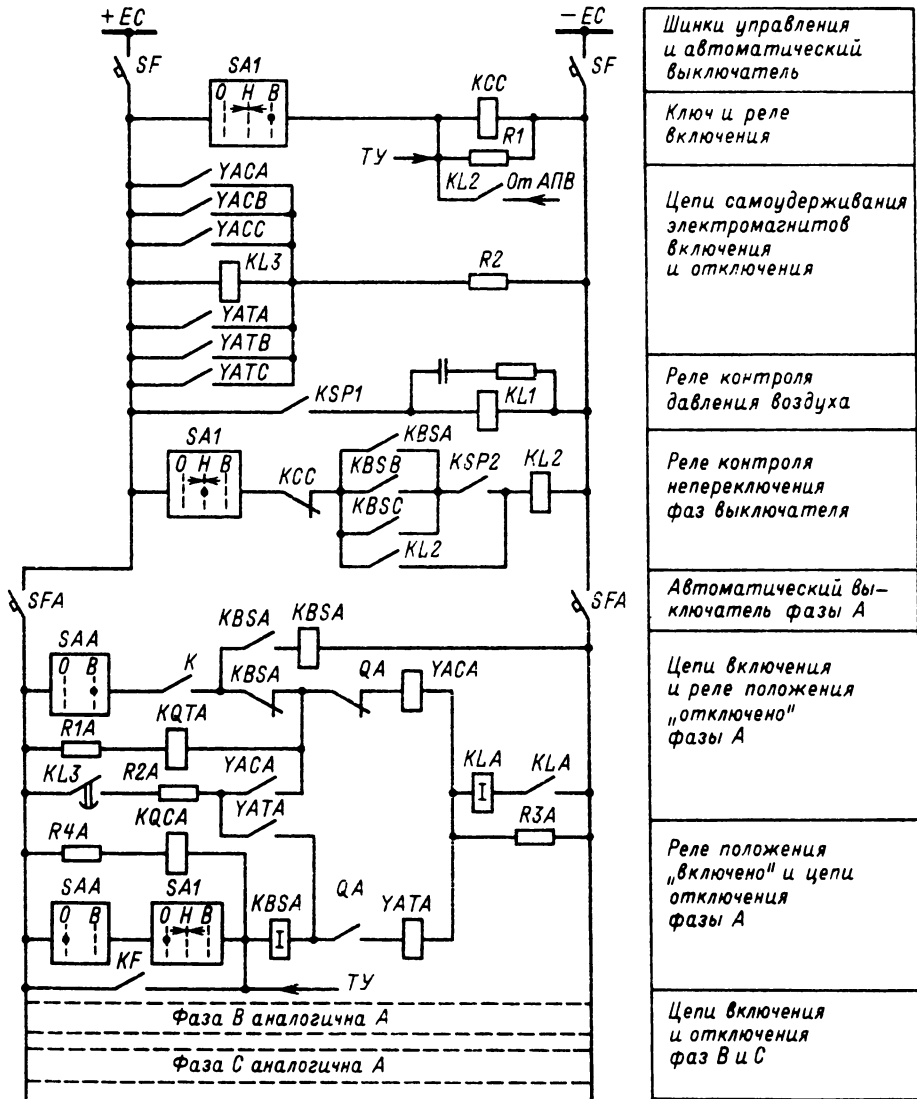


Рис. 45.8. Схема управления выключателем с пофазным отключением от защиты, пофазным включением от автоматики и пофазным управлением

снизилось ниже допустимого уровня, обеспечивается за счет самоудерживания реле KL1 по последовательной обмотке. Тот же принцип может быть применен в схеме рис. 45.7. Разница в схемах обусловлена в данном случае стремлением ознакомить читателя с возможными вариантами решения одной и той же задачи. В остальном схема рис. 45.7 выполнена аналогично схеме рис. 45.6.

Для выключателей с индивидуальными для каждой фазы электромагнитами управления иногда, например для линий 110 кВ

и выше, оказывается необходимым обеспечить возможность управления каждой фазой выключателя в отдельности. На рис. 45.8 показана схема, позволяющая управлять одновременно одной, двумя или всеми фазами. Индивидуальными для каждой фазы ключами SAA для фазы А и соответственно SAB и SAC для фаз В и С подготавливается цепь включения или отключения. Команда на выполнение операции подается общим для трех фаз ключом SA1, на включение — при помощи промежуточного реле KCC, на отключение — непосредственно контактами SA1.



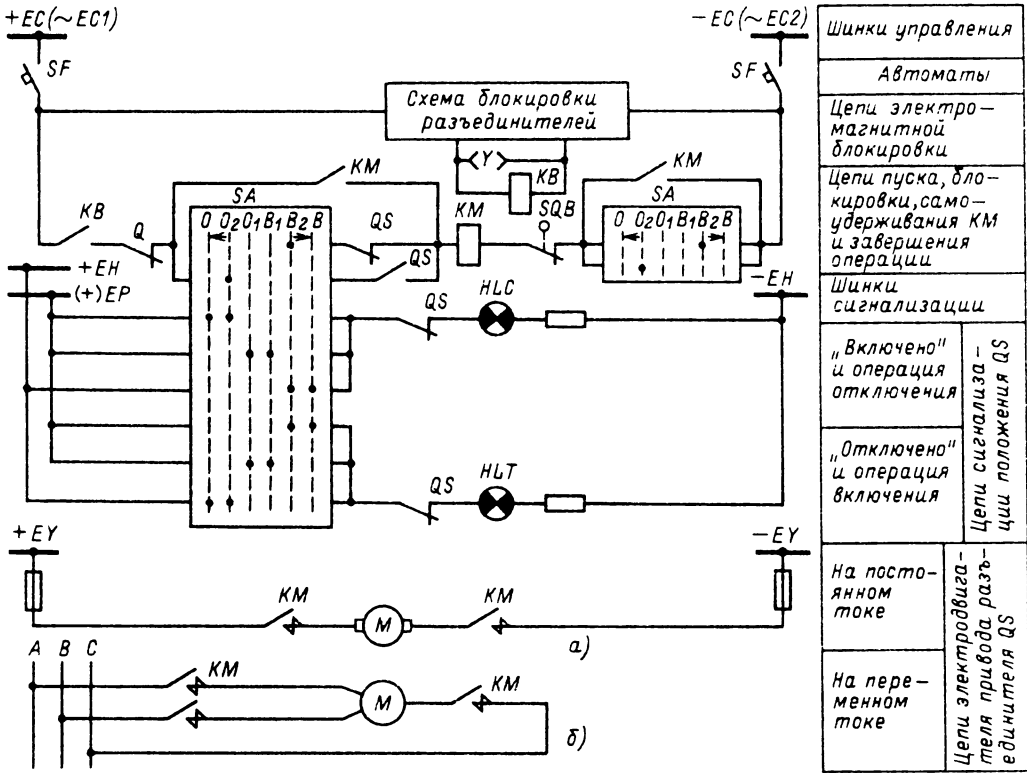


Рис. 45.9. Схема управления разъединителем с многопозиционным ключом управления и выполнением силовых цепей на постоянном (а) и переменном (б) токе

Питание оперативных цепей каждой фазы производится через отдельные автоматы. В каждой фазе имеются свои реле контроля цепей управления  $KQTA$  (B, C) и  $KQCA$  (B, C). Независимость работы электромагнитов управления при возможном понижении давления в процессе операции обеспечивается за счет самоудерживания повторителя  $KL1$  реле  $KLA$  (B, C) его последовательными обмотками.

Цепи самоудерживания электромагнитов включения и отключения замыкаются контактами реле  $KL3$ . Это реле отпадает с выдержкой времени, большей времени включения или отключения выключателя, после закорачивания его обмотки замыкающими блок-контактами электромагнитов.

В схеме пуска АПВ участвуют замыкающие контакты реле  $KL2$ , которое срабатывает при работе реле блокировки от многократных включений  $KBSA$  ( $KBSB$ ;  $KBSC$ ) и достаточном давлении воздуха. Деблокируется реле  $KL2$  замыкающим контактом  $KCC$  при включении выключателя.

Контакт ключа  $SA1$  в цепи реле  $KL2$

исключает пуск АПВ при включении выключателя на короткое замыкание и последующем отключении его от защиты.

Резистор  $R1$ , включенный параллельно реле  $KCC$ , обеспечивает четкую работу последовательных обмоток сигнальных реле АПВ, а резисторы  $RA$ , а также  $RB$ ,  $RC$  в цепи самоудерживания электромагнитов управления облегчают работу контактов реле  $KL3$ . Схема сигнализации выполняется аналогично рассмотренной ранее схеме пофазного управления масляными выключателями.

### Дистанционное управление разъединителями

Для управления разъединителями применяют два типа приводов: электродвигательный и пневматический. Наиболее распространен первый тип.

Конструкция электродвигательного привода внутренней установки для разъединителей 6–10 кВ характеризуется следующими особенностями: двигатель вращается в одном

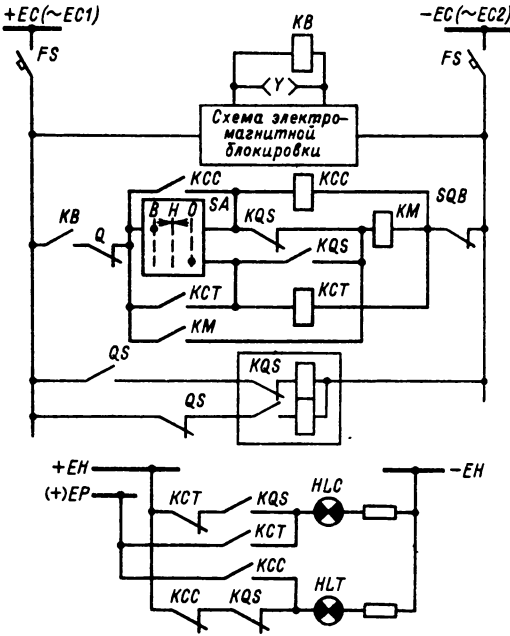


Рис. 45.10. Схема управления разъединителем с электродвигательным приводом, вращающимся в одном направлении, выполненная на базе импульсного ключа с самовозвратом

направлении как при включении, так и при отключении; кинематика приводного механизма построена таким образом, что при первом повороте его на 180° производится одна операция, при повороте на следующие 180° — вторая операция; длительность каждой операции около 30 с. Команда подается со щита ключом SA через промежуточный контактор KM в виде кратковременного управляющего сигнала (рис. 45.9).

Закрепление импульса достигается путем самоблокировки. Разрыв цепи после завершения операции производится специальным блок-контактом (путевым выключателем) SQB, кратковременно размыкающимся, разрывающим цепь промежуточного контактора и снова замыкающимся для подготовки следующей операции.

В схеме исключена возможность произвольных переключений разъединителя при двойных замыканиях на землю в цепях управления постоянного тока. Это обеспечивается за счет двойного разрыва цепи промежуточного контактора KM контактами ключа управления SA и цепи двигателя — контактами KM. При выполнении этого требования отпадает необходимость осуществления контроля цепей управления. Блокировка дистанционного

управления от схемы электромагнитной блокировки контактом реле KB возможна при отсутствии напряжения на блокировочной розетке. Операция отключения имеет аналогичную логику с обратной переориентацией блок-контактов QS.

Блок-контакты QS в пусковых цепях KM исключают реализацию неправильной команды (например, «включить») при включенном положении разъединителя и ложную сигнализацию положения.

Выполнение оперативных и силовых цепей предусмотрено как на постоянном, так и на переменном токе с соответствующей заменой аппаратуры (оперативные цепи — аналогично, силовые — см. рис. 45.9, а и б).

Пример выполнения рассмотренной схемы на базе ключа с самовозвратом с применением двухпозиционного реле-повторителя блок-контактов дан на рис. 45.10. Схема имеет меньше кабельных связей и сохраняет ту же логику, что и предыдущая схема. В отключенном положении разъединителя горит ровным светом лампа HLT через последовательную цепь контактов KCC—KQS. При подаче команды «включить» срабатывает реле команды KCC, самоудерживается через блокирующий контакт SQB на все время проведения операции и переводит лампу HLT на мигающее свечение от шинки (+) EP. В цепь управления могут быть введены также блок-контакты других коммутационных аппаратов, осуществляющих запретные блокировки (например, блок-контакт выключателя).

Сигнализация выполняется двумя лампами. Положение разъединителя определяется положением рукоятки ключа в мнемонической схеме и горением соответствующей лампы ровным светом. С момента поворота ключа в положение несоответствия и в течение всей операции до прекращения действия привода лампа горит мигающим светом; завершение операции фиксируется размыканием соответствующего блок-контакта QS, погасанием прерывисто горящей лампы и загоранием другой лампы ровным светом. Нормально при включенном положении разъединителя горит лампа «включено» HLC, при отключенном — лампа «отключено» HLT. Указанная логика обеспечивается за счет следующего взаимодействия элементов схемы. При отключенном положении разъединителя замкнуты размыкающие блок-контакты QS, подготовлена цепь запуска KM от сигнала «включить» (B), и через второй размыкающий контакт QS и контакт SA подается +EH на лампу «отключено» HLT, которая горит ровным светом.

При подаче сигнала «включить» (B) оживляется цепь запуска контактора KM, который

срабатывает и самоудерживается на все время проведения операции, обеспечивая работу двигателя привода. Завершение операции фиксируется блокирующим контактом *SQB*, кратковременно замыкающим цепь самоудерживания *KM*, благодаря чему обеспечивается прекращение переключения и подготовка цепи последующей операции.

В течение всего хода операции отключения вплоть до поворота на  $180^\circ$ , являющегося признаком завершения операции, положение блок-контактов *QS* остается неизменным. Соответственно лампа *HLT*, переключающаяся при подаче команды «отключить» ключом *SA* на прерывистое свечение, горит прерывистым светом по цепи несоответствия вплоть до завершения операции, когда в результате переориентации *QS* лампа *HLT* гаснет, а лампа *HLC* загорается ровным светом, сигнализируя включенное состояние разъединителя. При завершении операции (в результате переключения блок-контакта *QS*) реле *KQS* переориентируется в положение «включено», а в результате кратковременного срабатывания *KQS* замыкается цепь самоудерживания и отпадает реле *KCC*. Соответственно снимается мигание с лампы *HLT* и загорается ровным светом через последовательную цепь контактов *KCT-KQC* лампа *HLC*. Аналогично работает схема при подаче команды «отключить».

Схема имеет один разрыв на цепь (фазу), поскольку кабельных связей в схеме меньше, пусковые цепи собраны через реле, и вероятность ложного запуска схемы вследствие двойного замыкания на землю существенно снижена.

Привод для разъединителей наружной установки 110 и 220 кВ отличается тем, что направления движения двигателя при включении и отключении противоположны. Привод снабжен реверсивными пускателями *KM1* и *KM2* и двумя группами блок-контактов: *QS1* и *QS2*; первые переключаются в конце операций включения, вторые — в конце операции отключения. На рис. 45.11 показана схема управления разъединителем с таким приводом. Разрыв цепей обмоток пускателей после завершения операции включения или отключения производится соответствующими блок-контактами. Блокирующий электромагнит *YAB* позволяет осуществлять дистанционное или ручное управление. При наличии напряжения на обмотке электромагнита его контактом замыкается цепь управления и открывается заслонка доступа к валикам ручного оперирования.

При ручном управлении специальная рукоятка размыкает контакт *SQB*, рвущий цепь управления, идущую от ключа *SA*. В остальной схеме аналогична предыдущей.

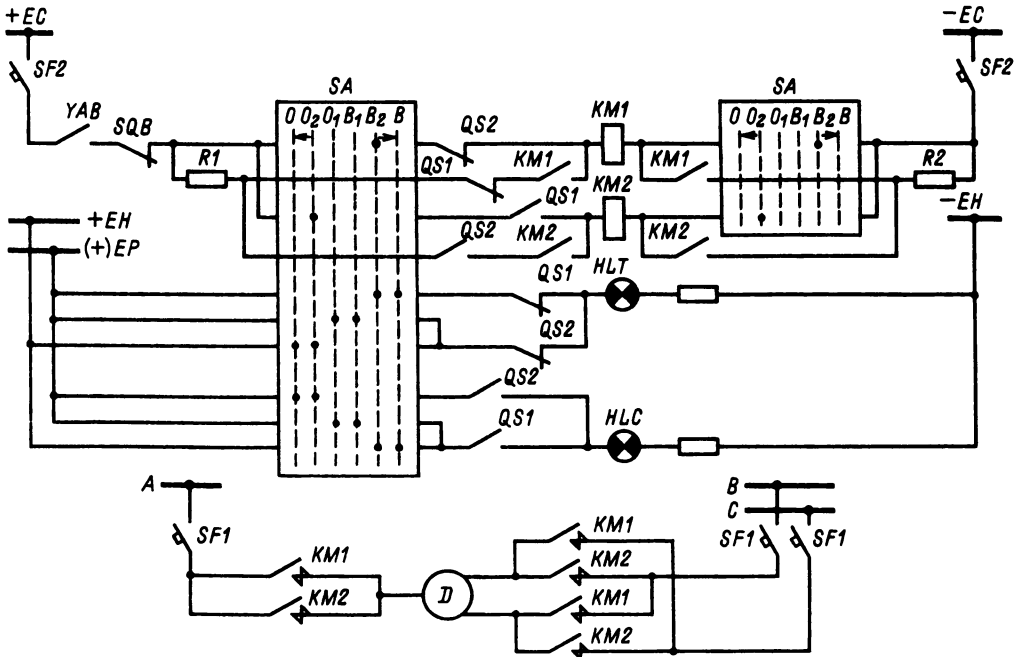


Рис. 45.11. Схема управления разъединителем с реверсивным электродвигательным приводом, выполненная на базе ключа с фиксированными положениями

Если в конкретной конструкции блокирующий электромагнит не предусмотрен, в цепь управления вводится контакт реле электромагнитной блокировки *KB* аналогично схеме рис. 45.10.

На рис. 45.11 представлена схема для отключенного состояния (согласно принятым правилам представления вторичных схем).

Положение всех контактов показано для отключенного состояния разъединителя. Схема предусматривает ту же логику сигнализации, что и предыдущая схема, а реверс управления осуществляется путем переключения фаз асинхронного двигателя *D* привода разъединителя.

При отключенном состоянии разъединителя ровным светом горит лампа *HLL* и размыкающим контактом *QS2* подготовлена цепь пуска контактора *KM1*, обеспечивающего движение привода на включение. При подаче команды «включить» переключается с началом операции *QS2*, размыкая цепь нормального горения *HLL*, и последняя через контакт ключа *SAB* подключается к (+) *EP* и горит прерывистым свечением вплоть до завершения операции. Одновременно ключом *SA* подготавливается цепь нормального свечения *HLC*.

Завершение операции фиксируется переключением контактов *QS1*, благодаря чему обеспечивается размыкание цепи самоудерживания *KM1* и прекращение операции, размыкание цепи мигающего свечения *HLL* и замыкание цепи *HLC* на нормальное свечение через шинку + *EC*.

Схема может быть выполнена на импульсном ключе или кнопках управления аналогично предшествующей схеме с полным сохранением логики ее действия.

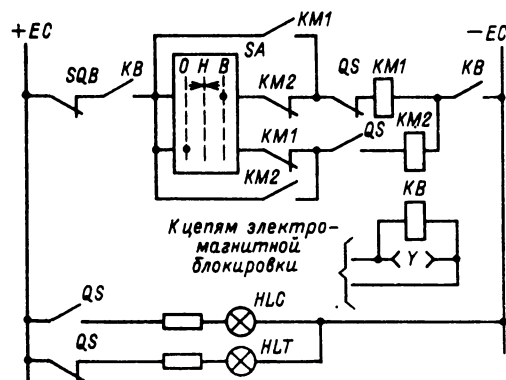


Рис. 45.12. Схема управления разъединителем 6–220 кВ с реверсивным приводом, выполненная на базе импульсного ключа с самовозвратом

Для местного управления широко применяются упрощенные схемы с подачей командных сигналов кнопками управления или импульсным ключом. Одна из таких схем с реверсивным контактором или двумя автономными контакторами представлена на рис. 45.12. Реверсивный контактор представляет собой два автономных контактора, заблокированных между собой механически таким образом, что исключается их одновременное срабатывание и предотвращается короткое замыкание в силовых цепях, где реверс двигателя привода осуществляется изменением чередования фаз, подаваемых на двигатель. Контактор находится в шкафу привода. Команда на включение (отключение) кратковременная, но достаточная для срабатывания контактора, подается ключом или кнопкой управления *SA*. Завершение операции обеспечивается самоудерживанием контактора. В конце операции происходит переключение вспомогательных контактов разъединителя *QS*, размыкающих цепь самоудерживания и подготавливающих цепь к последующей операции.

Для производства ручной операции управления рукоятка ручного управления вставляется в соответствующее гнездо. При этом контактом *SQB* блокируется цепь дистанционного управления. Схема выполняется как на постоянном, так и на переменном оперативном токе с соответствующей заменой аппаратуры. Сигнализация положения осуществляется упрощенно — погасанием одной с одновременным зажиганием другой сигнальных ламп *HLC* и *HLL* при завершении операции. Мигающая сигнализация при автоматическом управлении не предусматривается.

Переключение разъединителей является операцией, при проведении которой, по действующим эксплуатационным нормам, полагается проводить визуальную проверку завершения операции соответственно с выходом на место установки разъединителя. Это обусловлено недостаточной надежностью самих разъединителей и системы сигнализации их положения. В практике проектирования с этим приходится считаться. Соответственно нормами технологического проектирования предписывается управление разъединителями с места их установки воздействием на привод от кнопки местного управления. Это снижает эффективность автоматизации и оперативность управления и в будущем не может быть признано приемлемым. Уже сегодня в связи с увеличением мощностей, территориальным ростом энергообъектов, повышением загрузки дежурного персонала, дефицитом рабочей силы вопрос широкого применения дистанционного управления разъединителями стано-

вится весьма актуальным, особенно в свете внедрения АСУ, которым придаются функции управления. Соответственно вплотную встает вопрос о пересмотре требования к промышленности и норм технологического проектирования в части управления разъединителями и заземлителями. (К заземлителям с точки зрения управления предъявляются те же требования, что и к разъединителям.)

Следует отметить, что промышленностью уже разработаны конструкции разъединителей повышенной надежности, рассчитанные на дистанционное управление без визуальной проверки, например, на номинальные напряжения 750 и 1150 кВ. В свете задач комплексной автоматизации энергообъектов номенклатура подобных конструкций должна быть расширена. Разъединители всех напряжений должны допускать дистанционное управление без каких-либо ограничений. Лишь при выполнении этого условия может быть ликвидировано обилие ручных операций и низкий уровень автоматизации управления.

**Дистанционное управление отделителями и короткозамыкателями**

На подстанциях применяются два варианта схем с отделителями: схема с отключением

отделителя линейной защитой после отключения выключателей линии, когда сигнал на отключение отделителя подается по каналам телемеханики с контролем отключения линейных выключателей, и схема с короткозамыкателями, включение которых создает искусственное короткое замыкание у выводов трансформатора. При этом ток в линии резко увеличивается, и срабатывает защита линии, отключающая линию вместе с трансформатором, после чего подается команда на отключение отделителя.

На рис. 45.13 приведена одна из достаточно распространенных схем управления отделителем трансформатора для подстанции 110 или 220 кВ на ответвлении. В схеме предусмотрены реле контроля тока и напряжения KSA1, KSA2 и KSV1, KSV2 на стороне ВН трансформатора, что позволяет надежно проконтролировать его обесточенное состояние. Реле KL1 формирует сигнал на отключение отделителя при срабатывании защиты трансформатора по условию отсутствия тока в отделителе и короткозамыкателе (реле KSA1, KSA2) и отсутствия напряжения на высокой стороне трансформатора (реле KSV1, KSV2). Отключение производится отключением отделителя YAT контактами KL1.

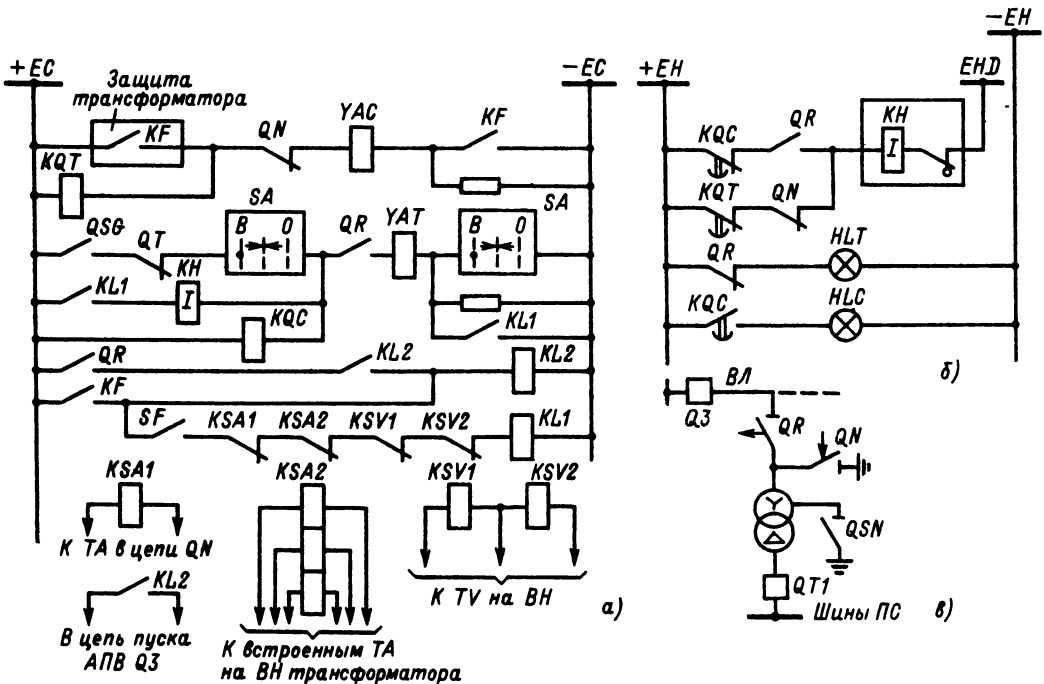


Рис. 45.13. Схема управления (а) и сигнализации (б) отделителем и короткозамыкателем; поясняющая схема (в)

Контакт автомата защиты *SF* трансформатора напряжения в цепи обмотки *KL1* предотвращает ложное отключение отделителя при повреждении вторичных цепей ТН.

Дистанционное отключение отделителя производится ключом *SA* при условии, что трансформатор находится на холостом ходу, т. е. отключен выключатель *QT1* со стороны *НН*, и заземлена нейтраль обмотки *ВН* трансформатора (замкнут контакт *QSG* заземляющего разъединителя в нейтрали). Автоматическое (аварийное) отключение отделителя допускается при любом положении заземляющего разъединителя нейтрали обмотки 110—220 кВ.

Двойной разрыв цепи отключения отделителя — со стороны плюса и минуса — предотвращает ложное отключение отделителя при двойных замыканиях на землю в цепях оперативного тока.

Разрешение на АПВ выключателя *Q3* (рис. 45.13, в) дается при отключенном отделителе *QR* контактом реле *KL2* соответствующего отделителя.

Отключение короткозамыкателя и включение отделителя, как правило, производится вручную, хотя в отделителях и предусматривается возможность осуществления дистанционной операции включения. Схему включения и отключения отделителя выполняют в этом случае аналогично описанной выше.

Положение отделителя сигнализируется (рис. 45.13, б) двумя лампами *НLC* (включено) и *НLT* (отключено), включаемыми соответственно через контакт реле *KQC* («включено») и блок-контакт отделителя *QR* (при наличии дистанционного включения — через контакт реле «отключено» *KQT*), отключающее положение короткозамыкателя — соответствующей лампой, включенной через контакт реле *KQT* короткозамыкателя.

Реле *KQC* и *KQT* обеспечивают контроль целости цепей управления. Об обрыве этих цепей сигнализирует замыкание контактов *KQC*, *KQT* и выпадание флажка сигнального реле *KN*.

Контакт автомата *SF* (рис. 45.13, а), контролирующего исправность цепей трансформатора напряжения, предотвращает ложное отключение отделителя при повреждении вторичных цепей ТН.

### Избирательные схемы управления

Описанные выше схемы дистанционного управления коммутационными аппаратами предусматривают подачу управляющих команд от индивидуальных ключей управления, размещаемых на месте установки комму-

тируемого аппарата или на щите управления. Структурно эти схемы относятся к децентрализованным и обладают всеми известными недостатками децентрализованных систем — низкой оперативностью и сравнительно высокой вероятностью ошибки, обусловленной расщеплением индивидуальных командных элементов системы и невозможностью обзора всего управляемого комплекса в процессе управления. При малом количестве объектов управления этот недостаток не является определяющим. Однако при усложнении главной схемы энергообъекта, увеличении количества ее присоединений и коммутируемых элементов принцип индивидуального управления перестает удовлетворять требованиям надежности и оперативности.

Наиболее эффективной мерой повышения оперативности является переход на избирательные структуры, позволяющие повысить степень централизации управления за счет управления большим количеством коммутируемых элементов схемы энергообъекта с помощью одного центрального органа команды (ключа управления) с подключением его к объекту управления избирательно, по соответствующей вызывной команде, подаваемой в избирательную схему.

За основу принимается следующий принцип построения избирательных схем. Орган подачи команды выполняется общим для нескольких объектов управления, число которых определяется конкретной конфигурацией управляемой схемы энергообъекта или его части (участка). Операции управления производятся двумя последовательными командами — подготовительной (выбор объекта), подключающей индивидуальные цепи управляемого объекта к общему органу управления, и исполнительной, осуществляющей подачу необходимого управляющего сигнала общим органом управления. Сигнализация положения объектов управления выполняется индивидуальной. Кроме того, дается световой сигнал, подтверждающий реализацию команды выбора соответствующего объекта.

По эргономической структуре избирательные системы делятся на три вида — системы с кодовым набором, с функциональной клавиатурой и с вызовом по мнемосхеме.

Система с кодовым набором описана в [45.1]. Эта схема имеет наиболее простую электрическую схему, однако необходимость поиска кода затрудняет диалог, в связи с чем снижается оперативность. Такая схема не оправдала себя на энергообъектах.

Система с вызовом по функциональной клавиатуре отличается гибкостью и достаточной простотой диалога, обладает широкими

избирательными возможностями, однако требует сложной логики и специального аппаратного решения, в связи с чем применяется преимущественно в комплексе с ЭВМ.

Система с вызовом объекта по мнемосхеме отличается оперативностью, легко реализуется на релейно-контактной аппаратуре, может быть привязана к упрощенной функциональной клавиатуре, в связи с чем рекомендуется для энергообъектов, не оснащенных ЭВМ.

Одна из подобных схем, разработанная Энергосетьпроект для широкого применения на энергообъектах, приведена на рис. 45.14. Схема представляет собой универсальный избирательный блок, пригодный для решения различных задач управления и контроля, выполняется на базе простых реле с питанием как на постоянном, так и на переменном токе (в последнем случае — через выпрямитель) на любом стандартном уровне напряжения.

Избирательный блок обеспечивает возможность подключения цепей выбранного

объекта к центральному аппарату управления (измерения, сигнализации) по команде оператора. Избирательная команда (вызов объекта) подается кнопкой выбора объекта *BCS*, размещаемой в соответствующем элементе мнемосхемы или на функциональной клавиатуре (рис. 45.14, б).

Ниже рассмотрено применение избирательного блока для организации схемы избирательного управления выключателями. Использование блока для других целей изложено далее в соответствующих разделах.

Предварительный выбор объекта производится кнопкой, при нажатии которой срабатывает и далее самоудерживается соответствующее избирательное реле *KCSn*, обеспечивающее подключение индивидуальных цепей управления выбранного выключателя к центральному ключу управления *SAS* (рис. 45.14, в). При этом на мнемосхеме загорается соответствующая избирательная лампа *HLSn*, позволяющая оператору судить о правильности реализации вызова, а также центральное табло *HLS* «вызов», фиксирующее состояние схемы.

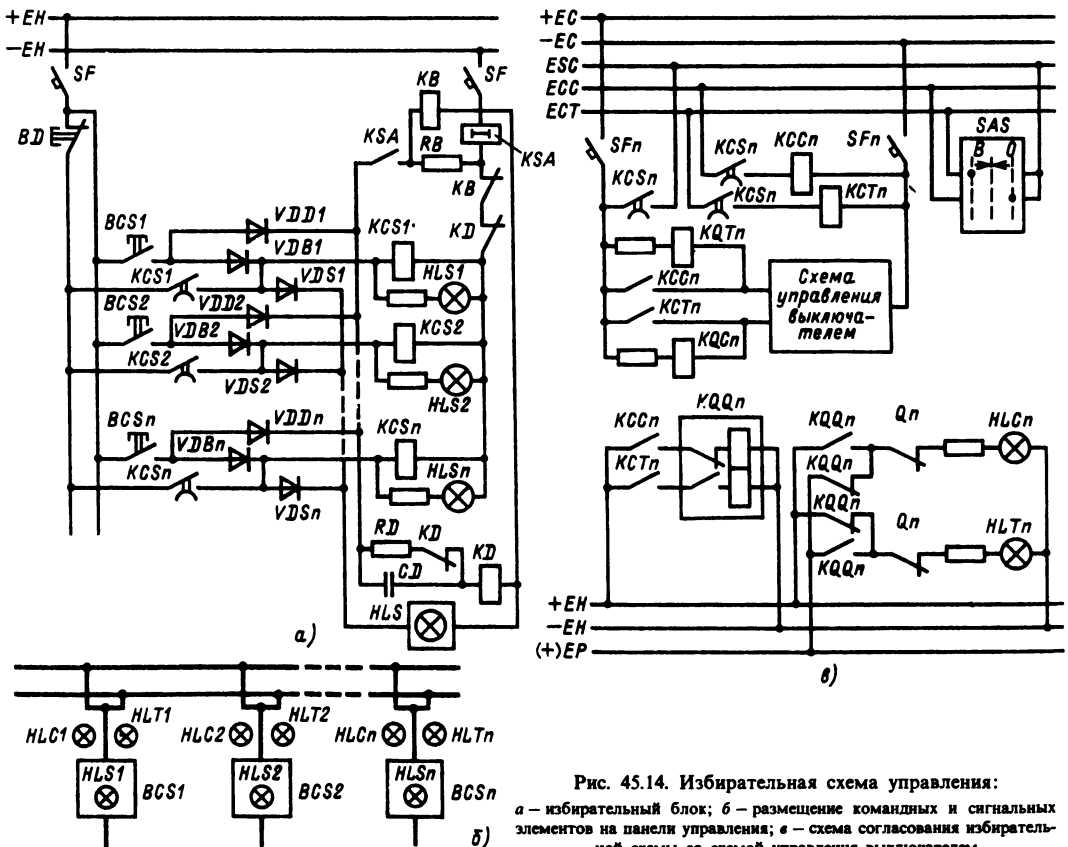


Рис. 45.14. Избирательная схема управления: а — избирательный блок; б — размещение командных и сигнальных элементов на панели управления; в — схема согласования избирательной схемы со схемой управления выключателем

Контактами  $KCS_n$  вызванного объекта на ключ  $SAS$  через шинку избирательного управления  $ESC$  подается оперативный ток, а к командным шинкам включения  $ECC$  и отключения  $ECT$  подключаются пусковые цепи индивидуальных реле команд «включить» ( $KCS$ ) и «отключить» ( $KCT$ )  $n$ -выключателя (рис. 45.14, в).

Команда на коммутацию подается на реле  $KCC$  и  $KCT$  центральным ключом  $SAS$  через шинку  $ECC$  и  $ECT$  соответственно.

Положение выключателя отображается на мнемосхеме индивидуальными лампочками  $HLC$  («включено») и  $HLT$  («отключено»), как и в ранее описанных схемах. По условиям избирательности к центральным аппаратам избирательной схемы разрешается подключение цепей лишь одного объекта, вызванного оператором. Соответственно в схеме предусмотрена блокировка, запрещающая одновременный вызов двух объектов и снимающая предшествующий вызов при подаче очередной вызывной команды.

Снятие предшествующего вызова обеспечивается следующим образом. При подаче вызывного сигнала кнопкой  $KCS$  через развязывающий диод  $VDD$  и дифференцирующую емкость  $CD$  на обмотку  $KD$  поступает импульсный сигнал, вызывающий его кратковременное срабатывание. При этом контактом  $KD$  снимается питание с  $KCS$ , и если в схеме имеется подтянутое реле  $KCS$ , то оно отпадает, чем и обеспечивается снятие предшествующего вызова.

После отпадания  $KD$  цепь питания  $KCS$  восстанавливается и обеспечивается дальнейшее срабатывание того  $KCS$ , пусковая цепь которого собрана, т. е. нормальная реализация одного вызывного сигнала. Повторное срабатывание  $KD$  при отпадании в данном случае блокируется введением инерционности в цепь разряда емкости  $CD$  с помощью резистора  $RD$ .

Одновременная подача двух вызывных сигналов, возможная при использовании блока в системах автоматического управления, блокируется токовым реле контроля  $KSA$  и реле блокировки  $KB$  (рис. 45.14, а). Ток срабатывания  $KSA$  отстраивается от номинального тока потребления  $KCS$ . Соответственно при одновременной подаче двух вызывных сигналов через  $KSA$  протекает удвоенный ток потребления  $KCS$ ,  $KSA$  срабатывает, самоудерживается через балластное сопротивление  $RB$  и запускает блокирующее реле  $KB$ , которое своим контактом снимает питание с избирательных реле  $KCS$  и блокирует их ложный запуск до тех пор, пока не восстановится нормальная схема.

Блокирующие диоды  $VDB$  обеспечивают запираение зарядной цепи дифференцирующей емкости  $CD$  после снятия вызывного сигнала, когда вызов принят и реле  $KCS$  самоудерживается. При этом обеспечивается разряд  $CD$  через контакт  $KD$  и резистор  $RD$  и соответственно готовность  $KD$  к срабатыванию при подаче очередного вызывного сигнала независимо от предшествующего состояния  $KCS$  схемы. Соответственно диоды  $VDB$  предотвращают ложный запуск  $KD$  через цепи самоудерживания  $KCS$ , а диоды  $VDS$ ,  $VDD$  — ложные срабатывания  $KCS$  через общие цепи  $HLS$  и  $KD$ .

Использование развязывающих диодов  $VDD$  и  $VDS$ , заменяющих в данном случае контакты реле  $KCS$ , позволяет свести к минимуму необходимое количество реле в схеме.

Для повышения надежности деблокировки схемы при наличии предшествующего вызова в реле  $KCS$  вводится задержка на срабатывание 0,1–0,15 с.

Оперативная деблокировка схемы и соответственно снятие вызова производится центральной кнопкой деблокировки  $BD$ , размыкающей цепь самоудерживания  $KCS$ .

### 45.3. Электромагнитная блокировка разъединителей

Блокировка разъединителей с выключателями выполняется согласно условиям, соблюдение которых исключает возможность операций с разъединителями под током. Назовем основные условия.

1. При двойной системе шин оперирование шинными разъединителями развилки разрешается (рис. 45.15, а):

а) при включенных парном разъединителе  $QS$ , шинносоединительном выключателе  $QP$  и его разъединителях  $QSP$ ;

б) при отключенных парном разъединителе, заземлителе  $QS$  и выключателе данного присоединения  $Q$ .

2. При наличии заземлителей на шинных разъединителях со стороны выключателя должна быть обеспечена невозможность включения заземлителя при включенном парном разъединителе и включения этого разъединителя при включенном заземлителе.

3. Оперирование линейными и шинными разъединителями при одной системе шин разрешается только при отключенных выключателях и заземлителе данного присоединения.

Для конкретных первичных схем эти условия могут быть расширены, и можно не только предусматривать запрещение операций с разъединителями под током, но блокировать другие неправильные операции, например воз-



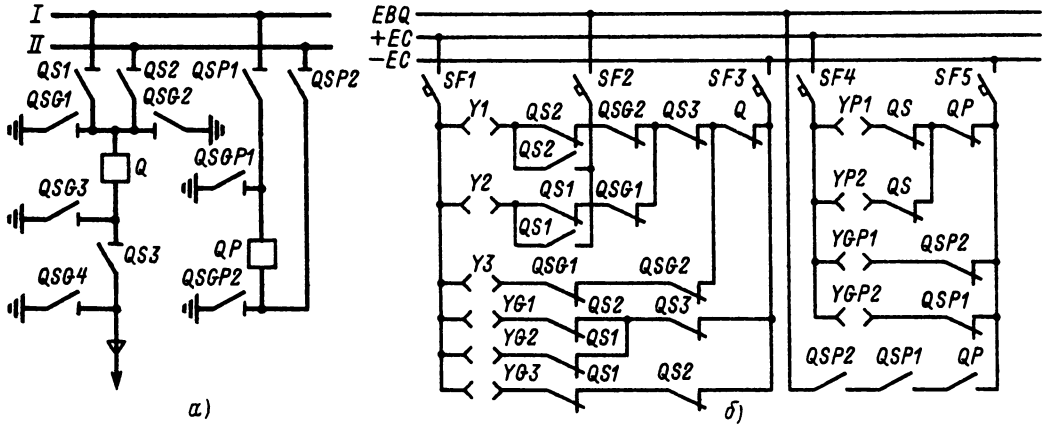


Рис. 45.15. Распределительное устройство с двойной системой шин (а) и схема электромагнитной блокировки разъединителей (б)

возможность подачи напряжения выключателем на заземленный разъединитель и др.

Блокировка для разъединителей с дистанционным приводом осуществляется размыканием соответствующих контактов цепей управления, а для разъединителей с ручным приводом — механическим запирающим приводом.

В схемах управления разъединителями с ручными приводами наибольшее применение находит электромагнитная блокировка, что обусловлено ее универсальностью и простотой операций. Эта блокировка состоит из механического замка, устанавливаемого на приводе каждого разъединителя, электрической розетки около привода и переносного ключа с электромагнитом, общего для всех замков распределительных устройств (рис. 45.16). Переносный электромагнитный ключ имеет внутри корпуса электромагнит с обмоткой и сердечником, который выдвигается при обтекании обмотки током. Для возврата сердечника в ключе имеется специальная пружина.

Напряжение на блокировочную розетку подается через блок-контакты блокируемых аппаратов лишь в том случае, когда разрешается производство операций с данным разъединителем.

Для отпирания замка вилка ключа вставляется в блокировочную розетку. При этом ключ должен быть предварительно вставлен в блок-замок. Если в розетке есть напряжение (операция с разъединителем разрешается), сердечник ключа выдвигается, и его паз захватывает соответствующий выступ замка. После этого поворотом ключа в замке на  $180^\circ$  отпирания привод разъединителя, производится включение или отключение его, затем поворотом ключа в первоначальное положение при-

вод снова запирается. Только после этого ключ может быть снят. Надевание и снятие ключа возможны только при положении замка «заперто», т. е. когда запорный стержень выдвинут и запирает привод разъединителя. При этом обмотка электромагнита ключа должна быть обесточена.

Схема электромагнитной блокировки разъединителей присоединений для РУ с двойной системой шин показана на рис. 45.15, б. Напряжение на блокировочные розетки, т. е. разрешение на производство операций, подается только при соблюдении указанных выше условий, отражаемых во вторичных цепях при помощи блок-контактов выключателей и разъединителей.

Все операции с разъединителями производятся при отключенных выключателях  $Q$  и  $QP$ , за исключением операции перевода присоединения с одной системы шин на другую, условием допустимости проведения которой является включенное положение параллельного

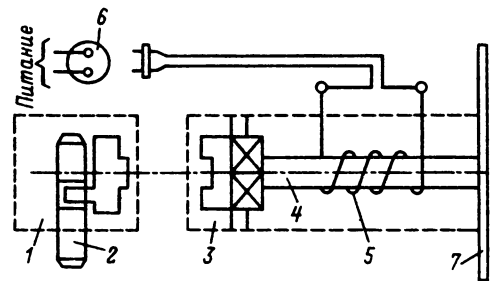


Рис. 45.16. Эскиз блокировочного замка и ключа к нему:

1 — замок; 2 — запирающий стержень; 3 — ключ; 4 — подвижной сердечник; 5 — катушка ключа; 6 — розетка; 7 — ручка ключа

выключателя  $QP$  и его разъединителей  $QSP1$  и  $QSP2$  (см. рис. 45.15).

При отключенном положении разъединителей  $QS1$  и  $QS2$  и отключенных заземляющих разъединителях присоединения  $QSG1$ ,  $QSG2$ ,  $QSG3$ , исключающих возможность подачи потенциала земли на общую точку разъединителей, оперативное питание подается на обе блокировочные розетки  $Y1$  и  $Y2$  (см. рис. 45.15) или при дистанционном управлении на контакты ключей управления соответствующими разъединителями, и возможно включение любого из этих двух разъединителей. После включения одного из разъединителей  $QS1$  ( $QS2$ ) питание с блокировочной розетки парного разъединителя  $QS2$  ( $QS1$ ) снимается, так как одновременное включение разъединителей  $QS1$  и  $QS2$  в данном случае запрещено. Соответственно при дистанционном управлении реле блокировки снимает оперативный ток с ключа управления разъединителя, операция с которым запрещается.

Между заземлителями  $QSG1$ ,  $QSG2$ ,  $QSG4$  и спаренными с ними разъединителями  $QS1$ ,  $QS2$ ,  $QS3$  имеется механическая блокировка непосредственного действия, т. е., например, заземлитель  $QSG1$  может быть включен только при отключенном разъединителе  $QS1$  и, наоборот, разъединитель  $QS1$  может быть включен только при отключенном заземлителе  $QSG1$ . При этом включение заземлителя  $QSG1$  допускается схемой электромагнитной блокировки только при отключенном разъединителе  $QS2$ , который в свою очередь может быть включен лишь при отключенном заземлителе  $QSG1$ , т. е. обеспечивается логика, исключающая подачу напряжения на заземленную точку.

Механическая блокировка обладает высокой надежностью, поскольку она заложена в самой механической конструкции привода. Естественно, что при наличии механической блокировки она не дублируется в схеме электромагнитной блокировки. Однако механическая блокировка спаренных разъединителей и заземлителей выполняется только для разъединителей до 220 кВ, допускающих проведение операций непосредственно на месте установки аппарата. Для разъединителей 330 кВ и выше по условиям безопасности разрешаются только дистанционные коммутационные операции, и для них применяется электромагнитная блокировка между спаренными разъединителями и заземлителями, аналогичная описанной. Для спаренных шинных разъединителей  $QS1$  и  $QS2$  предусматривается следующая логика.

Включение разъединителя  $QS1$  ( $QS2$ ) при включенном парном разъединителе  $QS2$  ( $QS1$ ) возможно лишь тогда, когда шиносоединительный выключатель  $QP$  той же секции

сборных шин и его разъединители  $QSP1$  и  $QSP2$  находятся во включенном положении. В этом случае нет опасности прохождения уравнительного тока по разъединителям в момент коммутации, и разрешается замыкание двух систем шин разъединителями  $QS1$  и  $QS2$ . Соответственно через последовательную цепь блок-контактов  $QP$ ,  $QSP1$ ,  $QSP2$  на шинку  $EBQ$  в этом случае подается оперативный ток, и при включенных разъединителях  $QS1$  и  $QS2$  на их блокировочные розетки  $Y1$  и  $Y2$  подается питание, т. е. разрешается отключение любого из двух разъединителей, что и производится при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

После отключения одного из двух разъединителей  $QS1$  или  $QS2$  питание с блокировочной розетки парного разъединителя  $QS2$  или  $QS1$  снимается.

Блокировка разъединителей шиносоединительного выключателя выполняется аналогично блокировке разъединителей присоединения.

При дистанционном управлении разъединителями сохраняется вся логика блокировки, но блокировочный сигнал подается через промежуточное реле непосредственно в схему управления и блокирует выполнение дистанционной операции.

#### 45.4. СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПОСТОЯННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

##### Общие сведения

На щитах управления электрических станций и подстанций предусматриваются следующие виды технологической сигнализации:

1. Сигнализация положения — сигналы на щите о положении коммутационных и регулирующих аппаратов (выключателей, разъединителей, контакторов и т. п.).
2. Аварийная сигнализация — сигналы об аварийном отключении коммутационных аппаратов.
3. Предупреждающая сигнализация — сигналы о наступлении ненормального режима в работе агрегатов или ненормального состояния отдельных частей установки или установки в целом.
4. Сигнализация действия защиты — сигналы о действии защиты, выпадении флажка указательного реле и необходимости ручного возврата его.
5. Сигнализация действия автоматики.
6. Командная сигнализация — сигналы для передачи из цеха в цех ограниченного количества наиболее важных и частых распоряжений.

**Сигнализация положения**

Для сигнализации положения разъединителей применяются специальные указатели — приборы сигнальные (ПС).

Прибор состоит из неподвижного U-образного электромагнита с двумя обмотками и якоря, поворачивающегося в поле электромагнита в пределах 90°. Якорь связан с указателем, который поворачивается вместе с ним. Питание на обмотки ПС подается через соответствующие блок-контакты разъединителей (рис. 45.17). В зависимости от того, через какую из двух обмоток проходит ток, указатель прибора занимает вертикальное или горизонтальное положение. При отсутствии тока в обеих обмотках, например при обрыве цепи, указатель под действием пружины устанавливается в среднем положении под углом 45°. Таким образом, прибор сам осуществляет контроль целостности цепей.

Сигнализация положения коммутационных аппаратов с дистанционным управлением со щита осуществляется с помощью сигнальных ламп. Предусматривается сигнализация положений выключателя в нормальном режиме («включено», «отключено») и при автоматическом включении или отключении аппарата. В первом случае лампа сигнализации соответствующего положения горит ровным светом, во втором случае — мигает. Для обеспечения мигания ламп используется положение несоответствия (положение ключа «включено» при отключенном положении коммутационного аппарата и наоборот).

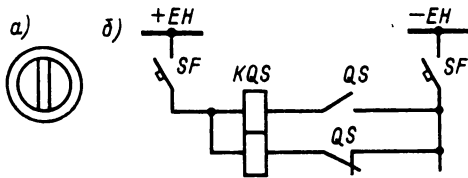


Рис. 45.17. Сигнализация положения разъединителей: а — вид фасада с панели управления; б — схема сигнализации

чено» при отключенном положении коммутационного аппарата и наоборот).

В положении несоответствия питание на сигнальную лампу подается от специальной шинки мигания (+)EH.

Мигающий свет применяется и в схемах предупреждающей сигнализации. Для этих целей используется пульс-пара. На рис. 45.18 показана схема пульс-пары, выполненная на релейных элементах.

Схема работает следующим образом. При подаче импульса на шинку (+)EP срабатывает реле KL1. Его контакты замыкаются (без выдержки времени); один контакт замыкает цепь KL2, второй — цепь лампы. Реле KL2 срабатывает и размыкает (без выдержки времени) цепь KL1. Так как контакты KL1 имеют выдержку времени на размыкание, цепь реле KL2 и контакты KL1 остаются на это время замкнутыми. Этим определяется длительность импульса. После размыкания контактов KL1 реле KL2 обесточивается. Вторичный импульс подается через время, определяемое выдержкой времени контакта реле KL2 на замыкание. Этим определяется интервал между двумя последовательными импульсами. Нормально схема мигания не работает, поскольку цепь несоответствия конкретных объектов разомкнута. При замыкании цепи несоответствия на шинку мигания (+)EP поступает через лампу HLT «минус» оперативного тока, срабатывает реле KL1, и пульс-пара запускается. При этом на лампу HLT периодически поступает либо +EH через контакт KL1, либо в цепь лампы вводится обмотка KL1, благодаря чему лампа гаснет и обеспечивается эффект мигания.

Устройства мигающего света выполняют на бесконтактных элементах, например таких, как прерыватель питания ППБ12, включаемый аналогично в цепь несоответствия и осуществляющий прерывание цепи сигнальной лампы управляемым диодом. Подключение прерывателя к шинке мигания показано на рис. 45.18, б.

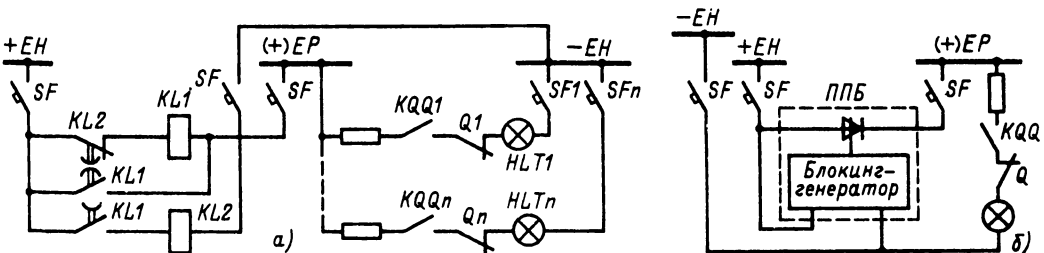


Рис. 45.18. Устройство мигающего света: а — релейная схема; б — бесконтактная схема

### Аварийная сигнализация

Аварийное отключение коммутационного аппарата должно сопровождаться как индивидуальным световым сигналом (мигание лампы сигнализации положения), так и звуковым сигналом, общим для всего щита. Назначение звукового сигнала — привлечь внимание персонала к происшедшему отключению, светового — определить отключившийся аппарат.

Схема аварийной сигнализации обеспечивает снятие звукового сигнала с центрального поста без квитирования ключа отключившегося аппарата, т. е. с сохранением светового сигнала. Система сигнализации после снятия звукового сигнала готова к приему новых сигналов независимо от того, сохранены ли световые сигналы отключившихся аппаратов. Такой способ называется центральным снятием звукового сигнала с повторностью его действия.

Для сигнализации с центральным снятием звукового сигнала с повторностью его действия применяется реле импульсной сигнализации. Это реле представляет собой комплект трансформатора напряжения и поляризованного реле, включенного через триодные ключи во вторичные обмотки трансформатора.

На рис. 45.19 показана схема аварийной сигнализации с применением упомянутого реле (позиционное обозначение *KLH*). При аварийном отключении какого-либо выключателя через цепь несоответствия — последовательное соединение контактов реле команд *KCC*, *KCT*, реле фиксации командного сигнала *KQQ* и блок-контакт выключателя *Q* — замыкается цепь первичной обмотки встроенного в *KLH* трансформатора *T*.

В обмотке возникает переходный ток положительного направления, наводящий во вторичной обмотке соответствующую ЭДС, обес-

печивающую протекание базового тока в цепи триода *VT2*. При этом *VT2* открывается и замыкает цепь обмотки прямой полярности поляризованного реле *K*, которое срабатывает и своим контактом запускает реле *KL*.

При срабатывании *KL* самоблокируется через кнопку центрального снятия сигнала *BDC*, одним из своих контактов замыкает цепь запуска sireны *HA* и реле времени *KTD*, а другим закорачивает цепь коллектор — эмиттер триода *VT1*, благодаря чему в обмотку поляризованного реле *K* подается ток обратной полярности, и оно возвращается в исходное положение.

Окончательная деблокировка схемы происходит автоматически после исчерпания выдержки времени реле *KTD*, которое своим контактом закорачивает обмотку *KL*, обеспечивая его отпадение, а следовательно, снятие звукового сигнала, возврат схемы в исходное состояние и ее готовность к приему следующего сигнала. Та же операция вручную осуществляется с помощью кнопки *BDC*.

Для обеспечения повторности действия сигнала в индивидуальных цепях несоответствия устанавливаются добавочные резисторы. При аварийном отключении второго выключателя и несквитированном ключе на первом общее сопротивление цепи снижается, что вызывает изменение тока в первичной цепи *KLH* и появление во вторичной цепи импульсной ЭДС, достаточной для срабатывания поляризованного реле *K* и запуска схемы сигнализации. При квитировании ключа цепь несоответствия размыкается контактом.

Оперативное опробование схемы сигнализации производится кнопкой *BT*.

### Предупреждающая сигнализация

Предупреждающая сигнализация предназначена для предупреждения дежурного персонала об отклонениях от нормального режима в работе отдельных частей установки или установки в целом, требующих принятия мер для их устранения. Сигналы подаются от контактов соответствующих датчиков (реле, контактных манометров и т. п.).

Предупреждающая сигнализация должна сопровождаться индивидуальным световым сигналом (табло с надписью) и общим для всего щита звуковым сигналом, отличным по звуку от сигнала аварийного отключения.

Для выполнения предупреждающей сигнализации с центральным снятием звукового сигнала с повторностью его действия принципиально применяются те же схемы, что и для аварийной сигнализации. Однако эти схемы

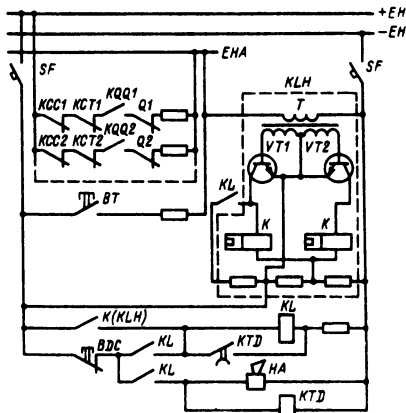


Рис. 45.19. Схема аварийной сигнализации

обладают некоторыми особенностями, рассматриваемыми ниже.

**Сигнализация с равно горящими световыми сигналами.** Для обеспечения повторности действия сигнала вместо добавочных сопротивлений используются лампы в табло, служащие одновременно для получения индивидуальных световых сигналов.

Наличие сигналов без выдержки времени и сигналов, которые по своему характеру требуют отстройки по времени, приводит к необходимости установки двух реле импульсной сигнализации: одного для сигналов без выдержки времени или с индивидуальными реле времени и другого для сигналов с выдержкой времени. В последнем случае устанавливается общее реле времени.

Работа схемы сигнализации без выдержки времени ничем не отличается от работы рассмотренной выше схемы аварийной сигнализации.

**Схема сигнализации с общим реле времени** (рис. 45.20) имеет следующие особенности: при срабатывании какого-либо реле предупреждающей сигнализации, например  $KH1$ , мгновенно загорается соответствующее световое табло  $HL1$ , через которое подается ток в первичную обмотку реле импульсной сигнализации. Его контакт  $K$  замыкает цепь обмотки реле времени  $КТВ$ , контакты которого через промежуточное реле  $KL$  приводят в действие звуковой сигнал и обеспечивают возврат  $K$  и готовность схемы к приему следующего сигнала. Если до того, как реле времени  $КТВ$  успеет замкнуть свои контакты, ненормальный режим, вызвавший появление сигнала, прекратится, то в момент погасания лампы при размыкании контакта реле  $KH$  во вторичной обмотке трансформатора  $T$  наведется кратковременно ЭДС обратной полярности, которая обеспечит открытие триода  $VT1$  и подачу на обмотку поляризованного реле  $K$  сигнала обратного полярности, а следовательно, возврат его контакта в разомкнутое положение. При этом цепь пуска реле времени  $КТВ$  разомкнется, и звуковой сигнал не успеет действовать.

Каждый индивидуальный сигнал выполняется обычно при помощи светового табло с двумя лампами, включенными параллельно, что обеспечивает действие сигнала при перегорании одной из ламп. Для контроля за состоянием ламп последние подключаются к реле  $KLH$  через две шинки предупреждающей сигнализации  $EHP$  и переключатель  $ST$ , нормально находящийся в положении «включено» (В). При опробовании ламп переключатель устанавливается в положение «опробование» (0); при этом на шинки  $EHP$  подается напряжение

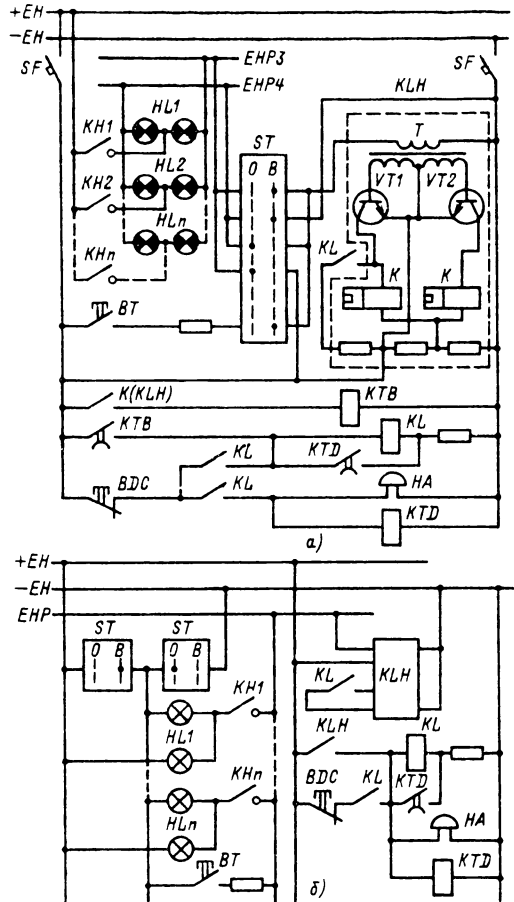


Рис. 45.20. Схема предупреждающей сигнализации: а — с двумя шинками  $EHP$ ; б — с одной шинкой  $EHP$

$\pm EH$ , лампы в каждом световом табло оказываются включенными последовательно на напряжение оперативной сети и загораются неполным накалом. В случае перегорания одной из ламп световое табло при опробовании не загорается. Снятие звукового сигнала производится вручную кнопкой  $BDC$ . Автоматическое снятие звукового сигнала осуществляется с выдержкой времени с помощью реле  $КТД$ , контакты которого включены параллельно обмотке реле  $KL$  и при замыкании деблокируют его.

Опробование звукового сигнала и проверка исправности реле в схеме производятся кнопкой  $BT$ .

Схема предупреждающей сигнализации без выдержки времени аналогична схеме аварийной сигнализации (рис. 45.19) с той лишь разницей, что вместо сопротивлений исполь-

зуются лампы и предусматривается ключ *ST* для опробования исправности ламповых табло. Вариант схемы с одной шинкой *ЕНР* приведен на рис. 45.20, б.

**Сигнализация с мигающими световыми сигналами.** При большом количестве постоянно горящих световых сигналов на щите дежурному персоналу трудно выделить появившийся сигнал. В этом случае схема предупреждающей сигнализации может быть выполнена с мигающим свечением каждого появившегося сигнала, для чего используется шинка мигания (+)*ЕР*. Перевод сигнала на ровное свечение производится дежурным оператором при квитировании сигнала с помощью общей для всех сигналов кнопки.

Схема сигнализации с мигающим световым сигналом и повторностью действия выполняется с одним индивидуальным реле для каждого сигнала. Одна из подобных схем изображена на рис. 45.21. Индивидуальный сигнал поступает от контактов датчика сигнализации *КН* через резистор *R* на шинку предупреждающей сигнализации *ЕНР*, к которой присоединена обмотка реле центральной сигнализации *КЛН* (рис. 45.20). Одновременно образуется цепь через шинку (+)*ЕР*, обеспечивающая мигание табло *НЛ*. Диоды *VD1—VD4* устанавливаются для исключения обходных цепей. Звуковой сигнал снимается кнопкой центрального снятия сигнала. Перевод табло на ровное свечение производится кнопкой снятия мигания *ВВР*. При нажатии кнопки *ВВР* срабатывает реле *КВР*, которое удерживается в течение всего времени подачи данного сигнала и переводит табло *НЛ* на ровное свечение. Контакт реле *КВР* размыкает цепь шинки *ЕНР*, исключая перегрузку реле *КЛН*.

Переключателем опробования *ST* производится проверка исправности индивидуаль-

ных табло *НЛ* и диодов *VD1, VD2*. При их исправности все световые табло *НЛ* горят ровным светом. При неисправности обмотки реле *КВР* и диодов *VD1, VD2* табло *НЛ* не переводится на ровный свет.

**Участковая сигнализация с центральным осведомлением.** На крупных энергообъектах с большим количеством индивидуальных сигналов, распределенных по панелям главного щита управления, в целях улучшения ориентации дежурного персонала предусматривается деление всех объектов сигнализации на участки и выдача на соответствующие табло панели центральной сигнализации осведомительных сигналов, позволяющих сразу определить участок, с которого поступил индивидуальный сигнал. Такой способ сигнализации носит название сигнализации с центральным осведомлением.

Участок обычно охватывает технологически самостоятельную часть главной схемы — ОРУ, ГРУ, КРУ, общестанционные устройства и т. д. Осведомительный сигнал отображает номер участка и выдается одновременно с индивидуальным сигналом.

Функции осведомительного сигнала могут быть расширены за счет группировки одноплановых индивидуальных сигналов в один обобщенный сигнал, отображающий как участок, с которого поступил индивидуальный сигнал, так и характер поступившей информации.

Обобщенный сигнал может объединять любое количество индивидуальных сигналов, отличающихся тем или иным общим признаком. Количество обобщенных сигналов определяется особенностями технологии.

Табло обобщенных сигналов размещают на панели центральной сигнализации. При этом рекомендуется вписывать их в мнемосхему, имитирующую расположение участков энергообъектов или панелей ГЩУ. Это более удобно, поскольку позволяет совместить обобщенный сигнал с его адресом и обеспечивает выявление участка и оценку характера поступившей информации ассоциативно, без дополнительного логического анализа.

Организация обобщенного сигнала не требует дополнительной аппаратуры и осуществляется путем подключения всех сигналов данной группы к обобщающей групповой шинке *ЕНГ* через развязывающие диоды. Примерная схема организации обобщенных сигналов для двух идентичных объектов — *ВЛ1* и *ВЛ2* приведена на рис. 45.22.

При поступлении информации дежурный фиксирует обобщенные данные на панели центральной сигнализации, а конкретные данные уточняет по индивидуальным табло на со-

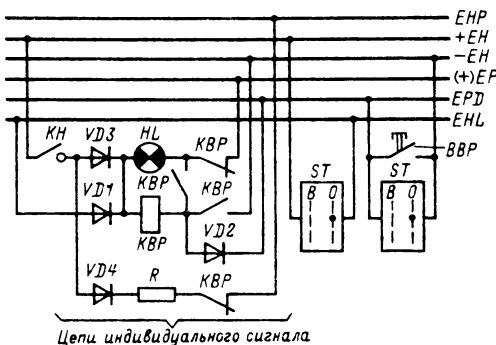


Рис. 45.21. Схема сигнализации с мигающими световыми сигналами

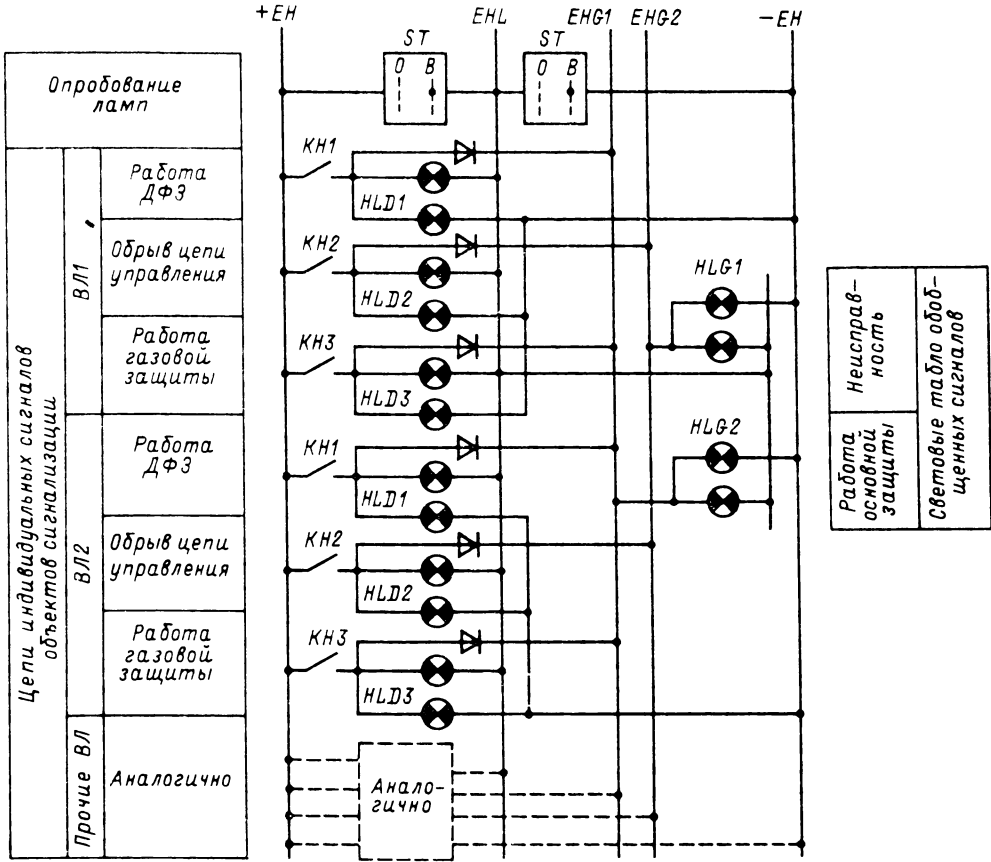


Рис. 45.22. Схема организации обобщенных сигналов

ответствующих панелях управления объектами данного участка.

Недостатком схемы является сохранение большого количества одновременно выдаваемых индивидуальных световых сигналов, усложняющих сбор и обработку информации и снижающих эффективность обобщения как меры повышения оперативности.

**Групповая предупреждающая сигнализация.** На рис. 45.23 приведен один из вариантов схемы сигнализации, позволяющий значительно сократить количество индивидуальных световых сигналов за счет объединения одноименных сигналов в одну группу и выдачи их на групповую шинку и далее на групповое табло с наименованием, общим для всех поступающих сигналов и одновременно повторяющим их индивидуальное наименование.

Индивидуальные сигналы подаются контактами сигнальных реле КН через соответствующие развязывающие диоды на шинки

предупреждающей сигнализации участка ЕНPR1 и ЕНPR2, групповые шинки конкретных сигналов ЕНГ1, ЕНГ2, ЕНГ3 и адресные табло HLG с наименованием объекта, с которого пришел индивидуальный сигнал.

Информация выдается дежурному персоналу в виде двух световых сигналов – группового (табло расшифратора HLD), определяющего конкретный характер индивидуального нарушения или неисправности, и адресного (табло HLG), указывающего объект, на котором это произошло.

Групповые табло размещают на группе панелей управления, охваченных данными групповыми сигналами, адресные табло – на панелях управления соответствующими присоединениями. Схема выполняется как участковая – с запуском реле центральной сигнализации через соответствующие участковые шинки предупреждающей сигнализации ЕНPR1

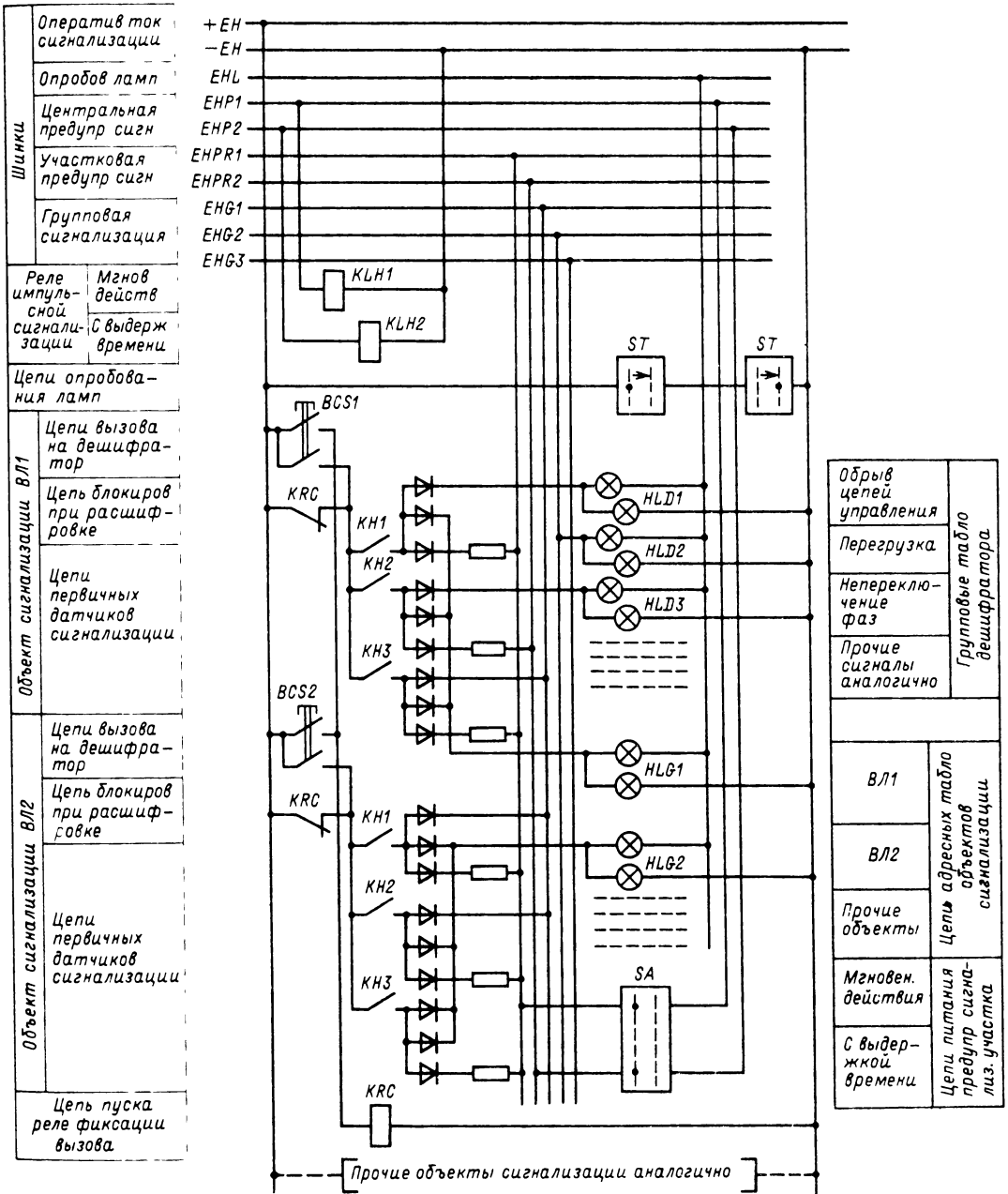
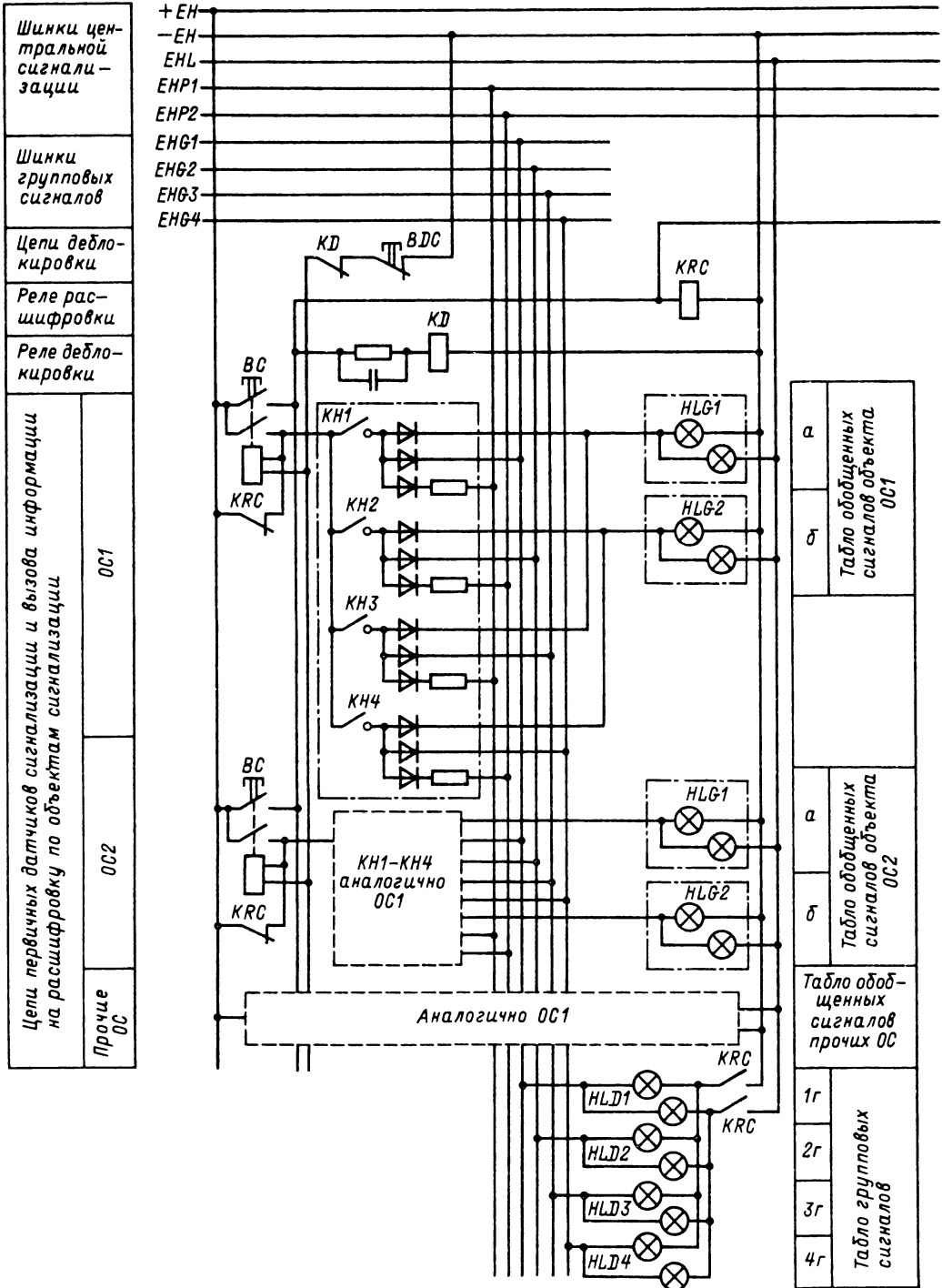


Рис. 45.23. Схема групповой предупреждающей сигнализации





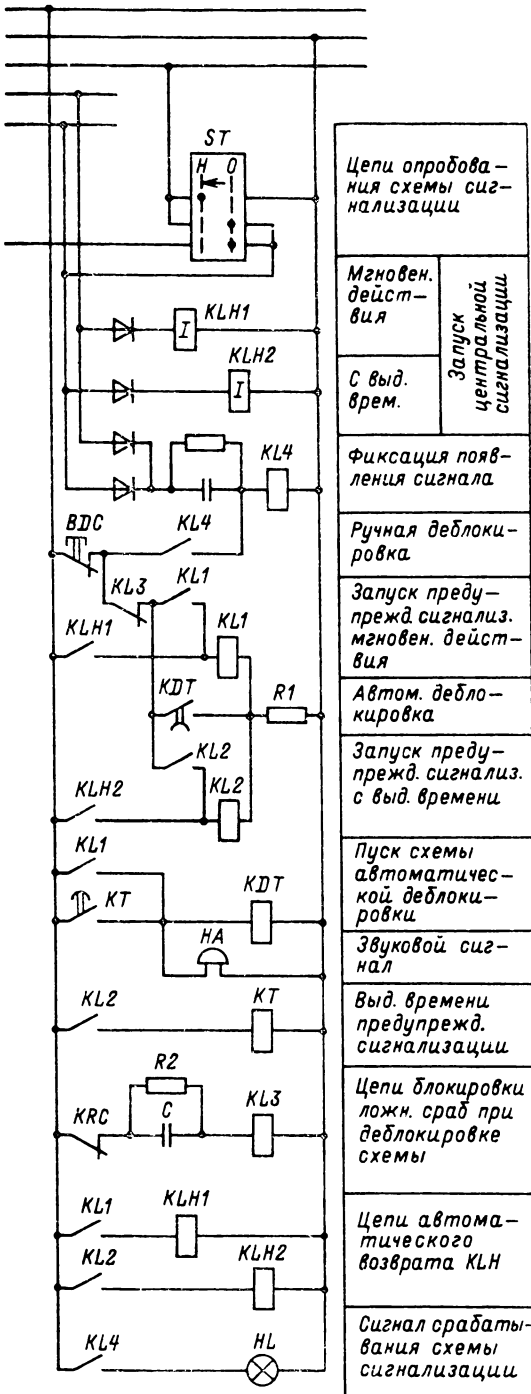


Рис. 45.24 Схема сигнализации с обобщенными световыми сигналами и расшифровкой по запросу

и ЕНР2. Подключение к шинке ЕНР центральной сигнализации осуществляют через контакты оперативного ключа SA в целях обеспечения возможности оперативного обеспечения всех сигнальных цепей участка при выявлении участков с пониженной изоляцией в цепях постоянного тока.

В зависимости от количества, вида и адресов поступивших сигналов исходная информация может быть выдана дежурному засвечиванием нескольких групповых и адресных табло, минимально — одного группового и одного адресного. При этом сигналы выдаются в неявной форме, без прямой связи с объектами, и их конкретное распознавание требует проведения двухступенчатых операций. Так, при появлении индивидуальных сигналов и срабатывании схемы сигнализации вначале фиксируют объекты, с которых поступила информация, и по комплексу адресных и групповых сигналов оценивают ситуацию в первом приближении. Затем с помощью кнопок вызова, индивидуальных для каждого объекта, дифференцируют полученную информацию и выявляют ее прямые связи с объектами, уточняя, какие сигналы и с какого объекта поступили. По полученной информации делают окончательные выводы о ситуации и принимают решения.

Схема вызова индивидуальной информации работает следующим образом. При нажатии кнопки BC выбранного объекта срабатывает реле расшифровки KRC и снимает оперативный ток с реле KH всех объектов. Одновременно контактом BC подается оперативный ток на KH выбранного объекта, чем и обеспечивается подача на групповые шинки ЕНГ и соответственно табло HLD только сигналов вызываемого объекта.

На время считывания вызванной на расшифровку информации BCS удерживается в нажатом состоянии вручную. При снятии вызывной команды BC возвращается в исходное положение, KRC отпадает, и схема восстанавливается. Возможно выполнение схемы и с автоматическим удерживанием вызывного сигнала, что облегчает считывание. Это обеспечивается за счет применения кнопок с обмотками самоудерживания в соответствии со схемой рис. 45.24, приведенной ниже. Центральная часть схемы выполнена аналогично рис. 45.20 и в рассматриваемой схеме не представлена.

Ключ ST предназначен для опробования световых табло. При опробовании на шинку ЕНЛ подается «плюс» с шинки +ЕН, и исправные табло загораются полусветом, а в табло, на которые поступает индивидуальный сигнал, гаснет одна лампа. Нормально на шинку ЕНЛ через размыкающий

контакт *ST* подается «минус», и при поступлении сигнала табло загорается полным светом.

Групповые табло размещают на группе панелей управления объектов, охваченных соответствующими групповыми сигналами. Там же на соответствующих панелях управления размещают индивидуальные адресные табло и кнопки вызова. Схема является типовой для подстанций 330–500 кВ. Она улучшает ориентацию дежурного персонала на месте концентрации информации в одном месте, а также дает значительную экономию контрольного кабеля, обусловленную группировкой одноименных сигналов и уменьшением количества жил между главным щитом управления и местами установки сигнальных реле. В то же время схема излишне перегружена автоматически выдаваемой информацией. Так, на крупном энергообъекте на участке может быть предусмотрено до 60 групповых и до 30 адресных сигналов, т. е. около 100 сигналов, из которых при серьезных нарушениях может быть выдано одновременно до 15. При принятой обобщенной форме выдачи групповой информации такое количество исходных сигналов представляется чрезмерным.

Этот недостаток может быть устранен за счет промежуточного обобщения групповых сигналов по аналогии со схемой рис. 45.22. Соответствующая схема рассмотрена ниже.

**Групповая сигнализация с промежуточным обобщением и расшифровкой по запросу.** На рис. 45.24 представлена схема, сочетающая в себе особенности обеих предшествующих схем и обеспечивающая улучшенную ориентацию и информативность. Схема предусматривает выдачу исходной информации в обобщенной форме аналогично рис. 45.22 и расшифровку по запросу аналогично рис. 45.23. Она содержит все элементы схемы групповой сигнализации, но предусматривает дополнительную группировку одноплановых индивидуальных сигналов и вывод их на соответствующие объектные табло обобщенных сигналов *HLG*.

Схема дается в качестве примера, показывающего, что эргономические характеристики традиционных схем сигнализации могут быть существенно улучшены без пересмотра аппаратной основы, и их структура может быть значительно приближена к оптимальной.

Схема выполнена для пяти конкретных сигналов *л* объектов сигнализации, т. е. обеспечивает отображение 5л конкретных сигналов указанных объектов. Исходная информация выдается в виде обобщенного объектного сигнала засвечиванием табло *HLG* с последующей его расшифровкой по запросу высвечиванием групповых табло дешифратора *HLD*.

Вся командно-квотирующая и сигнальная аппаратура размещена на группе панелей управления объектами отображаемого участка. Возможно размещение их и на отдельной участковой панели с выполнением там же соответствующей миниатюрной мнемосхемы, что при большом количестве объектов на отображаемом участке облегчает восприятие информации.

Табло объектных обобщенных сигналов *HLG* по возможности вписывают в мнемосхему участка и отображают общий характер конкретного сигнала с одновременной фиксацией объекта, с которого он поступил. Групповые табло *HLD* размещают на тех же панелях (или панели) отдельно в виде блока дешифратора и отображают конкретные наименования поступивших сигналов.

Схема работает следующим образом. Индивидуальные сигналы контактов сигнальных реле *KN* подаются через развязывающие диоды на табло обобщенных объектных сигналов *HLG* и на соответствующие групповые шинки *ENG*. Одновременно через шинки предупредительной сигнализации *ЕНР1* или *ЕНР2* в зависимости от технологической принадлежности поступивших сигналов запускается схема центральной сигнализации, обеспечивающая выдачу звукового и осведомительного светового сигналов на панели центральной сигнализации (см. контакты реле *KL1*, *KT* и *KL4* на рис. 45.24).

Исходная информация выдается дежурному засвечиванием соответствующего табло *HLG*, определяющего адрес и общий характер поступившего сигнала. Групповые табло дешифратора *HLD* при этом не загораются, так как оперативный ток с них снят замыкающими контактами реле расшифровки *KRC*.

Расшифровка объектных сигналов производится так же, как на схеме рис. 45.23, индивидуальными кнопками *BC* с соответствующей подачей на время расшифровки оперативного тока на групповые табло *HLD* контактами реле расшифровки *KRC*. При этом сохраняется описанный ранее принцип избирательности за счет снятия оперативного тока с контактов *KN* всех объектов, кроме вызываемого.

При снятии команды на расшифровку отпадает реле *KRC*, и схема восстанавливается. Возможное при этом срабатывание реле *KLH* и подача ложного осведомительного сигнала блокируются контактом *KL3*, срабатывающим импульсно при возврате *KRC*.

Осведомительный сигнал, подаваемый на панель центральной сигнализации контактом *KL4*, снимается кнопкой *BDC* одновременно со звуковым сигналом. Схема обеспечивает

значительную экономию кабеля за счет группировки и обобщения, не требует для своей реализации специальной аппаратуры, может быть реализована на любом энергообъекте в рамках действующей системы сигнализации.

В отличие от схемы-прототипа рис. 45.23 рассматриваемая схема выполнена с самоудерживанием вызывного сигнала. При нажатии *BC* она удерживается в нажатом состоянии встроенной в кнопку обмоткой самоудерживания через контакты кнопки *BDC* и реле деблокировки *KD*. Соответственно снятие вызывного сигнала производится оперативно нажатием кнопки *BDC* или автоматическим контактом *KD*, срабатывающим импульсно при подаче очередного вызывного сигнала. Последнее предотвращает одновременный вызов двух объектов сигнализации.

При совместной работе с универсальным избирательным блоком (рис. 45.22) схема может быть улучшена за счет введения мигания вновь поступившего сигнала в соответствии со схемой рис. 45.23. При этом основная часть схемы остается неизменной. Лишь контакты кнопок *BC* заменяются контактами избирательных реле *KRC*, дополнительно к каждому световому табло *HLG* и *HLD* устанавливается по одному промежуточному реле для переключения цепей мигающей сигнализации групповых и обобщенных сигналов.

Модификация схемы групповой сигнализации с промежуточным обобщением и миганием вновь поступивших сигналов приведена на рис. 45.25. Схема имеет более сложную логику и требует большего количества аппаратуры. Однако это компенсируется повышением ее информативности и функциональных возможностей и улучшением ориентации дежурного персонала в выдаваемой информации.

Работа схемы осуществляется в соответствии со следующим алгоритмом. При поступлении индивидуального сигнала загорается мигающим светом табло объектного обобщенного сигнала *HLG*, подключенное к шинке (+) *EP* контактом своего реле *KPG*. При отсутствии необходимости в расшифровке *HLG* может быть переведено на ровное свечение кнопкой *BDC*, при нажатии которой *KPG* срабатывает и самоблокируется через цепь индивидуального сигнала вплоть до его снятия, переключая своими контактами табло с (+) *EP* на + *EH*.

Расшифровка поступившего обобщенного сигнала обеспечивается нажатием соответствующей кнопки *BC* в схеме избирательного блока. При этом срабатывает избирательное реле *KCS* вызванного на расшифровку объекта и своим контактом запускает реле фикса-

ции вызова *KRC*, снимающее оперативный ток с сигнальных реле всех объектов участка. В то же время *KCS* своим другим контактом подает оперативный ток на сигнальные реле *KH* вызванного объекта, обеспечивая тем самым подачу его информационных сигналов на табло *HLG* и *HLD*. При этом вновь поступивший сигнал отображается на *HLG* и *HLD* мигающей засветкой, поскольку его табло включено на (+) *EP* через размыкающие контакты своих *KPG* и *KPD*, в данном случае обесточенных. После деблокировки схемы кнопкой *BDC* или контактом *KD* при вызове очередного объекта мигание снимается, и оба табло переводятся впредь на ровное свечение за счет срабатывания их *KPG* и *KPD* и их самоудерживания через цепь индивидуального сигнала вплоть до его исчезновения. Соответственно при расшифровке все наличные сигналы, поступившие ранее и расшифрованные при предшествующих вызовах, высвечиваются на соответствующих табло ровным светом через замыкающие контакты своих *KPG* и *KPD*, находящихся в подтянутом состоянии.

При необходимости в целях облегчения фиксации информации имеется возможность автономного снятия мигания группового табло в режиме расшифровки. Операция осуществляется кнопкой *BBP*, подающей через шинку снятия мигания *EPD2* «минус» на *KPD* вновь поступившего сигнала. Последнее срабатывает, самоблокируется и переводит свое *HLD* на ровное свечение. Соответствующее *HLG* при этом остается включенным на мигающее свечение вплоть до полной деблокировки схемы.

Контакт *KRC* в цепи *BBP* блокирует ложную переориентацию *KPG* и *KPD* при случайном нажатии *BBP* в нормальном режиме.

В целях уменьшения количества контактов в схеме применены одноламповые световые табло. Проверка исправности последних производится подачей + *EH* на шинку *EHL* ключом *ST*.

Кнопки вызова *BC* могут быть размещены непосредственно на мнемосхеме или выписаны в группу табло обобщенных сигналов соответствующих объектов. Не исключается выполнение последних и в виде кнопок с засветкой, т. е. совмещение табло с кнопкой.

В описанном виде схема по своим функциональным возможностям, структуре диалога и эргономическим характеристикам отвечает основным требованиям, предъявляемым к перспективным разработкам, направленным на повышение эффективности деятельности человека-оператора в контуре управления. По аналогичной структуре выполняются специализированные информационные системы, а

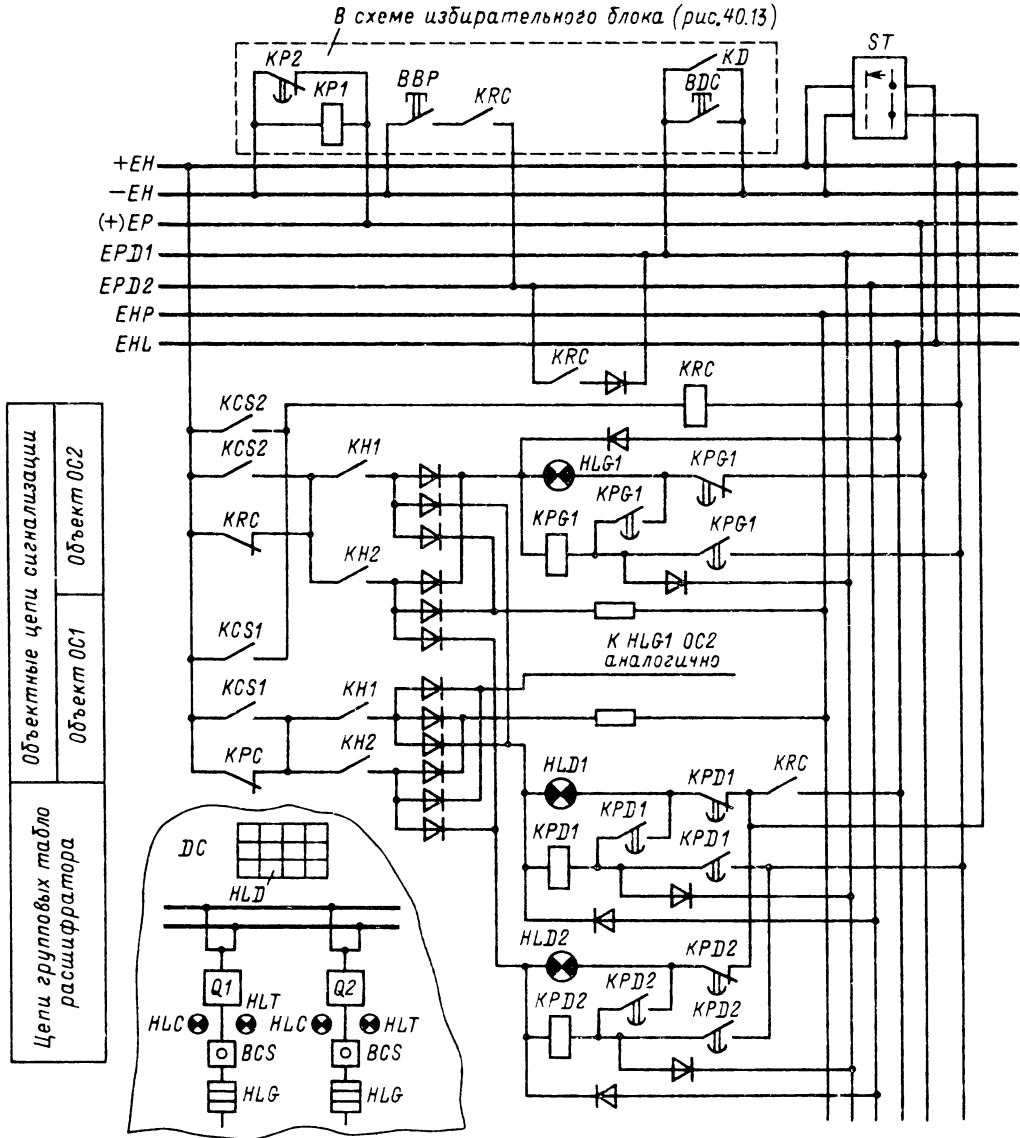


Рис. 45 25. Схема сигнализации с миганием вновь поступивших сигналов

также оперативные информационные узлы в системах АСУ ТП. Описанная схема стыкуется с указанными системами и может работать как автономно, так и в комплексе с ними.

На рис. 45.26 представлена схема групповой сигнализации, аналогичная описанной (см. рис. 45.24), но выполненная на новой аппаратной основе – на базе малогабаритных двухпозиционных реле с магнитной памятью. Схема

не требует специальных сигнальных реле с ручным возвратом и обеспечивает запоминание и последующую расшифровку импульсных сигналов, поступающих от контактов информационных датчиков (реле) в момент срабатывания соответствующих устройств защиты, автоматики и т. п. Схема может быть выполнена как на постоянном, так и на переменном оперативном токе на уровнях напряжения от

24 до 220 В с соответствующей заменой аппаратуры.

В схеме рис. 45.26 представлены цепи центральной части системы и объектные цепи одного объекта сигнализации (ОС1). Для удобства чтения схемы центральные и объектные аппараты маркируются по-разному. Центральные аппараты имеют в позиционном обозначении одну цифру, отражающую панельный номер аппарата. Позиционные обозначения объектных аппаратов содержат две цифры, первая из которых отражает номер объекта, вторая — панельный номер аппарата. В ряде случаев вторая цифра несет в себе также смысловой код, например код вида сигнала (см. реле *KLГ*).

Как и в предыдущей схеме, поступившая информация в рассматриваемой схеме выдается поэтапно — автоматически в виде обобщенного сигнала, определяющего адрес и основной характер поступившей информации (например, «неисправность», «отклонение от нормы» и т. п.), и по запросу оператора — в конкретном виде на групповые табло дешифратора.

Для вызова информации на расшифровку используется тот же избирательный блок рис. 45.14, что и в предшествующей схеме.

Преимуществом схемы является повышенная оперативность, поскольку дежурный персонал получает возможность расшифровать выданную информацию и восстановить нормальную схему, не выходя за пределы ЦПУ.

Последовательность работы схемы следующая. При поступлении импульса от датчика *КН* срабатывает соответствующее реле *KLГ*, определяющее обобщенно вид поступившего сообщения и его принадлежность к тому или иному обобщенному сигналу, и собирает пусковые цепи индивидуальных реле памяти *КНQ* данного вида сигналов. При этом контактом *КН* оживляется пусковая цепь реле *КНQ* данного сигнала, которое переориентируется и обеспечивает запоминание вновь поступившего сообщения.

Одновременно контактом того же *KLГ* подается сигнал на переориентацию объектного реле памяти *Q*, фиксирующего факт появления на данном объекте нового сообщения, и через контакты *Q* и *КНQ* засвечивается мигающим светом обобщенное табло данного объекта, определяющее вид (класс) поступившего сигнала.

Вызов информации на расшифровку производится кнопкой вызова объекта в схеме избирательного блока рис. 45.14. При этом срабатывает соответствующее реле выбора объекта *КС*, контакт которого обеспечивает возврат в исходное положение реле *Q* и сня-

тие питания обобщенного сигнала, а также подачу оперативного тока на контакты индивидуальных реле памяти *КНQ* и соответственно засветку табло дешифратора *HLD* по цепям, подготовленным контактами *КНQ* вновь поступивших сигналов.

Одновременно другим контактом *КС* подготавливается цепь оперативного сброса памяти *КНQ* в цепи центральной кнопки деблокировки *ВDC*, поскольку поступившая информация расшифрована и может быть стерта.

После расшифровки и снятия вызова табло дешифратора гаснут, а обобщенные табло, если не было деблокировки, продолжают гореть ровным светом.

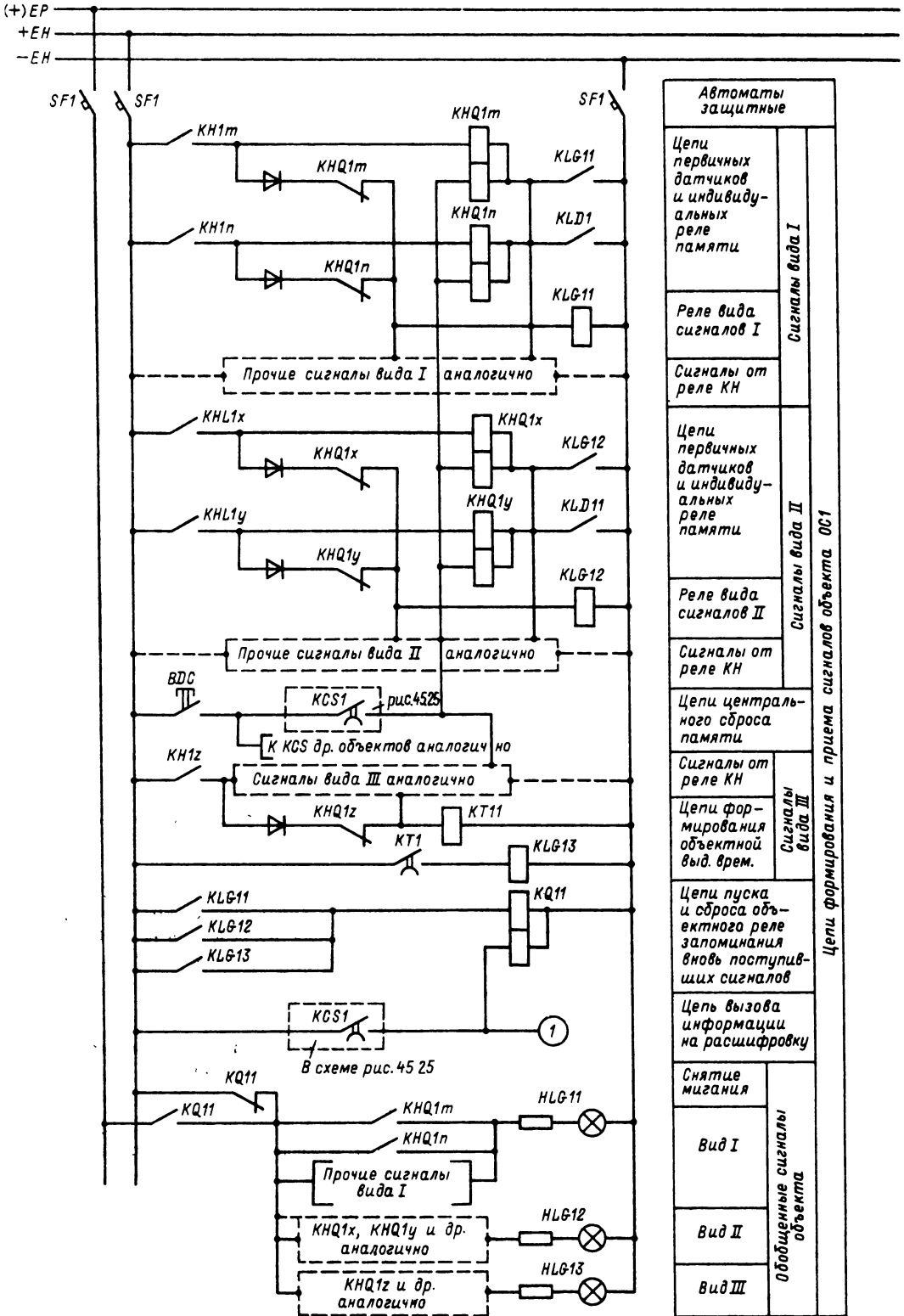
Контакты *Q* в цепях *HLD* обеспечивают мигающую засветку только вновь поступивших обобщенных сигналов и их перевод на ровное свечение после расшифровки. Внимание оператора привлекается к вновь поступившим сообщениям, и информативность системы повышается. Отсутствие мигания сигналов дешифратора, отличающее данную схему от предшествующей, обусловлено стремлением избежать излишних схемных усложнений, поскольку новые сообщения при расшифровке могут быть выявлены ассоциативно по миганию обобщенных сигналов.

Для групп сигналов, устраняющихся не сразу, предусмотрено объектное реле времени *КТ*, блокирующее ложную выдачу информации до истечения заданной выдержки времени. Возможна организация приема сигналов и без объектного реле времени — с выдачей сигнала от реле *KLГ* на центральное реле времени через шинку звуковой предупредительной сигнализации с выдержкой времени.

Схема работоспособна и при организации входных сигналов на базе реле с ручным возвратом и может быть согласована со всеми элементами диалога и центральными сигнальными элементами типовой схемы сигнализации, выполненной на базе реле импульсной сигнализации.

Схему предполагается применить в качестве типового решения для КТП.

Описанные варианты схем с промежуточным обобщением и расшифровкой по запросу, кроме схемы групповой сигнализации рис. 45.24, не являются типовыми и пока рекомендуются для экспериментального проектирования. Однако необходимо отметить, что действующие типовые схемы сигнализации с индивидуальными сигналами уже не удовлетворяют требованиям надежности и оперативности. При возросших объемах информации человек уже не может действовать в этих системах достаточно эффективно, что усложняет



Автоматы защитные	
Цепи первичных датчиков и индивидуальных реле памяти	Сигналы вида I
Реле вида сигналов I	
Сигналы от реле КН	
Цепи первичных датчиков и индивидуальных реле памяти	Сигналы вида II
Реле вида сигналов II	
Сигналы от реле КН	
Цепи центрального сброса памяти	Сигналы вида III
Сигналы от реле КН	
Цепи формирования объектной вид. врем.	
Цепи пуска и сброса объектного реле запоминания вновь поступивших сигналов	Обобщенные сигналы объекта
Цепь вызова информации на расшифровку	
Снятие мигания	
Вид I	Обобщенные сигналы объекта
Вид II	
Вид III	

Цепи формирования и приема сигналов объекта ОС1

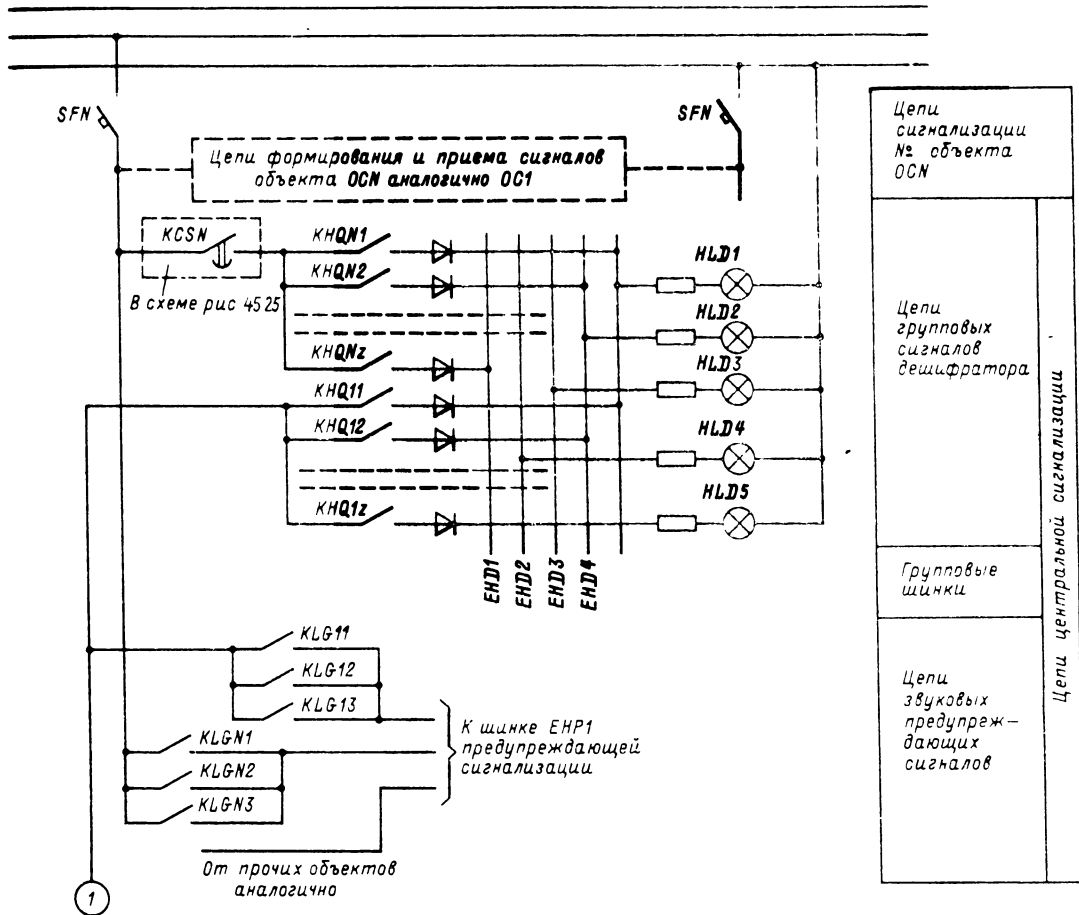


Рис 4526. Схема групповой сигнализации с расшифровкой по запросу с использованием двухпозиционных реле (для систем с импульсным отбором информации)

управление объектом, в особенности в аварийной ситуации [3]. Рядом организаций Минэнерго (Ленгидропроектом, Энергосетьпроектом, ВНИИЭ), а также в системе Минприбора (НИИ Теплоприбор) разработано и осваивается значительное количество различных устройств управления и контроля на базе микросхем и микропроцессорной техники с улучшенными эргономическими характеристиками. Однако эти устройства пока находятся в стадии освоения и серийно не выпускаются. Кроме того, они сложны, дороги, требуют специального обслуживания и могут быть рекомендованы только для сравнительно небольшого количества крупных энергообъектов. Применение их на объектах средней и малой мощности пока оказывается нерентабельным.

Описанные схемы, близкие по структуре к разрабатываемым перспективным системам технологического контроля, в том числе и с применением ЭВМ, выгодно отличаются от

них простотой и отсутствием сложной и дорогостоящей аппаратуры. Схемы выполняются с помощью простых реле, они не требуют коренного пересмотра применяемой на энергообъектах типовой системы сигнализации, поскольку являются ее развитием.

#### Сигнализация действия защиты и автоматики

Действие защиты сопровождается звуковым и световым сигналами аварийного отключения и выпадением флажка указательного реле соответствующей защиты. Так как подъем флажка производится вручную, на щите имеется сигнал «флажок не поднят», напоминающий дежурному о необходимости поднять его, так как в противном случае при повторном отключении возможна неправильная ориентация персонала в действии защиты.

Сигнал «флажок не поднят» может быть



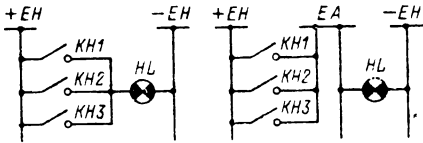


Рис. 45.27. Схема сигнализации срабатывания указательных реле с ручным возвратом

индивидуальным или центральным. В первом случае сигнал подается на соответствующую панель щита управления от всех защит данной цепи, во втором — от всех сигнальных реле защиты через вспомогательную шинку сигнализации EA (рис. 45.27).

Следует отметить, что использование сигнальных реле с ручным возвратом делает сигнализацию о работе защиты и автоматики недостаточно оперативной. Описанное выше устройство групповой сигнализации, рассчитанное на совместную работу с новыми сигнальными устройствами, имеющими дистанционный возврат, позволяет сделать систему сигнализации более мобильной. При использовании новых сигнальных устройств отпадает необходимость в сигнале «флажок не поднят», поскольку вся информация поступает на ГЩУ и оперативно расшифровывается по запросу.

Автоматическое включение коммутационного аппарата, например при АВР, сопровождается индивидуальным световым сигналом в виде мигания соответствующей лампы. При действии устройства АПВ индивидуальных световых сигналов на щите не появляется и персонал может установить цепь, на которой произошло АПВ, только по указательному реле в цепи включения или в перспективе по срабатыванию соответствующего реле памяти КНҚ (см. рис. 45.26).

**Командная сигнализация**

Командная сигнализация предназначена для передачи команд из цеха в цех. Такая сигнализация применяется, в частности, для передачи команд со щита управления в машинный зал и обратно. Для этой цели применяется так называемый командоаппарат (машинный телеграф). Аппарат состоит из двух комплектов сигнальных табло и кнопок или ключей. Один комплект размещается на месте подачи команды, другой — на месте ее приема. Каждый комплект состоит из приемных и отправочных команд.

Передача команд производится в следующем порядке: дежурный цеха, подающий команду, вызывает дежурного, принимающего команду. При этом раздается звуковой сигнал

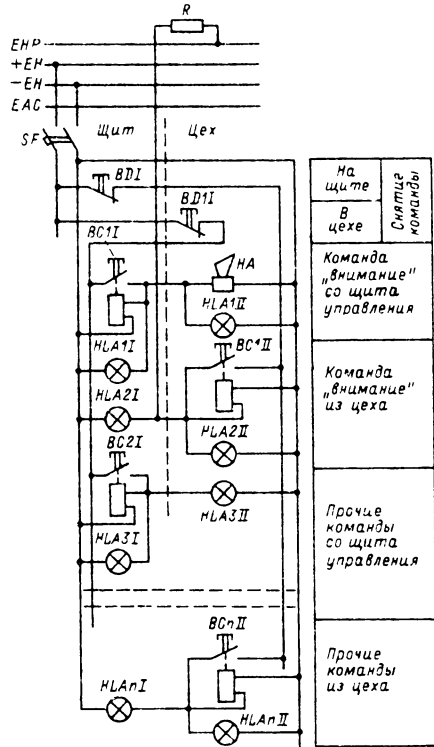


Рис. 45.28. Схема командоаппарата

и загораются транспаранты «внимание» как на приемном, так и на подающем концах.

Дежурный на приемном конце квитирует команду, снимая сигнал «внимание», что свидетельствует о том, что вызов принят. Далее дежурный передающего цеха передает нужную команду. При этом на обоих табло загорается транспарант с соответствующей надписью. После исполнения команды дежурный приемного конца квитирует сигнал кнопкой.

Импульс, передаваемый с передающего конца, длительно сохраняется до снятия его вручную. Это достигается применением самоудерживающихся кнопок; кнопка одновременно является якорем электромагнита, цепь которого замыкается самой кнопкой.

Схема командоаппарата с самоудерживающимися кнопками показана на рис. 45.28. Для подачи команды «внимание» со щита управления в цех нажимается кнопка ВС11, ток проходит через кнопки ВД11, ВС11 и по параллельным путям — обмотке ВС11, лампам табло HLA11 и HLA111 и через обмотку sireны HA; кнопка ВС11 самоудерживается, и звуковой сигнал и свечение табло «внимание» сохраняются до снятия их из цеха нажа-

тием кнопки *BD11*. Подача команды «внимание» из цеха на щит управления производится аналогично с той лишь разницей, что цепь звукового сигнала заводится на общую шинку *ЕАС* командной сигнализации, поскольку на щите устанавливается общий звуковой сигнал. Остальные команды передаются таким же образом, только без действия звукового сигнала.

## 45.5. КОНТРОЛЬ

### Общие принципы и объем контроля

Контроль за режимом агрегатов электростанций и подстанций осуществляется с помощью измерительных приборов (указывающих и регистрирующих) и релейных устройств — датчиков сигнализации, срабатывающих при отклонениях параметров агрегата от заданных значений сверх допустимого и действующих на соответствующую схему предупреждающей сигнализации.

В зависимости от характера объекта контроля и структуры его управления объем контроля и место размещения контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными. Приборы контроля для различных присоединений могут быть установлены в разных цепях и разных местах — на ЦПУ, на БЩУ, на агрегатных технологических щитах. В основном объем контроля определяется правилами технической эксплуатации и нормами технологического проектирования. Однако в зависимости от технологических особенностей контролируемого объекта возможны и отклонения от установленных норм, что обычно решается при проектировании.

Нормально на большинстве присоединений контролируются токи, напряжения, активная и реактивная мощность в цепях переменного тока. На генераторах и синхронных компенсаторах контролируются, кроме того, токи и напряжения в цепях возбуждения. На генераторах и потребительских присоединениях устанавливаются также счетчики коммерческого учета.

Аналогично управлению и сигнализации типовые решения предусматривают индивидуальный контроль параметров с установкой индивидуальных измерительных приборов на соответствующих панелях управления контролируемых присоединений. До последнего времени измерение производилось путем прямого включения измерительных приборов во вторичные цепи трансформаторов тока и напряжения. В последние годы в связи с унификацией измерительных сигналов и развитием автоматического регулирования на энерго-

объектах началось широкое применение измерительных преобразователей, позволяющих использовать измерительные приборы с унифицированными входными сигналами 5 мА для измерения любого параметра, что значительно упрощает эксплуатацию. Измерительный преобразователь включается в соответствующие вторичные цепи измерительных трансформаторов тока и напряжения и обеспечивает преобразование указанных входных сигналов в унифицированный выходной сигнал 0–5 мА, пропорциональный контролируемому параметру и подаваемый на вход измерительного прибора. Сегодня измерение с помощью измерительных преобразователей на средних и крупных объектах стало основным решением. Приборы прямого включения применяются на небольших подстанциях распределительных сетей.

С ростом автоматизации и внедрением микропроцессорных систем, рассчитанных на унифицированные входные сигналы, прямое измерение на объектах, генерирующих и передающих электроэнергию, очевидно изживет себя, и если останется, то на мелких объектах, распределительных подстанциях и трансформаторных пунктах и то лишь в том случае, если там не возрастут объемы телемеханизации и автоматизации управления и контроля. Увеличение стоимости измерительных схем в связи с установкой измерительных преобразователей в данном случае окупается снижением затрат на кабельную продукцию (могут быть использованы телефонные кабели либо контрольные кабели с малым сечением).

Существенным преимуществом схем с измерительными преобразователями является также возможность унификации измерительных систем, применение более гибких аппаратных решений, расширение возможностей автоматизации на базе современных полупроводниковых и микропроцессорных систем с унифицированными входами.

### Схема избирательного измерения

При большом количестве присоединений индивидуальное измерение параметров с установкой измерительных приборов на каждой панели управления сосредоточено по периметру щита управления становится неудобным как по условиям оперативности, так и вследствие неоправданного увеличения габаритных размеров щита управления. В этих случаях рекомендуется применять избирательные схемы измерения с подключением контролируемых параметров на группу центральных измерительных приборов по оперативной команде, подаваемой дежурным персоналом.

Как и в схемах сигнализации, в схемах избирательного измерения используется преимущественно участковый принцип с размещением приборов центральной части и командоквитирующей аппаратуры на группе панелей контролируемого участка. Не исключено и выполнение центральной избирательной схемы. Выбор структуры в данном случае определяется технологическими особенностями и конфигурацией схемы энергообъекта и осуществляется при проектировании. При этом принципиальная схема остается неизменной, и системы отличаются лишь количеством централизованных узлов — одного общего или нескольких по количеству контролируемых участков.

Ниже рассмотрен один из вариантов схемы избирательного измерения, выполненной на основе описанного выше избирательного блока рис. 45.14. Схема предусматривает установку индивидуальных измерительных преобразователей и выдачу в систему измерений соответствующих унифицированных аналоговых сигналов постоянного тока 0—5 мА.

Для централизованного измерения применяют узкопрофильные аналоговые приборы, градуированные в относительных единицах и позволяющие оценить относительные значения контролируемых параметров и их отклонения от номинальных значений в процентах. Рекомендуется применять приборы со световым отсчетом, например приборы типа М1740, обеспечивающие лучшее восприятие результатов измерений.

В целях повышения надежности и мобильности измерений в системе избирательного измерения могут быть предусмотрены два автономных устройства централизованного измерения — основное и дублирующее, выполняемые по одинаковым схемам. В этом случае вызов измерений на основной комплект измерительных приборов производится с мнемосхемы, а на дублирующий — с помощью функциональной клавиатуры, что делает диалог оператора с измерительной системой более гибким и оперативным<sup>1</sup>, в частности позволяет осуществить одновременное измерение параметров двух объектов двумя комплектами измерительных приборов. Однако установка дублирующего комплекта требует удвоения центральных шинок, аппаратов и соответствующих кабельных связей, что по условиям технологии не всегда может быть оправдано.

<sup>1</sup> Не исключено аналогичное исполнение и описанных ранее схем сигнализации, а также совмещение средств человеко-машинного диалога схем сигнализации и измерения.

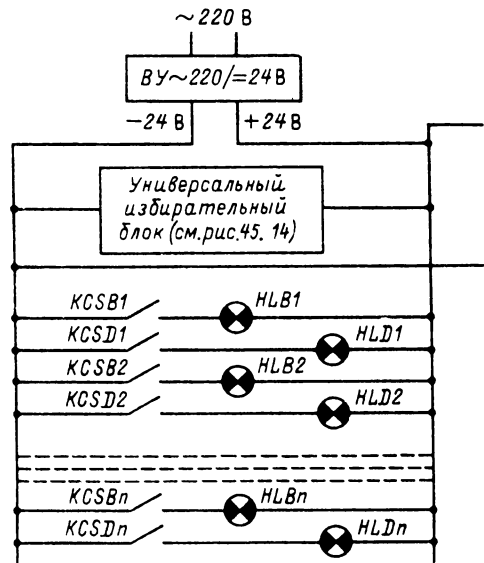
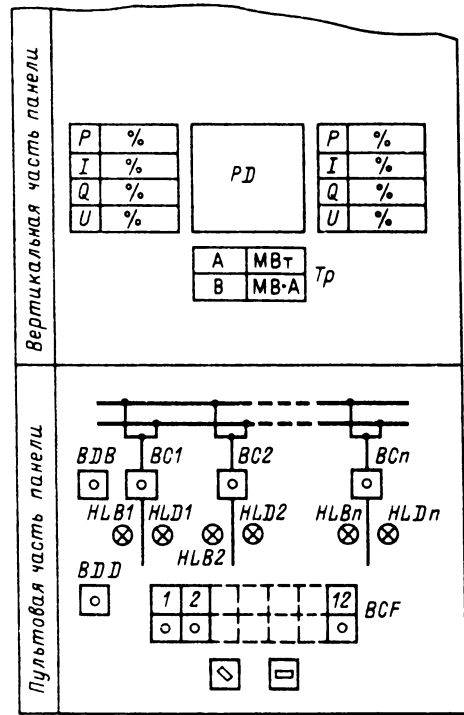
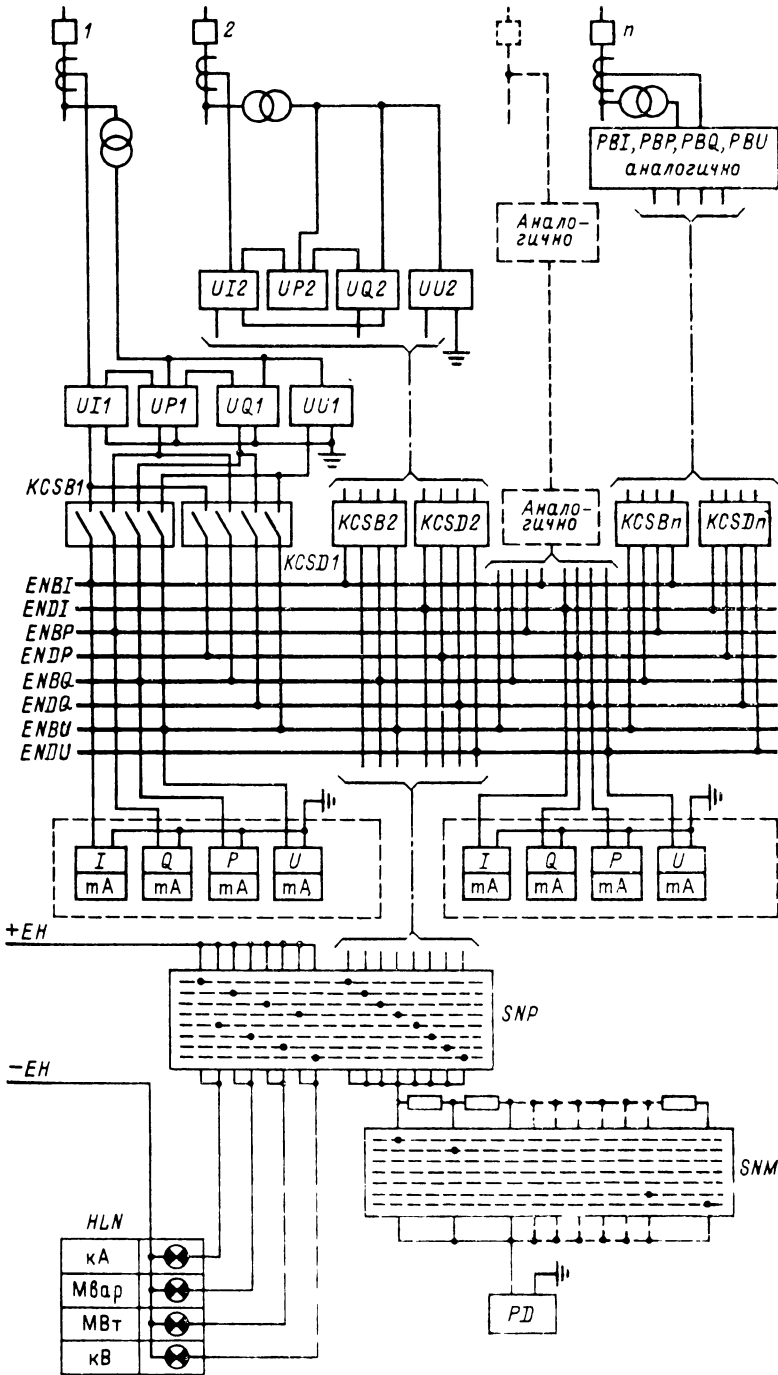


Рис. 45.29. Схема избирательного измерения



Объекты измерения	
n	Измерительные преобразователи объектов измерения ИМ
Прочие до n1	
2	
1	
Избирательные реле	
Шинки централизованного измерения	
Комплекты центральных аналоговых измерительных приборов	
Цепи переключения цифрового прибора	
Цепи масштабирования	
Цифровой прибор и табло размерности	

Поэтому выполнение дублирующей схемы не является обязательным, и вопрос решается по усмотрению проектировщика.

Для уточнения значений контролируемых параметров дополнительно к аналоговым приборам на панели централизованного измерения рекомендуется устанавливать цифровой прибор, общий для обоих избирательных комплектов. Цифровой прибор подключается оперативно переключателем к любому контролируемому параметру – параллельно одному из аналоговых приборов. Это измерение позволяет оценить значение конкретного параметра в именованных единицах. Необходимое масштабирование осуществляется вручную соответствующим многопозиционным переключателем по градуировочной таблице, выполняемой при наладке системы.

На рис. 45.29 представлена схема избирательного измерения, выполненная для одного участка в соответствии с описанной выше общей структурой. В схеме показаны подробно управляющие и измерительные цепи одного комплекта избирательной системы. Второй комплект выполняется аналогично. Схема не содержит сложных устройств, строится на базе простых реле и рассчитана на широкое применение.

Измерение параметров выбранного объекта обеспечивается за счет подключения выходных цепей его измерительных преобразователей к шинкам централизованного измерения основной или дублирующей системы контактами избирательных реле *KCSB* или *KCSD* соответственно.

Выбор объекта производится индивидуальными кнопками вызова *BC* на мнемосхеме для основной системы или аналогичной кнопкой функциональной клавиатуры для дублирующей системы, размещаемыми на панели централизованного измерения (рис. 45.29).

Вызывная команда подается нажатием указанных кнопок, индивидуальных для каждого объекта измерения (присоединения главной схемы), и реализуется универсальным избирательным блоком, описанным в § 45.2.

Измерение осуществляется на любом присоединении, подключенном к избирательной системе. При этом предусмотрена возможность подключения любого объекта измерения как к основному (*KNB*), так и к дублирующему (*KND*) комплекту центральных измерительных приборов с соответствующей сборкой объектных измерительных цепей на шинки избирательного измерения *ENB* или *END* по вызывной команде. Шинки избирательного измерения маркируются согласно ГОСТ тремя буквами. Первая буква *E* обозначает шинку, вторая *N* – функциональное назначение (изме-

рение), третья *B* или *D* – их принадлежность к основному (*ENB*) или дублирующему (*END*) комплекту, четвертая (*P*, *Q*, *I*, *U*) – измеряемый параметр, например *ENI1*, *ENQ1* (рис. 45.29).

Схема предусматривает подключение цифрового измерительного прибора *PD* на любую шинку *EN*, т. е. параллельно любому прибору централизованного измерения. Подключение осуществляют вручную двумя многопозиционными переключателями – переключателем параметра *SNP* и масштабирующим переключателем *SNM*; *SNP* обеспечивает подключение цифрового прибора к определенной шинке *EN* с одновременным высвечиванием размерности измеряемого параметра на табло размерности *HLN*; *SNM* позволяет выбрать нужный масштабирующий коэффициент при цифровом измерении. Задача решается путем изменения коэффициента делителя на входе цифрового прибора переводом переключателя в положение, определяемое соответствующей масштабирующей таблицей.

Вся центральная измерительная и командовизирующая аппаратура размещается на пульте-панели централизованных измерений участка в соответствии с рис. 45.29.

Объектные избирательные реле *KCSB* и *KCSD* собираются на релейном щите на отдельной панели или на соответствующих измерительных панелях, там, где установлены измерительные преобразователи. Там же собираются измерительные шинки *EN*.

Схема обеспечивает высокую оперативность измерений при значительной экономии контрольного кабеля. Она выполняется на пониженном напряжении 24 В с применением телефонных кабелей и по своим техническим и эргономическим характеристикам приближается к современным перспективным системам централизованного контроля, разрабатываемым для управления технологическими процессами.

При измерении параметров с помощью цифровых приборов, имеющих большие входные сопротивления (например, приборов вольтметрового типа Ф214) масштабирование может быть осуществлено автоматически путем выбора соответствующего коэффициента передачи с помощью индивидуального потенциометра, настраиваемого при наладке и корректируемого при смене преобразователя. В этом случае масштабирующий переключатель в схеме не устанавливается, и сама избирательная схема упрощается. Согласующие потенциометры устанавливают непосредственно на выходе измерительных преобразователей и обслуживают службами КИП и ЭТЛ энергообъектов.

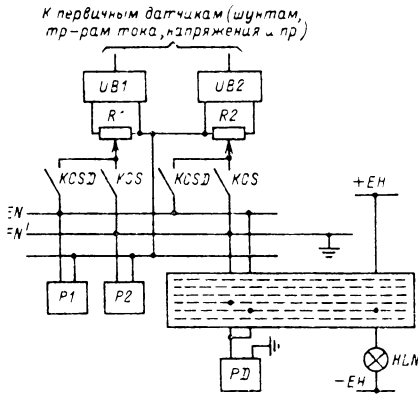


Рис. 45.30. Схема подключения индивидуальных согласующих потенциометров к системе избирательного измерения

Возможно согласование коэффициентов передачи путем настройки измерительных преобразователей разных объектов измерения на один и тот же вторичный ток (0–5 мА) при номинальном значении входного параметра. В этом случае центральные измерительные приборы токового типа (0–5 мА) могут быть также подключены к избирательной схеме без масштабирующего переключателя, но их шкалы должны быть градуированы в относительных единицах.

Схема подключения центральных приборов вольтметрового типа к измерительным преобразователям с индивидуальным масштабированием через ту же избирательную схему показана на рис. 45.30.

Описанные избирательные схемы измерения выполнены, равно как и схемы сигнализации, по структуре, близкой к применяемой в АСУ ТП, и соответственно преследуют те же цели улучшения эргономических характеристик систем управления и контроля. Схемы даются в двух вариантах в порядке примера, поскольку в действующих типовых решениях подобные схемы пока отсутствуют и применяются преимущественно схемы индивидуального измерения параметров для каждого отходящего присоединения главной схемы энергообъекта.

**Выполнение измерительных цепей тока и напряжения**

Измерительные трансформаторы в первичных схемах устанавливают непосредственно на оборудовании или сборных шинах распределительных устройств в зависимости от назначения.

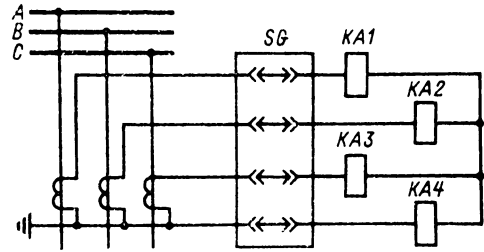


Рис. 45.31. Схема подключения реле ко вторичным цепям трансформатора тока (KA1 – KA4 – реле тока; SG – испытательный блок)

Выполнение вторичных цепей и способы подачи вторичного напряжения или тока на измерительный прибор, релейную защиту, автоматику, измерительный преобразователь зависят от конкретных условий и определяются особенностями той или иной схемы и решаемой задачи. Однако существует ряд общих положений, которые необходимо учитывать при выполнении вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения.

Для трансформаторов тока:

- а) одну точку вторичной обмотки необходимо заземлять в соответствии с требованиями техники безопасности;
- б) должна обеспечиваться возможность включения во вторичные цепи контрольно-измерительного прибора без разрыва цепи.

Для трансформаторов напряжения:

- а) возможность появления напряжения на первичной обмотке при выводе трансформатора в ремонт должна быть полностью исключена;
- б) одна точка вторичной обмотки должна быть заземлена в соответствии с требованиями техники безопасности;
- в) вторичные цепи должны иметь надежную защиту от коротких замыканий;
- д) должна обеспечиваться возможность подключения контрольно-измерительного прибора ко вторичным цепям.

В соответствии с указанными требованиями выполнены схемы измерительных цепей тока и напряжения на рис. 45.31 и 45.32.

**Схемы синхронизации**

Включение генераторов на параллельную работу осуществляется способом самосинхронизации, когда невозбужденный генератор включается в сеть при подсинхронной скорости и втягивается в синхронизм после подачи возбуждения (включения АГП), и способом точной синхронизации, когда возбужденный генератор включается в сеть в однозначно

выбранный момент при совпадении фаз, равенстве частот и напряжений генератора в сети (см. § 44.2).

Схема соединения цепей напряжения при точной синхронизации играет особо важную роль и имеет ряд особенностей, позволяющих правильно выбрать момент включения генера-

тора в сеть. Примерная схема синхронизации генератора при двух системах шин представлена на рис. 45.33. Схема обеспечивает точную ручную синхронизацию генератора с выбранной системой шин, а также позволяет синхронизировать две системы шин через шиносоединительный выключатель. Момент вклю-

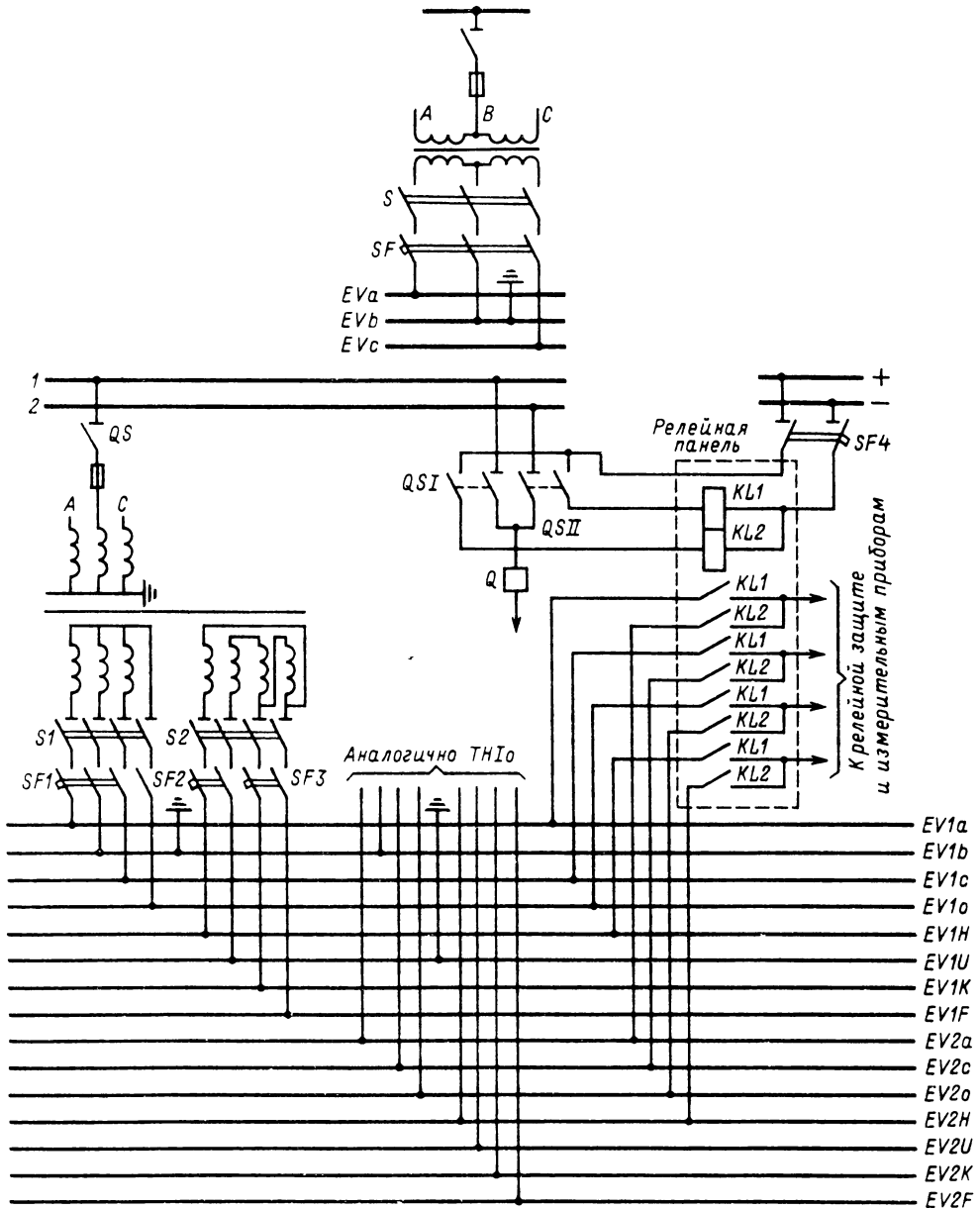


Рис. 45.32. Схема цепей трансформатора напряжения

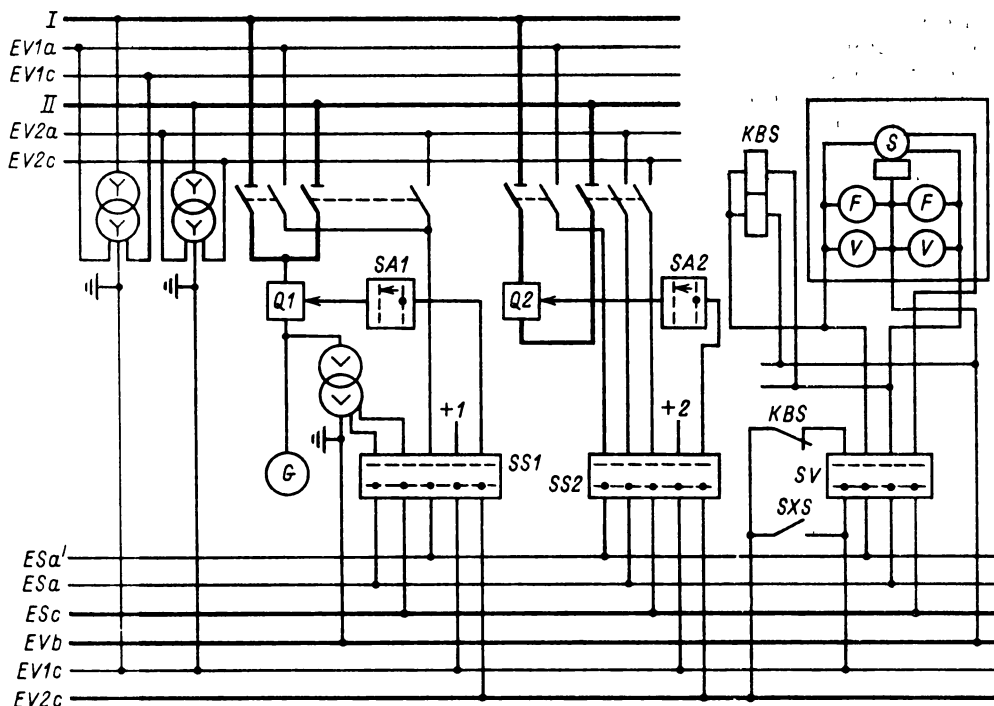


Рис. 45.33. Схема синхронизации генератора с сетью

чения выключателя синхронизируемого присоединения определяется по синхроскопу, установленному на центральном аппарате — колонке синхронизации, подключаемой к шинкам синхронизации  $ESa$ ,  $ESc$ ,  $ESa'$  через переключатель  $SS$ .

Для обеспечения возможности сравнения синхронизируемых напряжений и в соответствии с правилами техники безопасности фаза  $B$  сравниваемых напряжений выводится на шинку  $EVb$  и заземляется.

Напряжения на шинки  $ES$  подаются через блок-контакты разъединителей синхронизируемых присоединений и контакты ключа  $SS$ , что автоматически обеспечивает правильное согласование напряжений, подаваемых в схему синхронизации при сборке первичной схемы.

Оперативный ток на схему синхронизации также подается через контакты  $SS$ , что позволяет исключить ложный сигнал на включение, так как ключи  $SS$  устанавливаются индивидуально на каждом присоединении и имеют общую съемную рукоятку.

При синхронизации элементов первичных схем, напряжения которых сдвинуты по фазе (например, при наличии между синхронизируемыми присоединениями трансформатора связи или в схеме блока генератор—трансфор-

матор), необходимо компенсировать фазовый сдвиг между первичными напряжениями. Это выполняется путем введения в схему фазоворотного трансформатора. Примерная схема представлена на рис. 45.34.

#### Контроль изоляции оперативных цепей

**Сеть постоянного тока.** Согласно «Правилам технической эксплуатации» сопротивление изоляции вторичных цепей постоянного тока, измеренное мегаомметром 1000–2500 В, для каждого присоединения должно быть не ниже 1 МОм, а сопротивление изоляции всей системы постоянного тока — не ниже 0,3 МОм.

Снижение сопротивления изоляции сети постоянного тока может привести к серьезным нарушениям режима работы станции: вызвать ложную работу или отказ защиты, автоматики, схемы управления, привести к повреждению изоляции на другом участке. Поэтому участок с поврежденной изоляцией должен быть быстро обнаружен и отключен от общей сети.

Особая ответственность оперативных цепей предопределяет необходимость установки специальных устройств, позволяющих осуществлять постоянный контроль за общим со-



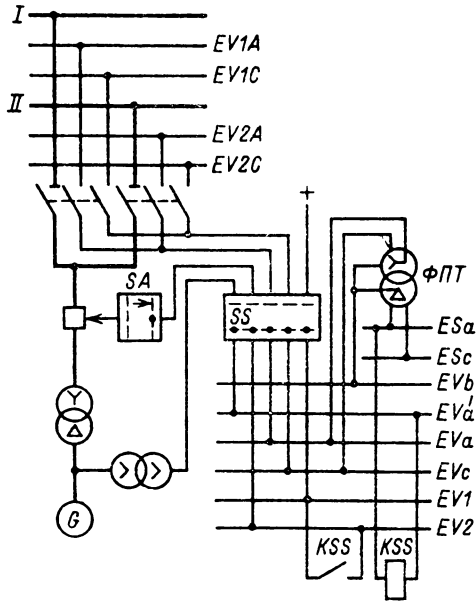


Рис 45.34. Схема синхронизации с сетью блока генератор – трансформатор (I, II – системы шины)

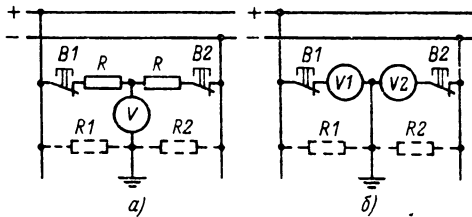


Рис. 45.35. Схема контроля изоляции в сети постоянного тока до 1000 В с помощью вольтметра:

а – с одним вольтметром, б – с двумя вольтметрами (R1 и R2 – сопротивления изоляции полюса относительно земли)

стоянием изоляции сети постоянного тока с подачей предупреждающего сигнала при снижении ее сопротивления ниже допустимого значения.

Контроль изоляции в простейшем виде осуществляется путем измерения напряжения между полюсом и землей высокоомным вольтметром (рис. 45.35).

Преимущественное распространение в эксплуатации имеет схема, изображенная на рис. 45.36 и основанная на том же принципе, что и схемы рис. 45.35. Схема состоит из трех одинаковых сопротивлений (одно из них выполнено в виде потенциометра), переключателя, сигнального реле и градуированного в омах высокоомного вольтметра (омметра)

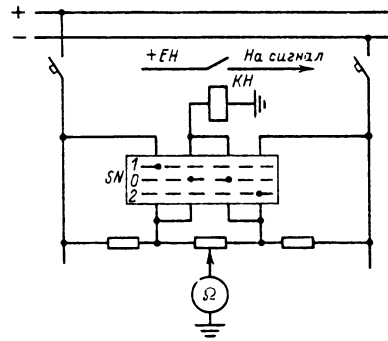


Рис 45.36 Релейная схема контроля изоляции в сети постоянного тока до 1000 В

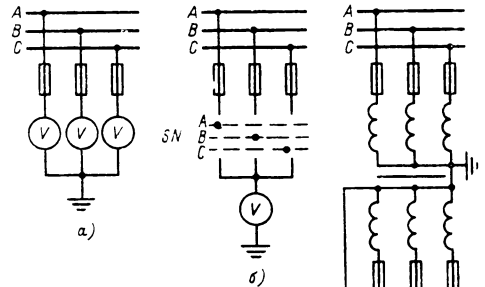


Рис. 45.37. Схемы включения вольтметров контроля изоляции в сети переменного тока:

а, б – для напряжений до 1000 В, в – для напряжений выше 1000 В

с двусторонней шкалой. При установке переключателя в положение 1 или 2 происходит подключение вольтметра соответственно к полюсу «+» или «-», и тем самым проверяется состояние изоляции каждого полюса относительно земли.

Нормально реле контролирует общее состояние изоляции сети постоянного тока относительно земли (переключатель в положении 0) и подает предупреждающий сигнал при снижении сопротивления изоляции на одном из полюсов. Недостатком схемы является то, что она не реагирует на симметричное снижение сопротивления изоляции. Однако последнее, как подтверждает опыт эксплуатации, бывает чрезвычайно редко. Поэтому подобный недостаток не является определяющим и не мешает широкому применению рассмотренного принципа контроля.

**Сеть переменного тока.** Контроль изоляции предусмотрен только в сетях с малыми токами замыкания на землю (незаземленная или компенсированная нейтраль). В сетях с глухозаземленной нейтралью замыкание

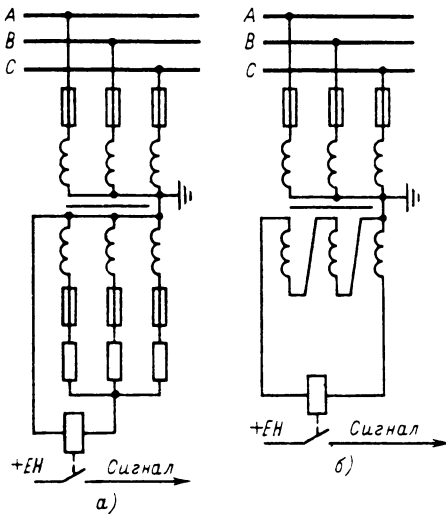


Рис 45.38 Схемы контроля изоляции высоковольтной сети с автоматическим сигналом:

а — схема с искусственной нулевой точкой, б — схема разомкнутого треугольника

одной фазы на землю является коротким замыканием и отключается релейной защитой.

Принцип действия всех схем контроля изоляции сети переменного тока основан на измерении токов или напряжений нулевой последовательности, возникающих при замыкании одной фазы на землю. Схемы включения вольтметров контроля изоляции изображены на рис. 45.37.

Варианты схем контроля изоляции приведены на рис. 45.38. Рекомендуется преимущественно применение схемы рис. 45.38, б, наиболее простой и надежной. Однако ее применение исключается, если на трансформаторах напряжения отсутствует обмотка разомкнутого треугольника. В этих случаях рационально применение схемы контроля с искусственной нулевой точкой (рис. 45.38, а).

## 45.6. ПИТАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ОТ ШИН АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

### Общие принципы распределения постоянного тока

Схема питания приемников сети постоянного тока энергообъекта должна учитывать особую ответственность управляемых и контролируемых с помощью постоянного тока объектов — присоединений главной схемы, обеспечивающих энергоснабжение потребителей.

Соответственно питание приемников в сети постоянного тока должно выполняться с повышенной надежностью. С этой целью питание приемников разного назначения выполняется от отдельных независимых сетей: питание электромагнитов включения — от силовой сети  $\pm EY$ , питание цепей управления, защиты, автоматики — от сети оперативного управления  $\pm EC$ , питание цепей сигнализации — от сети сигнализации  $\pm EH$ . При этом схема выполняется так, чтобы повреждение в одной сети не нарушало нормальную работу приемников, питающихся от другой сети, а каждая сеть обеспечивалась резервным питанием.

При замыканиях на землю на одном из полюсов должна быть возможность быстрого определения поврежденного участка без нарушения работы исправных участков сети, для этого сети нужно секционировать.

Для особо ответственных цепей (управления и защиты) предусматривается возможность перевода участков или отдельных цепей с пониженной изоляцией на шины, питаемые от другого независимого источника, пока не будет обнаружено и устранено место повреждения (питание этих цепей осуществляется от двух систем шин с тем, чтобы отдельные участки сети могли переключаться с одной системы шин на другую).

### Схемы питания цепей управления, защиты и сигнализации

Помимо ГЩУ, откуда производится управление выключателями цепей главной схемы и питающих цепей с. н. (трансформаторов, секционных выключателей и т. п.), посты управления выключателями двигателей с. н. имеются в других цехах станции (например, котельной, машинном зале). Щиты управления, расположенные в разных цехах, получают независимое питание от щита постоянного тока аккумуляторной батареи, обычно располагаемого в помещении ГЩУ или около аккумуляторной батареи. На тепловых электростанциях с блочными схемами управления технологическими блоками и всеми механизмами блоков осуществляется с блочных щитов управления, имеющих свою аккумуляторную батарею и щит постоянного тока. Наиболее ответственными являются цепи, управляемые с центрального и блочных щитов, вследствие чего питание цепей управления и защиты на этих щитах обеспечивается с наибольшей надежностью; над панелями вдоль периметра щита прокладываются шинки, разделенные на несколько секций, каждая из которых питается отдельной линией от шин аккумуляторной батареи. Между секциями предусмотрены пере-

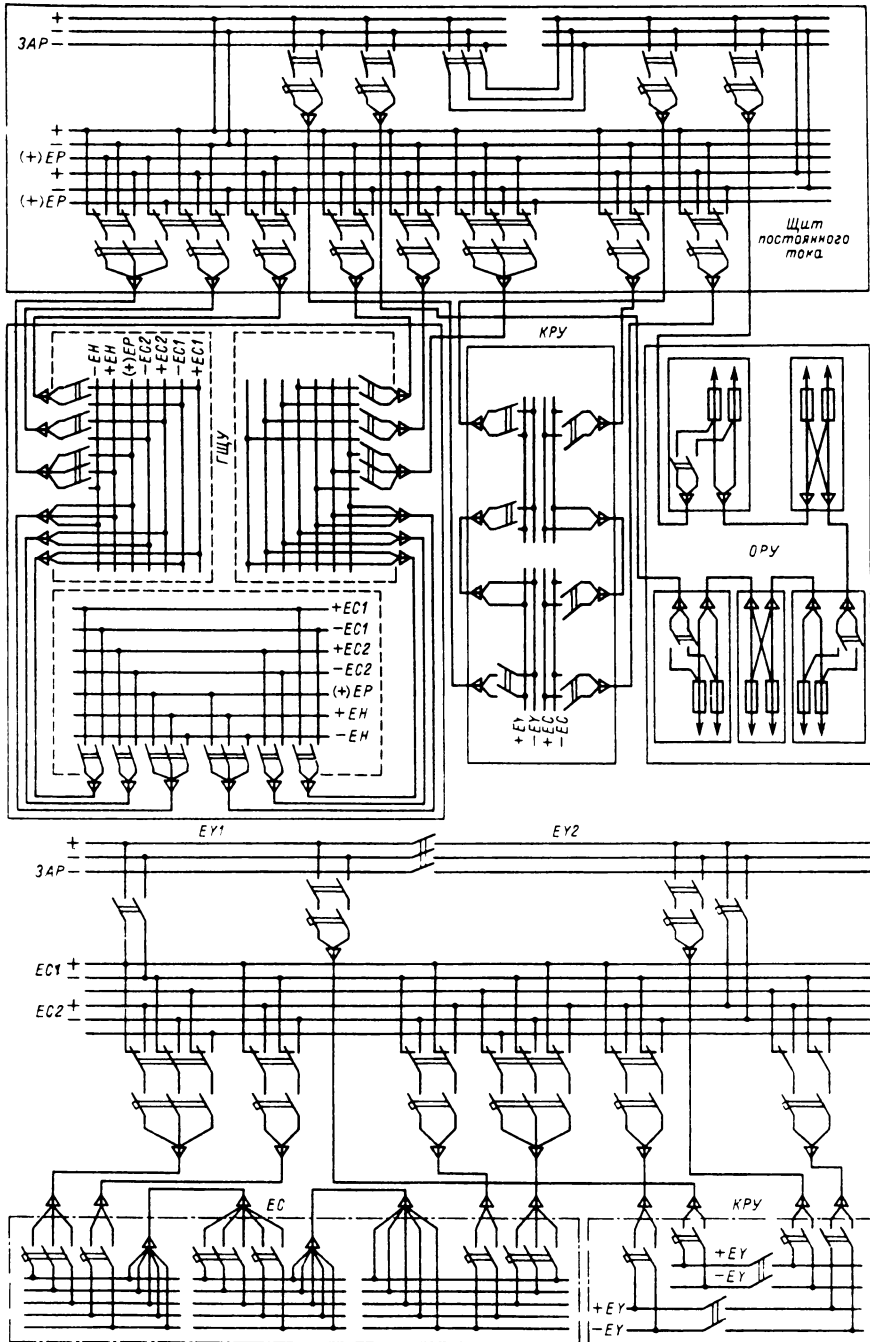


Рис 45.39 Схема распределения постоянного тока от шин аккумуляторной батареи

мычки с рубильниками, позволяющими подать питание на секцию от соседней секции при повреждении питающей линии (система двустороннего питания).

На каждой питающей линии со стороны шин аккумуляторной батареи устанавливаются выключатель и предохранитель.

Примерная схема питания оперативных и силовых цепей постоянного тока от шин аккумуляторной батареи показана на рис. 45.39. Схема имеет двойную систему силовых и оперативных шин. Все цепи постоянного тока на ГЩУ, КРУ и ОРУ секционированы и имеют двустороннее питание, причем предусмотрена возможность выделения каждой секции на любую систему шин. Шинки управления  $\pm EC$  и сигнализации  $\pm EN$  на ГЩУ питаются по разным магистралям от разных присоединений шита постоянного тока. Соответственно цепи сигнализации отделены от цепей управления и имеют отдельные рубильники и автоматы в питающих цепях и отдельные предохранители в отходящих цепях.

Присоединения КРУ, управляемые с места, не имеют звукового контроля цепей управления. Соответственно питающие цепи управления и сигнализации здесь совмещены. Однако структура резервирования питания и принципы секционирования остаются теми же. Аналогично выполнено и питание силовых цепей постоянного тока КРУ и ОРУ, питающих контакторы включения и соленоиды отключения приводов выключателей.

#### 45.7. УПРАВЛЕНИЕ И СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

Аккумуляторная батарея увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты и затрудняет развитие автоматизации и телемеханизации. Поэтому на энергетических объектах, в особенности на подстанциях, широкое распространение получает оперативный переменный ток.

##### Источники оперативного переменного тока

Источниками оперативного переменного тока являются трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и силовые трансформаторы с. н. Трансформаторы тока применяются для питания релейной защиты. Для питания цепей управления, сигнализации и релейной защиты используют трансформаторы напряжения и силовые трансформаторы с. н. Полученный от этих источников переменный ток либо непосредственно подается в сеть оперативного тока, либо выпрямляется, и тогда

в качестве оперативного тока используется выпрямленный ток.

Выбор того или иного вида оперативного тока определяется как особенностями схем релейной защиты и управления, так и характеристиками приводов электроаппаратов; для питания цепей включения электромагнитных приводов устанавливают силовые выпрямители, для отключения тех же приводов — зарядные устройства с выпрямителями и конденсаторами; управление и релейную защиту выключателей с пружинно-грузовыми приводами выполняют на переменном токе без применения выпрямительных устройств.

Источники оперативного переменного тока могут быть индивидуальными, питающими цепи лишь одного присоединения, и централизованными, обеспечивающими питание оперативных цепей группы или всех присоединений, а также цепей центральной сигнализации данного объекта.

Индивидуальные источники наиболее надежны, так как они органически связаны с управляемым и защищаемым присоединением и не имеют связи с цепями управления других присоединений. Обычно в качестве таких источников используют трансформаторы тока, а также трансформаторы напряжения, если они есть на данном присоединении. Иногда более целесообразно применение централизованных источников переменного оперативного тока: трансформаторов напряжения и трансформаторов с. н. Питание цепей оперативного переменного тока на энергообъектах выполняют обычно комбинированным, т. е. с обоими видами источников.

В зависимости от назначения для получения выпрямленного напряжения (тока) применяют:

- 1) силовые выпрямители, устанавливаемые для питания электромагнитов выключения тяжелых приводов выключателей;
- 2) зарядные устройства, используемые для заряда конденсаторов через выпрямители. Запасенная в конденсаторах энергия употребляется для питания различных аппаратов даже при исчезновении напряжения на объекте;
- 3) блоки питания, включающиеся на трансформаторы тока, трансформаторы напряжения или трансформаторы с. н. и служащие для питания выпрямленным током соответствующих вторичных цепей.

Применение выпрямленного тока удорожает электроустановку с переменным оперативным током, но позволяет применять более надежные схемы и аппаратуру постоянного тока и приводы с более простой кинематикой.

Главной особенностью системы оперативного переменного тока является зависимость

ее от состояния сети переменного тока, где имеют место колебания напряжения или даже полное исчезновение напряжения, что нарушает нормальную работу аппаратуры управления, релейной защиты, сигнализации.

При аварийных режимах (КЗ в сети) и глубоких снижениях напряжения трансформаторы напряжения и трансформаторы с. н. не могут обеспечить работу вторичных схем, трансформаторы тока, наоборот, за счет прохождения тока КЗ дают надежное питание оперативным цепям. Полную независимость от состояния сети переменного тока обеспечивают такие источники оперативного тока, как заряженные конденсаторы. Недостатком схем с конденсаторами является импульсность их действия.

**Резервирование питания оперативных цепей**

Централизованные источники (трансформаторы напряжения или трансформаторы с. н.) питают цепи управления, автоматики, релейной защиты и сигнализации. Для более надежной работы этих цепей необходимо осуществлять питание их от двух источников, один из которых находится в автоматическом резерве. Это значительно повышает надежность работы вторичных цепей, так как наиболее вероятный случай потери питания — обесточение части схемы, а не полное исчезновение напряжения.

Основное и резервное питание подается от одноименных источников: например, трансформатор напряжения может резервироваться другим трансформатором напряжения, но не трансформатором с. н., так как вторичные напряжения их различны.

Трансформаторы с. н. используют преимущественно для питания силовых цепей при установке выключателей с электромагнитными приводами на постоянном токе, когда необходимо иметь мощное выпрямительное устройство. В других случаях можно применять трансформатор напряжения. Так как трансформаторы с. н. всегда устанавливают на объекте, то в целях унификации схем их и используют в качестве централизованного источника оперативного переменного тока.

Примерная схема питания сети оперативного переменного тока от трансформатора с. н. показана на рис. 45.40.

Щит с. н. подстанции состоит из двух секций, с которых напряжение подается на шинки оперативного переменного тока *a, b, c*, нормально питающиеся от одной секции щита с. н. Резервирование питания оперативных шинки обеспечивается специальной автоматикой.

При небольших нагрузках в сети оперативного переменного тока схема резервирова-

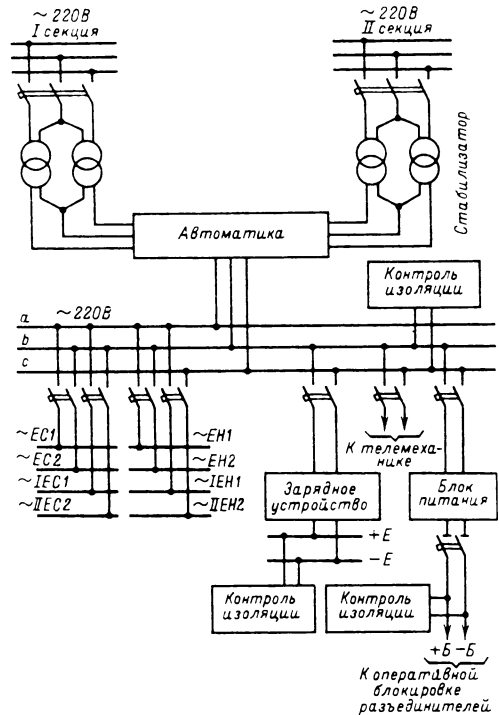


Рис 45.40. Схема питания сети оперативного переменного тока

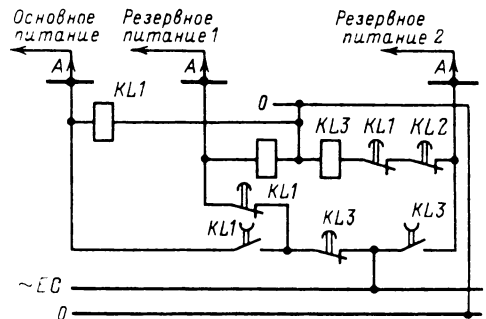


Рис 45.41. Схема питания шинки оперативного переменного тока с двойным резервом

ния упрощается и выполняется на промежуточных реле. На рис. 45.41 показана такая схема с двойным резервным питанием. Схема используется в сети оперативного переменного тока с. н. электростанций.

Напряжение сети оперативного переменного тока, как правило, составляет 220 В. В отдельных устройствах используют выпрямленное напряжение 24 В, создаваемое

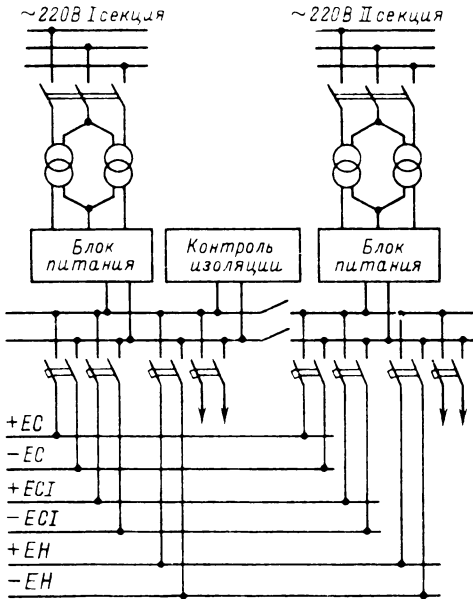


Рис 45.42 Схема питания выпрямленным оперативным током от блоков питания

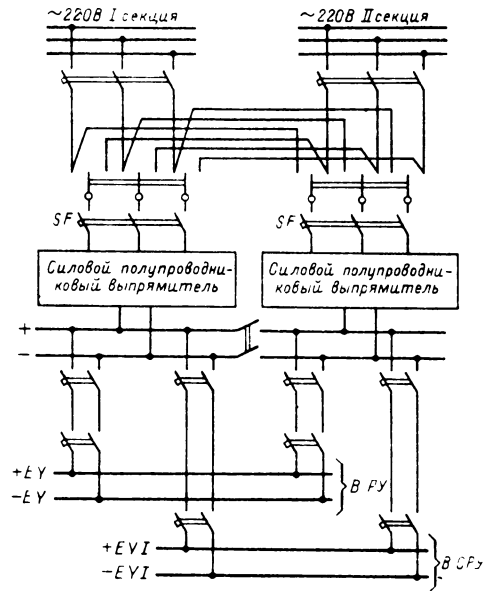


Рис 45.43. Схема питания силовым выпрямленным током для электромагнитов включения

с помощью индивидуальных блоков питания, резервируемых обычно со стороны 220 В.

Создание на энергообъекте сети оперативного выпрямленного тока обеспечивается установкой блоков питания. Для резервирования такой сети устанавливают два блока питания, постоянно подключенные к шиту с. н. (рис. 45.42).

Аналогичная схема сети силового выпрямленного тока предусматривается для электромагнитов включения; в этой схеме применены силовые полупроводниковые выпрямители (рис. 45.43). Два выпрямителя устанавливают для обеспечения надежного питания выпрямленным током при исчезновении напряжения на одной из секций шита с. н.

#### Дистанционное управление коммутационными аппаратами

**Схема управления выключателем с пружинно-грузовым приводом.** Пружинно-грузовые приводы выполняют специально для установок с переменным оперативным током. Поэтому электромагниты для дистанционного управления, а также электромагниты отключения, на которые воздействует релейная защита, выполняют в этих приводах для работы на переменном токе. Для включения выключателя используется запас механической энергии пружинно-грузового механизма.

Схема управления и сигнализации выключателя с пружинно-грузовым приводом приведена на рис. 45.44. Питание схемы управления осуществляется от шинок  $EC1$  и  $EC2$  (см. рис. 45.40) через индивидуальный автомат  $SF$ . При наличии напряжения в схеме автоматический моторный редуктор  $M$  заводит пружинно-грузовой механизм. При заведенном механизме один его блокировочный контакт  $SQ$  размыкает цепь электродвигателя, а другой замыкается и подготавливает к работе цепь электромагнита включения  $YAC$ . Включение производится высвобождением электромагнитом  $YAC$  защелки заведенного пружинно-грузового механизма.

После операции включения контакты  $SQ$  переключаются в исходное положение, и механизм привода через несколько секунд опять заводится. Привод снова готов к включению выключателя. При отключенном выключателе реле  $KQT$  контролирует цепь электромагнита включения  $YAC$ . Резистор  $R1$  необходим для предотвращения включения выключателя при закорачивании реле  $KQT$ , а резистор  $R2$  ограничивает напряжение на обмотке реле  $KQT$  после срабатывания в связи с тем, что индуктивные сопротивления обмоток отпавшего и подтянутого реле различны.

Отключение производится электромагнитом  $YAT$ , который выбивает защелку механизма выключателя.

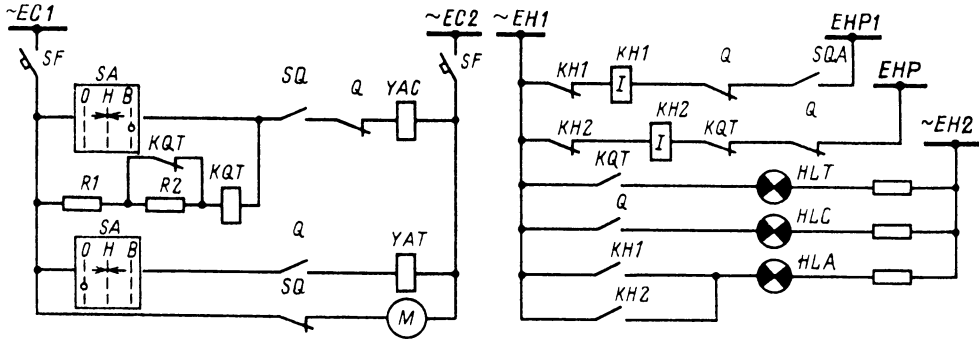


Рис. 45.44 Схема управления и сигнализации выключателя с пружинно-грузовым приводом

Ключ управления  $SA$  не имеет фиксированных положений, после подачи команды рукоятка возвращается в нейтральное положение. Это позволяет управлять выключателем, например, телемеханически, без нарушения соответствия положений рукоятки ключа и выключателя.

Сигнализация аварийного отключения выключателя выполнена цепью несоответствия блок-контактов выключателя  $Q$  и привода  $SQA$  через сигнальное реле  $KH1$ . Блок-контакт  $SQA$  замыкается при операции включения и остается замкнутым при отключении выключателя релейной защитой, а при отключении вручную или ключом он размыкается.

Указательное реле  $KH2$  фиксирует обрыв цепи включения и отключения автомата  $SF$ . Лампы  $HLC$  и  $HLT$  определяют положение выключателя, а лампа  $HLA$  — выпадение флажков указательных реле  $KH1$  и  $KH2$ . Реле контроля цепи включения  $KQT$  устанавливается в том случае, когда на эту цепь воздействуют устройства автоматики и нарушение цепи может привести к отказу этих устройств. Цепи отключения не контролируются, так как релейная защита воздействует на механизм привода посредством другого специального электромагнита. Однако реле контроля цепи отключения может быть установлено при наличии воздействия на эту цепь газовой защиты трансформатора или других защит.

При управлении выключателем непосредственно с места его установки и свободном доступе к механическим кнопкам управления приводом ключ управления  $SA$  не устанавливается. Для небольших объектов световая сигнализация лампами  $HLC$ ,  $HLT$ ,  $HLA$  исключается. В этом случае положение выключателя определяется по флажку привода, а работа сигнальных реле — по выпавшим флажкам этих реле.

**Схемы управления короткозамыкателями.** На приемных концах линий 35–220 кВ в некоторых случаях вместо выключателей устанавливают короткозамыкатели и отделители.

Как короткозамыкатель, так и отделитель имеют привод для дистанционного управления, что позволяет широко применять их на подстанциях с переменным оперативным током.

Отделитель имеет пружинно-грузовой привод, схожий по конструкции и схеме с приводом выключателя. Схемы управления и сигнализации отделителей в основном аналогичны схемам, применяемым для выключателей с пружинно-грузовыми приводами, и отличаются от них лишь тем, что дистанционное управление запрещается при наличии в первичной цепи тока нагрузки.

В привод отделителя, кроме электромагнитов дистанционного управления, встроен электромагнит, на который подается импульс от автоматики для отключения отделителя во время бестоковой паузы.

Короткозамыкатель также имеет пружинно-грузовой привод. Отключение короткозамыкателя и заведение пружин привода производятся вручную, а включение — дистанционно за счет энергии сжатых пружин привода при подаче напряжения на электромагниты, которых в приводе несколько для различных видов релейной защиты.

Применение отделителей — коммутационных аппаратов с дистанционным приводом, осуществляющих коммутацию только при отсутствии тока в коммутируемой цепи, удешевляет схему подстанции при одновременном сохранении достаточного уровня автоматизации коммутационных операций.

Нормально отделитель находится во включенном, а короткозамыкатель в отключенном состоянии. При возникновении по-

вреждения в трансформаторе контактом защиты трансформатора отключается выключатель со стороны НН, включается короткозамыкатель и линия с питающей стороны отключается линейной защитой. Далее, при отсутствии тока в цепи отделителя (при наличии АПВ линии – в бестоковую паузу) защитой трансформатора подается сигнал на его отключение. Упругнутый контроль отсутствия тока в цепи отделителя обеспечивается за счет того, что отключающий импульс формируется контактами реле контроля напряжения на стороне ВН трансформатора и реле контроля тока в трансформаторе и короткозамыкателе. Отделители выполняются двустороннего и одностороннего действия. Схема управления отделителем двустороннего действия преду-

сматривает возможность дистанционного включения и отключения. Для отделителя одностороннего действия предусмотрено только дистанционное отключение.

При применении отделителя без короткозамыкателя отключающий импульс от защиты трансформатора передается на выключатель линии по каналам связи. Включение отделителя производится вручную и только для схем с двусторонним действием – дистанционно. Операция отключения короткозамыкателя выполняется вручную.

Схема управления (рис. 45.45, а) комплектом отделитель – короткозамыкатель для подстанции (рис. 45.45, б), выполненная в соответствии с описанным выше условием. Схема обеспечивает коммутацию со стороны питаю-

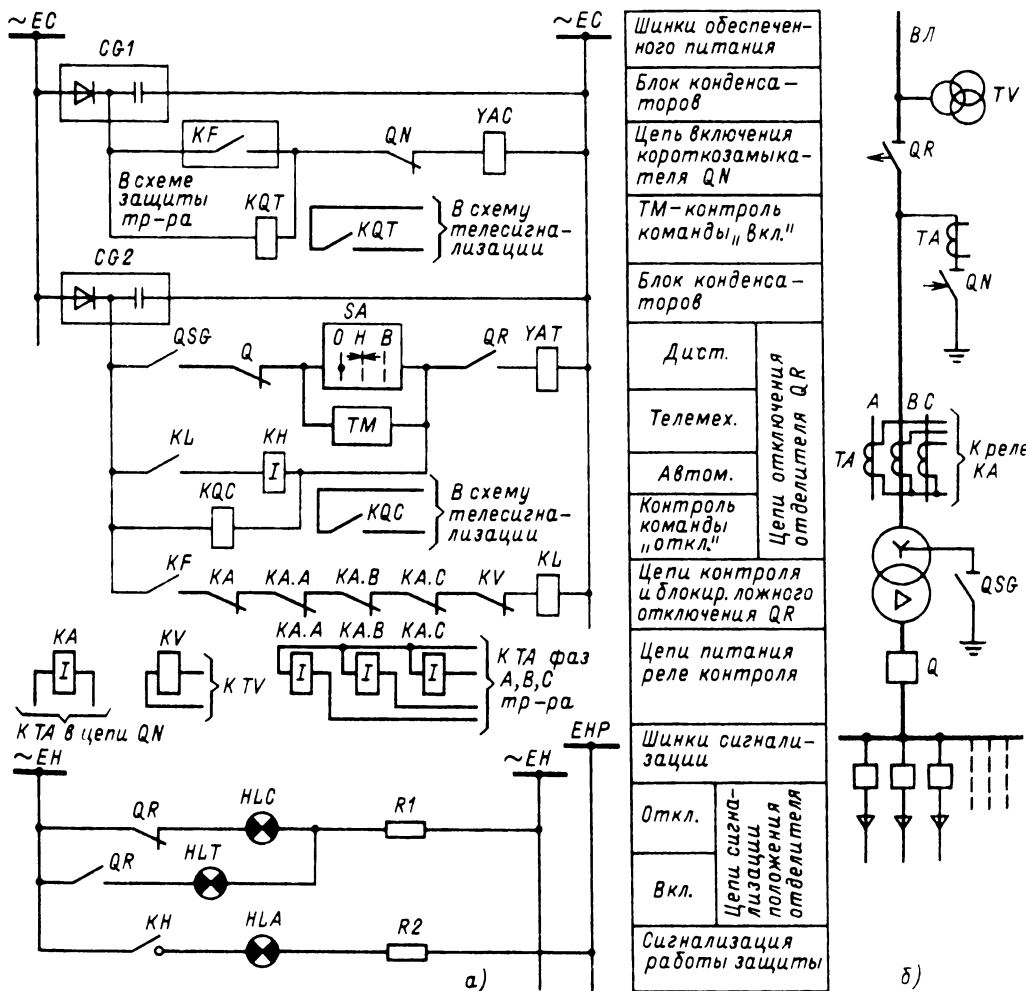


Рис 45.45. Схема управления и сигнализации отделителя и короткозамыкателя



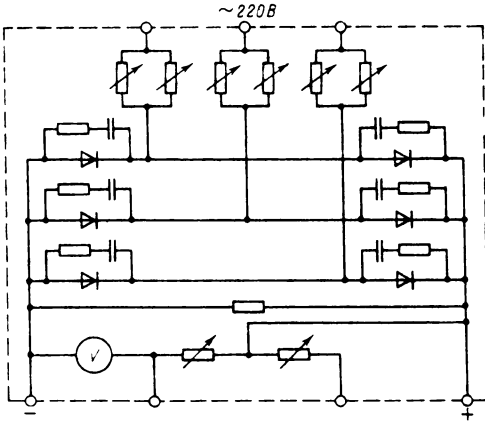


Рис 45 46. Принципиальная схема выпрямительного устройства

шей линии в бестоковую паузу — после отключения линейного выключателя с питающей стороны.

Питание вторичных аппаратов схемы осуществляется от шинки управления  $\sim EC$  на переменном напряжении 220 В через конденсаторные блоки  $CG$  с аккумулялирующими емкостями, что позволяет обеспечить реализацию

коммутирующего сигнала при потере питания 220 В.

Сигнализация положения отделителя осуществляется лампами  $HLC$  и  $HLT$ . Работа защиты и выполнение операции автоматического отключения отделителя сигнализируются лампой  $HLA$ , предусматривается телесигнализация операций включения короткозамыкателя и отключения отделителя, выполненная с помощью реле  $KQT$  и  $KQC$ .

Контроль исправности цепей включения и отключения осуществляется аналогично выключателям с помощью реле положения «включено»  $KQC$  отделителя и реле положения «отключено»  $KQT$  короткозамыкателя.

Дистанционное управление допускается только при холостом ходе трансформатора — с отключенным выключателем  $Q$  со стороны НН. При этом нейтраль обмотки ВН трансформатора должна быть заземлена, что контролируется контактом  $QSG$  заземляющего разъединителя в нейтрали.

Автоматическое аварийное отключение отделителя допускается при любом положении заземляющего разъединителя в нейтрали.

**Схема управления выключателями с электромагнитными приводами.** Ряд выключателей изготавливается промышленностью только с электромагнитными приводами на постоян-

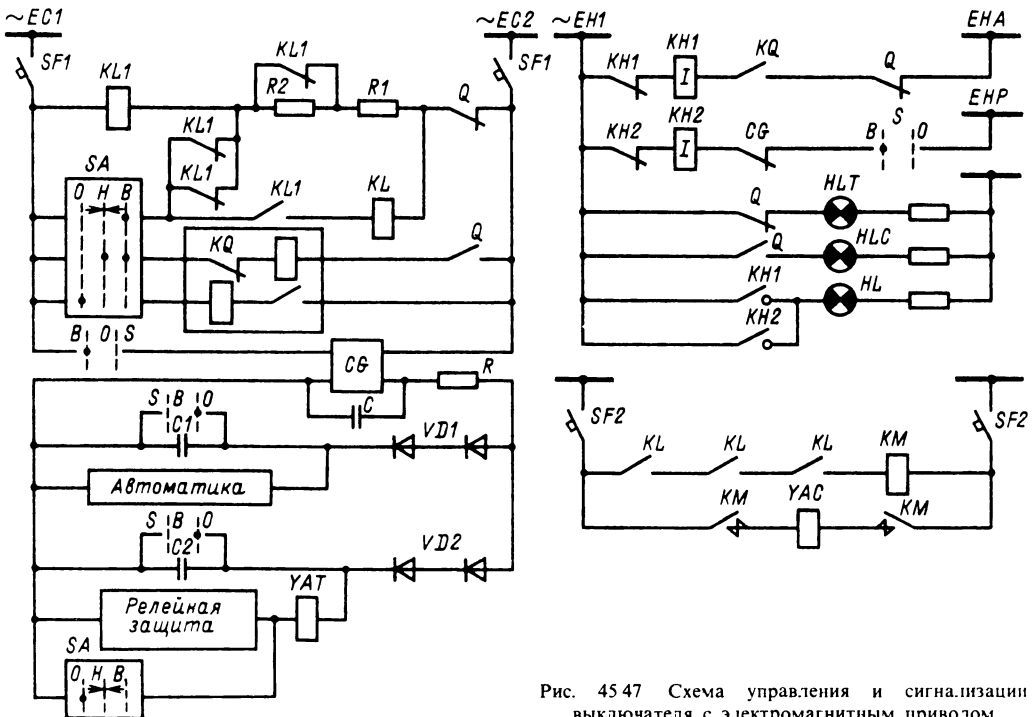


Рис. 45 47 Схема управления и сигнализации выключателя с электромагнитным приводом

ном токе. Для обеспечения их включения на энергообъектах с переменным оперативным током устанавливаются выпрямительные устройства, питающие электромагниты включения приводов. Для этой цели широко применяют полупроводниковые выпрямители. На рис. 45.46 показана одна из схем выпрямительного устройства для питания электромагнитов включения приводов. Устройство собирается по трехфазной мостовой схеме. Выпрямительное устройство постоянно подключено со стороны переменного тока к источнику питания (см. рис. 45.43).

На рис. 45.47 показана одна из схем управления и сигнализации для выключателя с электромагнитным приводом. Схема управления питается от шин  $EC1$  и  $EC2$  через индивидуальный автомат  $SF1$ .

При отключенном выключателе и наличии напряжения в схеме реле  $KL1$  подтянуто, и его замыкающий контакт в цепи реле  $KL$  замкнут. При подаче ключом управления  $SA$  команды на включение выключателя срабатывает реле  $KL$  и своими контактами включает контактор  $KM$ . Выключатель включается и своим блок-контактом снимает питание с реле  $KL1$  и  $KL$ . Контактор  $KM$  отключается.

Назначением реле  $KL1$  является блокировка выключателя от многократных включений на КЗ. При включении на КЗ выключатель отключается от релейной защиты. Если сигнал на включение от ключа продолжает поступать, то обмотка реле  $KL1$  оказывается закороченной контактом ключа  $SA$  и размыкающими контактами  $KL1$ , так как реле  $KL1$  обесточилось при включении выключателя. В результате цепь реле включения  $KL$  оказывается разорванной замыкающим контактом  $KL1$  и включение выключателя блокируется до снятия включающего сигнала. Резистор  $R1$  необходим для предотвращения КЗ при закорачивании реле  $KL1$ , а резистор  $R2$  ограничивает напряжение на обмотке подтянутого реле  $KL1$  в связи с тем, что индуктивные сопротивления отпавшего и подтянутого реле различны.

В цепь контактора  $KM$  включены три контакта реле  $KL$ , снимающие включающий сигнал после завершения операции включения. Эти контакты заменяют размыкающий блок-контакт выключателя, так как в приводе он один и используется в цепи обмоток реле  $KL1$  и  $KL$ . Последовательное включение контактов реле  $KL$  облегчает гашение дуги при размыкании цепи  $KM$ .

Электромагнит отключения привода питается постоянным током. В схеме рис. 45.47 для этой цели используется энергия предварительно заряженной батареи конденсаторов. За-

ряд конденсаторов производится от зарядного устройства  $CG$ . Это устройство содержит повышающий трансформатор с ответвлениями для подготовки зарядного напряжения, выпрямители, включенные по однополупериодной схеме, поляризованное реле для сигнализации пробоя выпрямителей устройства или конденсаторов батареи, реле напряжения, которое отсоединяет своим замыкающим контактом устройство от нагрузки, предотвращая разряд конденсаторов при снижении и исчезновении напряжения питания.

Рабочее напряжение конденсаторной батареи и зарядного устройства 400 В получается за счет повышающего трансформатора. Напряжение батареи 400 В при номинальном напряжении электромагнита отключения 220 В принято для уменьшения емкости конденсаторов.

При этом обеспечивается безупречная кратковременная работа электромагнитов 220 В при напряжении на конденсаторах 400 В. Одновременно сравнительно невысокое рабочее напряжение батареи конденсаторов 400 В позволяет сохранить обычный уровень изоляции аппаратуры и проводов вторичных схем.

При замыкании контактов ключа управления  $SA$  или реле защиты конденсатор  $C2$  разряжается на электромагнит отключения  $УАТ$ , и выключатель отключается. Преимуществом такой схемы является то, что даже при полном обесточении объекта конденсаторы готовы к действию. Импульсный характер тока в цепи отключения облегчает работу контактов реле. В результате появляется возможность отказаться от блок-контактов выключателя в цепи отключения и, таким образом, устраняется одно из слабых мест в оперативных цепях. В ряде случаев отпадает также необходимость в контроле исправности цепи отключения, однако при наличии ячеек КРУ необходимость контроля цепей управления сохраняется, так как возможность обрыва цепи отключения на разъединяющих контактах ячейки весьма вероятна.

Одно зарядное устройство может служить для заряда нескольких конденсаторных батарей общей емкостью 500 мкФ. Поэтому для исключения одновременного разряда всех батарей, питающих разные цепи, при замыкании контакта аппарата какой-либо одной цепи в схему вводятся полупроводниковые диоды  $VD1$  и  $VD2$ . Резистор  $R$  служит для защиты зарядного устройства, ограничивая ток КЗ, контакты ключа  $S$  в тех же цепях — для разряда емкостей  $C1$  и  $C2$  при отключении  $CG$ .

Для выполнения сигнализации аварийного отключения выключателя в схему введено

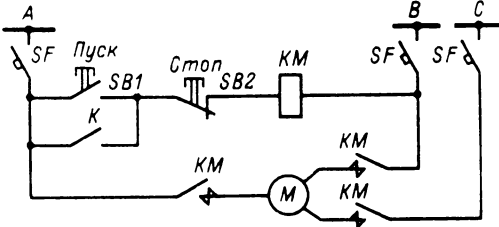


Рис. 45.48. Схема управления контактором с удерживающей обмоткой

двухпозиционное реле  $KQ$  — реле фиксации включенного положения выключателя. Применение двухпозиционного реле исключает возможность переориентации его при кратковременных снижениях напряжения и потере питания. При включении выключателя реле  $KQ$  замыкает свой контакт в цепи аварийной сигнализации. Если выключатель отключается самопроизвольно или от релейной защиты, то реле  $KQ$  не переориентируется, и сигнальное реле  $KH1$  сигнализирует аварийное отключение выключателя. Отключение источника  $CG$  производится ключом  $S$ .

Сигнализация неисправности зарядного устройства осуществляется указательным реле  $KH2$ , а сигнализация положения выключателя — лампами  $HLT$  и  $HLC$ .

**Схемы управления контакторами с удерживающей обмоткой.** Простейшая схема управления показана на рис. 45.48. Управление осуществляется с помощью двух кнопок: «Пуск» и «Стоп». Удерживающая обмотка  $KM$  питается от напряжения первичной цепи. Автомат  $SF$  (типа АП-50 или АЗ100) имеет встроенную защиту от КЗ (электромагнитную отсечку) и перегрузки (термоэлемент). Схема исключает самозапуск двигателя, так как контактор отключается при КЗ, сопровождающихся снижением напряжения.

На рис. 45.49 приводится схема дистанционного управления контактором с помощью

ключа  $SA$  с самовозвратом в нейтральное положение. При подаче команды на включение или отключение происходит переориентация двухпозиционного реле  $KQ$ , контакт которого находится в цепи удерживающей обмотки контактора  $KM$ . Тем самым подается или снимается питание в цепи обмотки контактора и осуществляется включение или отключение его. Реле времени  $KT$  нормально находится под напряжением и держит свой контакт разомкнутым. При действии распейтера автомата при КЗ и отключении его, а также при длительном исчезновении напряжения на питающих шинах реле времени  $KT$  отпадает и своим конечным контактом переориентирует реле  $KQ$  так, что оно размыкает цепь обмотки контактора  $KM$ , чем предотвращается ошибочное включение двигателя при восстановлении напряжения или включении автомата  $SF1$ .

Реле времени  $KT$  используется для аварийной сигнализации. В цепь сигнализации включаются размыкающий и импульсный контакты реле  $KT$  и контакт реле  $KQ$ . Размыкающий контакт  $KT$  блокирует подачу ложного сигнала при восстановлении напряжения.

Сигнализация неисправности оперативных цепей осуществляется блок-контактами автомата  $SF2$ . Эта сигнальная цепь выводится из действия блок-контактом автомата  $SF$  при разобранной первичной схеме присоединения.

Сигнализация положения контактора осуществляется лампами, включенными через его вспомогательные контакты.

**Схема управления контактором с защелкой** (рис. 45.50). В схеме используются ключ  $SA$  с самовозвратом в нейтральное положение и остающимися контактами, реле управления  $KCC$  и реле положения  $KQC$ .

Контакты реле управления  $KCC$  замыкают цепь питания электродвигателя  $MC$  привода и обеспечивают включение контактора  $SQ$ . При включении контактора в момент завершения операции механически размыкается

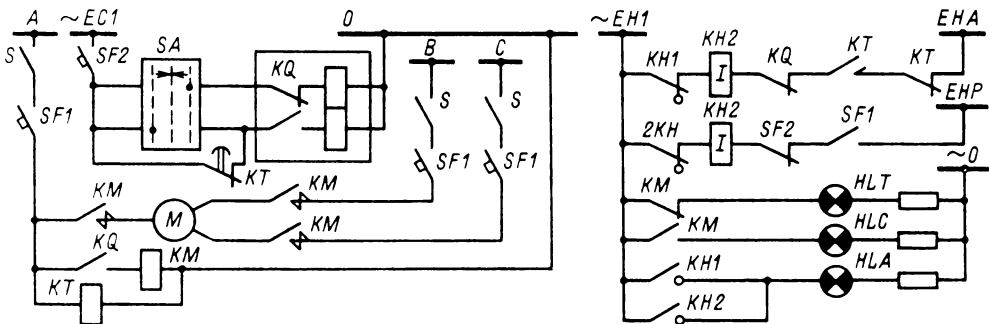


Рис. 45.49. Схема управления и сигнализации контактора

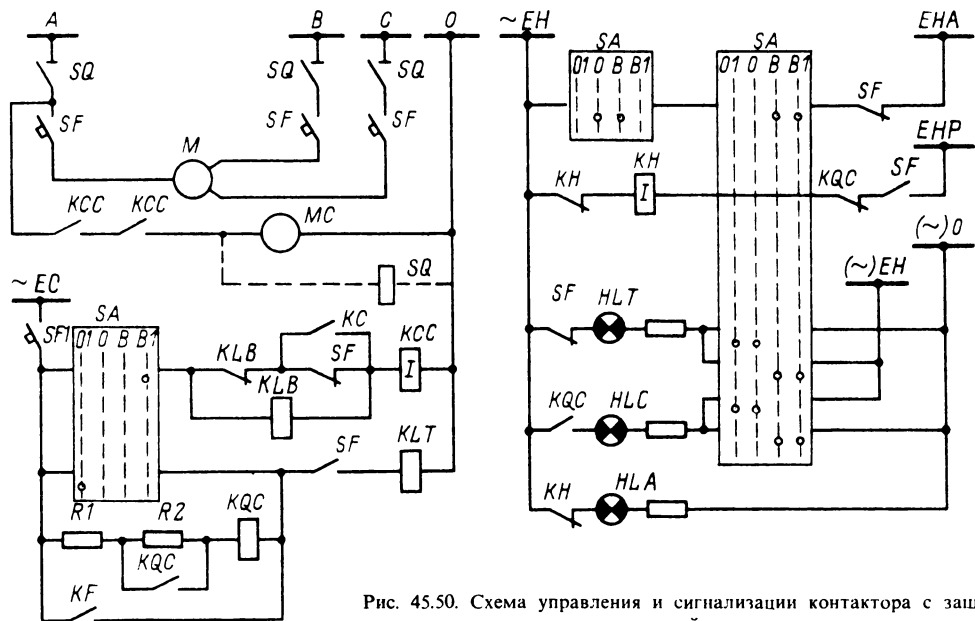


Рис. 45.50. Схема управления и сигнализации контактора с защитой

контакт прерывателя *KLB* в цепи питания *KCC*. Прерыватель имеет удерживающую обмотку, которая обтекается током, пока подается команда ключом *SA*. Благодаря этому обеспечивается блокировка от многократного включения на КЗ.

Контактор не имеет удерживающей обмотки и во включенном состоянии удерживается механической защелкой, благодаря чему он не отключается при потере силового питания. Команда на отключение подается ключом *SA* непосредственно на расцепитель *KLT*, который воздействует на защелку, и автомат отключается под действием пружин. На *KLT* действует также и релейная защита.

Сигнализация положения осуществляется лампами. В положении несоответствия ключа и контактора соответствующая лампа мигает. Реле *KQC* используется для контроля оперативных цепей. Оставшиеся контакты ключа *SA* обеспечивают создание цепи аварийной сигнализации при несоответствии его положения положению контактора.

Аналогично выполняется схема управления контактором с защелкой с электромагнитным приводом (см. цепь, обозначенную пунктиром на рис. 45.50).

**Управление реверсивными контакторами.** Реверсивные контакторы (магнитные пускатели) применяются на электростанциях в основном те же, что и для аппаратов одностороннего действия этого же типа.

Для задвижек принимается единая универсальная схема управления электродвигателями с промежуточной операцией «стоп» при помощи реле *KC* (рис. 45.51). В схеме применен ключ управления без фиксации положений.

Пуск схемы производится импульсным замыканием ключа *SA* в сторону 3 (закрытие) или *O* (открытие). При этом срабатывают и самоудерживаются контакторы *KMC* или *KMO* соответственно, обеспечивая движение задвижки в необходимом направлении вплоть до размыкания контактов соответствующих концевых выключателей *SQ1* или *SQ2* или до оперативной остановки электродвигателя задвижки. Последнее осуществляется путем подачи команды на движение задвижки в направлении, противоположном ее ходу. При этом срабатывает реле *KC*, которое разрывает цепи управления и самоудерживается через контакты ключа *SA*, свой контакт и конечный выключатель на все время подачи команды, тем самым исключая реверс двигателя. Только после возврата ключа в нейтральное положение, при котором реле *KC* отпадает, может быть подана любая команда.

Разрыв цепи при конечных положениях задвижек достигается включением в цепь управления конечных выключателей *SQ*, связанных со шпинделем задвижки. При открытой задвижке контакт *SQ1* замкнут, а *SQ2* разомкнут. Соответственно подготовлена цепь контактора *KMC* на закрытие. Во время хода за-

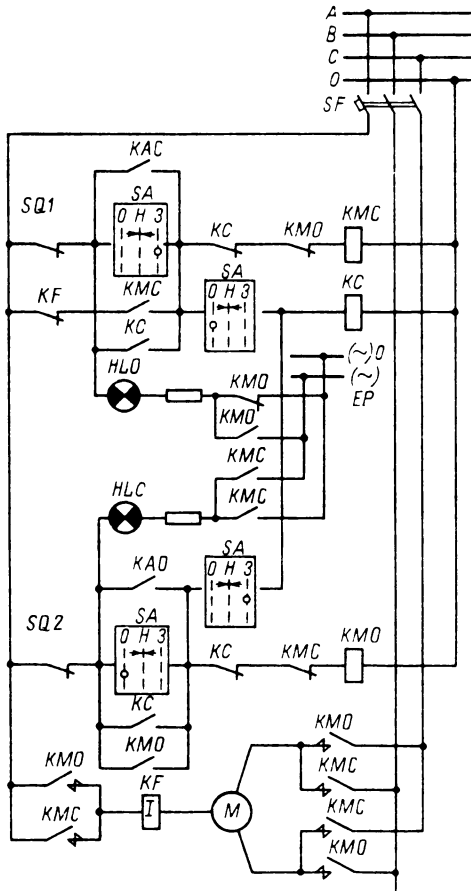


Рис. 45.51 Универсальная схема управления задвижкой

движки оба контакта замкнуты. При полном закрытии размыкается контакт *SQ1*, а *SQ2* остается замкнутым, подготавливая цепь контактора *KMO* на открытие.

Защита от перегрузки при отказе конечных выключателей, заедании или поломке механизма выполняется либо с помощью реле максимального тока *KF*, контакт которого включен в цепь самоудерживания, либо с помощью максимального автомата типа АП-50, который имеет два элемента (термический и электромагнитный) и может использоваться одновременно для защиты от КЗ и перегрузки.

В указанной схеме при помощи реле *KF* осуществляется только плотное закрытие задвижки. Автоматический пуск осуществляется контактами реле отработки *KAO*, *KAC* только на полное открытие или закрытие задвижки.

**Сигнализация**

Сигнализация на переменном оперативном токе должна исключать получение ложных сигналов в случае возможного кратковременного понижения или даже полного исчезновения напряжения в схеме сигнализации. Схема сигнализации должна правильно реагировать на сигналы, появившиеся во время понижения или исчезновения напряжения.

Схема аварийно-предупреждающей сигнализации приведена на рис. 45.52. Схема выполнена с центральным снятием сигнала с повторностью действия, включает в себя мгновенную аварийную сигнализацию и предупреждающую сигнализацию с выдержкой времени при общем звуковом сигнале. Повторность действия центральной сигнализации осуществляется за счет применения в каждой индивидуальной цепи аварийных и предупреждающих сигналов указательного реле с размыкающим остающимся контактом.

**Аварийная сигнализация.** При появлении аварийного сигнала, например, при замыкании

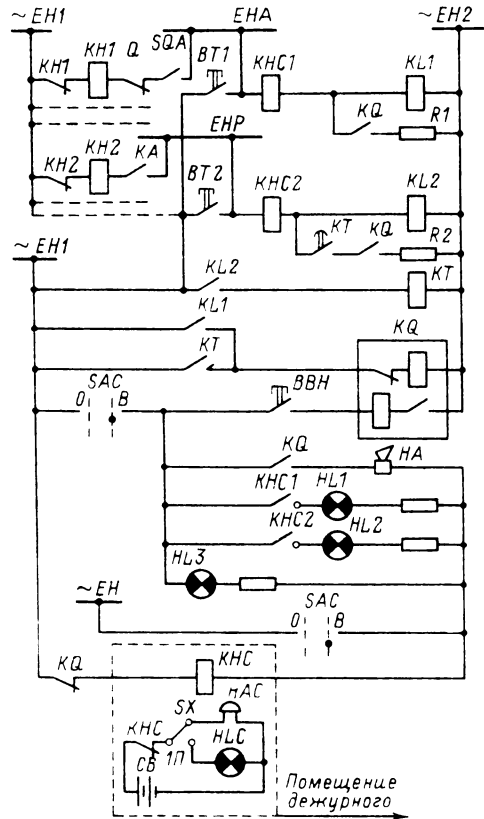


Рис. 45.52 Аварийно-предупреждающая сигнализация

цепи несоответствия блок-контактами  $Q$  и  $SQA$  отключившегося от защиты выключателя  $Q$  срабатывает реле  $KLI$ . Указательные реле (индивидуальное  $KHI$  и общее  $KHC1$ ) при этом не срабатывают, так как ток в цепи недостаточен для этого. Реле  $KLI$  переориентирует центральное двухпозиционное реле  $KQ$ , которое включает гудок  $HA$ . Одновременно реле  $KQ$  своим контактом включает параллельно обмотке  $KLI$  резистор  $R1$ , что приводит к увеличению тока в цепи указательных реле  $KHI$  и обеспечивает их срабатывание. Реле  $KHI$  размыкает свою цепь, снимая сигнал со схемы и позволяя ей сработать при появлении нового аварийного сигнала. Таким образом обеспечивается повторность действия сигнализации. Поскольку в схеме имеется один общий звуковой сигнал  $HA$ , действие аварийной сигнализации фиксируется указательным реле  $KHC$  и лампой  $HL$ .

Для центрального снятия звукового сигнала следует переориентировать реле  $KQ$  кнопкой  $BBH$ . Индивидуальный сигнал останется при этом зафиксированным выпавшим флажком сигнального реле  $KHI$  и сигнальной лампой, включенной контактом этого реле.

**Предупреждающая сигнализация.** Схема предупреждающей сигнализации отличается от схемы аварийной сигнализации только наличием реле  $KT$ . Выдержка времени этого реле позволяет исключить действие сигнализации при появлении кратковременных сигналов. Резистор  $R2$  включается параллельно обмотке реле  $KL2$  через контакт реле  $KT$ , чтобы предотвратить фиксацию кратковременного сигнала.

Срабатывание схемы предупреждающей сигнализации фиксируется указательным реле  $KHC2$  и лампой  $HL2$ .

Переключатель  $SAC$  позволяет в случае необходимости отключить звуковую и световую сигнализацию, например, при отсутствии на шите управления дежурного персонала. Лампа  $HL3$  контролирует наличие напряжения на шинках  $EH1$  и  $EH2$ . Кнопками  $BT1$  и  $BT2$  проверяется исправность аварийной и предупреждающей сигнализации, а лампы  $HL1$ ,  $HL2$  сигнализируют их срабатывание.

Реле  $KHC$  передает сигнал о действии аварийной или предупреждающей сигнализации на объекте дежурному, находящемуся в другом помещении, или на центральный пост управления. Это же реле подает сигнал и при исчезновении напряжения на шинках сигнализации. Нормально реле  $KHC$  подтянуто. При появлении какого-либо сигнала оно отпадает и своим контактом замыкает цепь звонка  $HAC$ , имеющую независимый источник питания. Переключателем  $SX$  звуковой сигнал

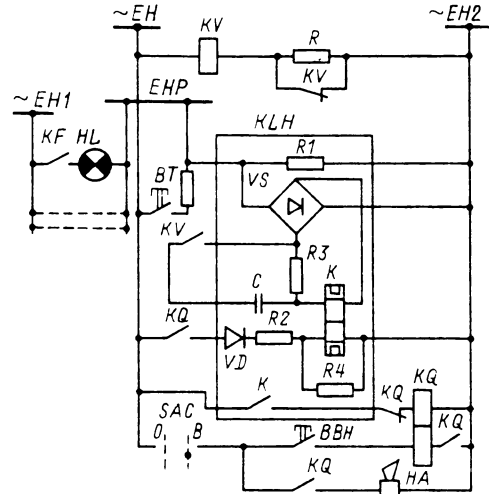


Рис 45.53. Схема сигнализации реле импульсной сигнализации

снимается и переводится на световой — лампу  $HL3$ .

**Сигнализация с реле РИС-ЭЗМ\*** (рис. 45.53). При появлении сигнала, например при замыкании контактов реле  $KF$ , загорается индивидуальная сигнальная лампа  $HL$ . На входном резисторе  $R1$  начинает нарастать напряжение. При этом конденсатор  $C$  заряжается через выпрямитель  $VS$ . Во время заряда емкости через рабочую обмотку двухпозиционного поляризованного реле  $K$  проходит импульс зарядного тока, приводящий к перебрасыванию его якоря. Своим контактом реле  $K$  переориентирует двухпозиционное реле  $KQ$ , которое включает гудок  $HA$ . При срабатывании реле  $KQ$  во вторую обмотку  $K$  через ограничивающий резистор  $R2$  и выпрямитель  $VD$  подается импульс обратной полярности, обеспечивающий возврат реле  $K$  и готовность схемы к приемке следующего сигнала.

При появлении следующего сигнала ток и напряжение на резисторе  $R1$  возрастают, при этом снова происходит подзаряд конденсатора  $C$  и схема действует, как и при первом сигнале. Для исключения ложной работы схемы при глубоком снижении напряжения предусмотрено реле напряжения  $KV$  с повышенным благодаря наличию резистора  $R$  коэффициентом возврата. При понижении напряжения реле  $KV$  размыкает цепь конденсатора  $C$ , предотвращая его разряд и сохраняя на нем постоянный потенциал для восста-

\* РИС-ЭЗМ снимается с производства и заменяется аналогичным устройством

новления напряжения. Если в момент отсутствия напряжения появились новые сигналы, то после его восстановления вследствие возрастания напряжения на резисторе  $R1$  конденсатор  $C$  будет подзаряжаться, что вызовет новое срабатывание реле  $KLH$ . Кнопкой  $BBH$  производится центральное снятие звукового сигнала, а кнопкой  $BT$  через резистор — опробование сигнализации.

Резистор  $R3$  обеспечивает постоянную подпитку поляризованного реле выпрямленным током, недостаточным для срабатывания, но повышающим чувствительность реле. Резисторы  $R2$  и  $R4$  обеспечивают подстройку цепи возврата реле  $K$ .

Схемы сигнализации с реле РИС-ЭЗМ надежно работают при поступлении не более 12 сигналов, выполненных с помощью сигнальных ламп в индивидуальных цепях. При наличии сигнальных реле в тех же цепях количество сигналов несколько снижается. Это объясняется тем, что в цепях с сигнальными реле нарастание тока происходит более плавно из-за индуктивности обмоток реле. Большим преимуществом схемы является возможность многократного приема одного и того же сигнала.

**Установка мигающего света.** Для создания мигающего света сигнальных ламп применяется схема мигающей установки. На рис. 45.54, а представлена простейшая релейная схема мигания.

Нормально при наличии напряжения в схеме реле  $KL1$  обтекается током, и контакты его разомкнуты. При подаче сигнала через лампы сигнализации, например  $HLT$ , на шинку ( $\sim$ )  $EP$  реле  $KL2$  срабатывает, размыкает цепь питания реле  $KL1$ , которое своими контактами соединяет шинку ( $\sim$ )  $EP$  с шинкой 0. В результате на лампу  $HLT$  подается фазное напряжение, и она горит полным накалом. Реле  $KL2$  оказывается закороченным контактами  $KL1$  и отпадает. Вновь срабаты-

вает реле  $KL1$  — лампа  $HLT$  снова оказывается включенной последовательно с реле  $KL2$  и гаснет. Далее процесс повторяется.

Необходимые интервалы между зажиганиями лампы обеспечиваются конденсаторами  $C1$  и  $C2$ , включенными параллельно обмоткам реле.

На рис. 45.54.б представлена схема специального устройства мигающего света типа ППБ-12 (прерыватель бесконтактный), разработанная ПО «Средазэлектроаппарат», ППБ выполнен на базе управляемого кремниевого тиристора и может быть применен в описанных выше схемах для организации мигания.

Отпирание тиристора в схеме устройства происходит при протекании через управляющий электрод импульса, формируемого несимметричным мультивибратором. Частота прерывания и скважность определяются частотой мультивибратора и зависят от его времязадающих цепочек.

Запирание тиристора происходит при отсутствии тока в управляющем электроде и при прохождении через ноль тока, протекающего в силовых электродах. Напряжение питания мультивибратора подается через трансформатор и выпрямитель с фильтром.

Для сигнализации применена неоновая лампа  $L$ , подключенная к выходным зажимам. При подключении нагрузки, например, ламп  $HLC$ ,  $HLT$  рис. 45.50 к выводам 1—2 и закорачивании выводов 4, 6 нагрузка питается переменным током. При подключении нагрузки к выводам 4—6 и закорачивании выводов 1, 2 нагрузка питается выпрямленным током.

Применительно к изложенным выше рекомендациям по повышению степени централизации управления и контроля и переходу на избирательные схемы следует отметить, что объекты с оперативным переменным током имеют преимущественно простую схему, малое количество присоединений, и применение индивидуальных схем управления и конт-

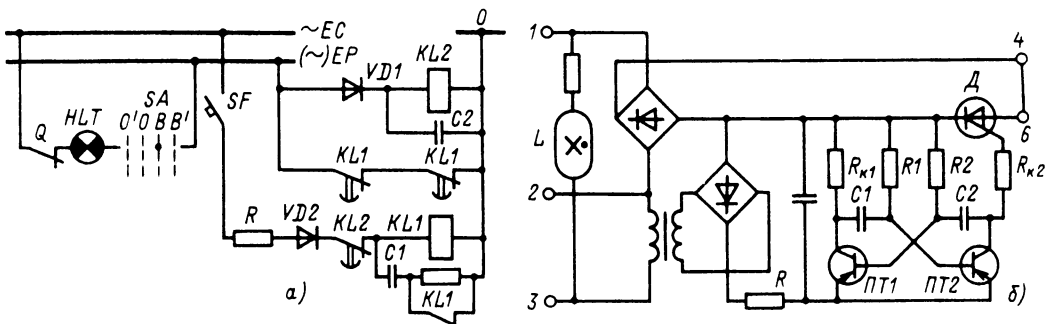


Рис 45.54 Установка мигающего света

а — релейная схема, б — бесконтактный прерыватель ППБ-12

роля на них оказывается оправданным. В то же время с точки зрения организации избирательной схемы управления и контроля схемы на переменном оперативном токе не имеют никакой специфики, и при необходимости для объектов с переменным оперативным током могут быть применены все описанные ранее избирательные схемы.

## 45.8. МОНТАЖНЫЕ СХЕМЫ

### Общие требования к монтажным схемам

Монтажная схема является рабочим чертежом, по которому производится монтаж вторичных цепей. Характер и форма исполнения чертежей должны отражать:

- а) участок и место размещения цепей, приборов и аппаратов (ячейка, панель, щиток);
- б) взаимное расположение приборов и аппаратов на месте установки в масштабе;
- в) направления соединительных проводов и кабелей;
- г) точки подключения проводов к аппаратам.

Монтаж в пределах каждого участка производится независимо и сводится к установке приборов, выполнению проводки между приборами в пределах данного участка, установке рядов зажимов и присоединению к ним проводов от приборов и аппаратов, связанных по схеме с приборами и аппаратами других участков.

При выполнении монтажных схем и маркировке их отдельных элементов следует придерживаться ОСТ 160800464.77.

### Размещение аппаратуры вторичных цепей

**Установка аппаратов в РУ.** Размещение аппаратуры вторичных цепей в ячейке РУ в значительной степени определяется компоновкой и конструктивным выполнением первичного оборудования. Так, привод устанавливается на выключателе, сигнально-блокировочные контакты КСА и электрозамок — у разъединителя, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения составляют неотъемлемую часть этих аппаратов и т. п.

Такие аппараты, как предохранители, контакторы, сборки рядов зажимов и т. п., устанавливаемые также в РУ, но органически не связанные с первичными аппаратами, размещаются по установочным чертежам, выполняемым одновременно для первичного и вторичного оборудования.

**Установка аппаратов на панелях.** Панели щитов управления и релейной защиты изготавливаются на заводах и имеют стандартные

размеры и конструкцию. Панели могут состоять из отдельных блоков, которые имеют определенные размеры (300, 600 и 900 мм) и назначение: блок управления, блок измерения, блок АПВ, центральной сигнализации и т. д. — и могут в пределах панели иметь свой монтажный номер, определяющий ее как самостоятельную «монтажную единицу». В принципе монтажная единица представляет собой автономный технологический участок или функциональный узел и может охватывать как часть панели, так и всю панель или группу панелей.

Цепи, соединяющие разные монтажные единицы, выводятся на внешние ряды зажимов, устанавливаемые вертикально на правой и левой сторонах блоков или панелей, а также размещаемые на дверях шкафов или в приборных отсеках ячеек КРУ и КРУН при размещении в них вторичного оборудования.

На внешние зажимы могут выноситься также цепи и в пределах одной монтажной единицы, если это обусловлено требованиями эксплуатации или технологии.

### Маркировка во вторичных цепях

#### Требования к маркировке и ее назначение.

Монтажная схема, установочные чертежи, фасады панелей выполняют в соответствии с полной принципиальной схемой. Для правильной ориентации в этих взаимосвязанных чертежах необходимо, чтобы все соответствующие цепи, приборы, зажимы, кабели имели одно и то же условное обозначение (марку). Обозначения проводов и цепей непосредственно на панели также должны точно соответствовать обозначениям этих элементов, принятым на чертеже.

Марка является чисто условным обозначением. Система маркировки строится таким образом, чтобы можно было проследить любую цепь и понять назначение аппарата, не прибегая к помощи чертежа.

В монтажных схемах маркируются следующие элементы, входящие в состав схемы:

- а) приборы и аппараты;
- б) зажимы приборов и аппаратов;
- в) зажимы в наборных рядах;

г) провода, соединяющие приборы, непосредственно в пределах данного участка (монтажной единицы);

д) провода, соединяющие приборы с рядами зажимов;

- е) жилы контрольных кабелей;
- ж) контрольные кабели.

Маркировку элементов «г», «д» и «е» можно объединить под общим названием маркировки цепей.



**Маркировка приборов и аппаратов.** Марка аппарата отражает:

- а) функциональное назначение аппарата (реле, кнопка, ключ и т. д.);
- б) основную функцию, выполняемую аппаратом в схеме, например: реле защитное, реле сигнальное, кнопка пуска, кнопка опробования, ключ управления и т. п.;
- в) дополнительные данные, если это требуется для чтения рассматриваемой схемы (например, порядковые номера однотипных аппаратов и т. п.).

Ниже приводятся примеры марок аппаратов:

- АТ — электромагнит. отключения;
- АС — электромагнит включения;
- КQT — реле положения отключено (реле контроля цепи включения).

**Маркировка зажимов.** Зажимы приборов и аппаратов имеют цифровую маркировку, обычно проставляемую заводами на схемах внутренних соединений. Зажимы в наборных рядах маркируются порядковыми номерами.

**Маркировка цепей.** Маркировка должна

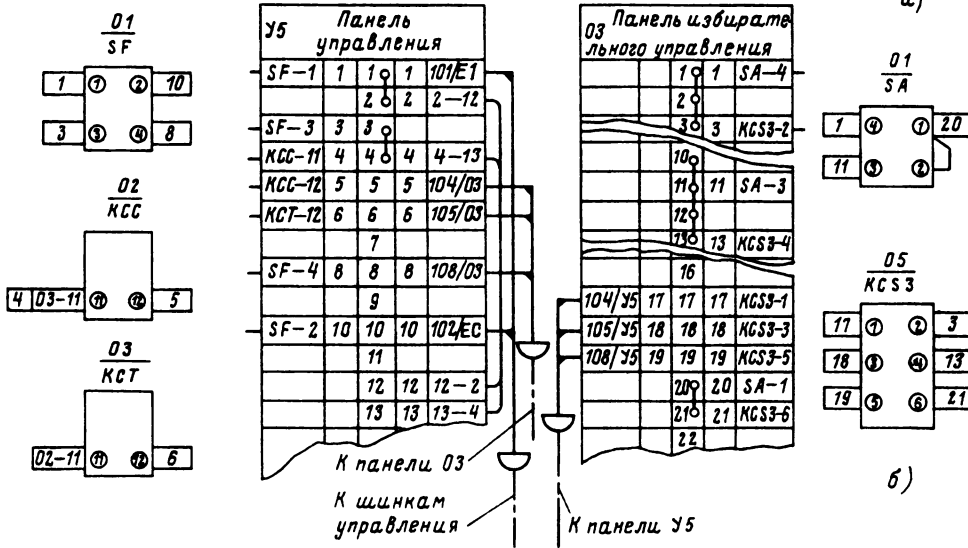
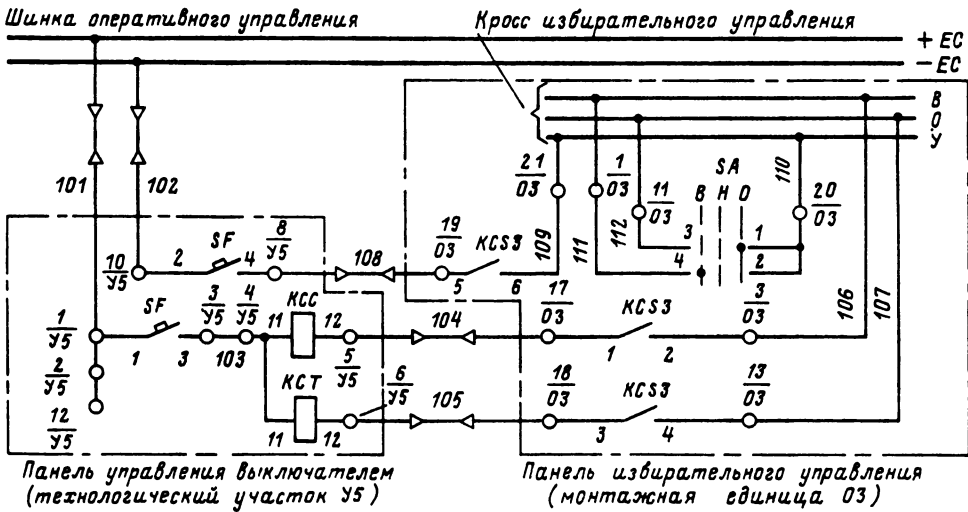


Рис. 45.55 Фрагмент полной (а) и монтажной (б) схем

позволять обнаружить оба конца провода или жилы кабеля без прозвонки и определить место присоединения провода (жилы) к зажиму, если он почему-либо был отсоединен. В соответствии с этим марка (условное обозначение) цепи содержит функциональное назначение цепи и место присоединения провода или жилы кабеля на аппарате или в ряде зажимов.

Проводники на монтажных схемах и соответствующие им участки цепей в полных и принципиально-монтажных схемах должны иметь одинаковую маркировку.

В соответствии с изложенными требованиями рекомендуются следующие способы маркировки вторичных цепей, зажимов и аппаратов.

Автономные монтажные узлы маркируемого объекта (панели, части панелей, шкафы приводов, ячейки КРУ и т. п.), входящие в состав полной схемы, носят название монтажных единиц и должны иметь порядковые номера (01, 02 и т. д.), проставляемые на маркировочных колодках в рядах зажимов.

Прочие участки, например технологические помещения, куда направлен провод, имеют смысловые обозначения, например РУСН, РУ500 и т. п., которые используются при маркировке на равных правах с номерами монтажных единиц.

Аппараты на панели имеют смысловую марку, содержащую согласно ЕСКД смысловой символ аппарата в соответствии с полной схемой и номер аппарата в пределах данной монтажной единицы, например  $\frac{03}{A}$ , где

03 — номер аппарата в пределах данной монтажной единицы;  $A$  — символ аппарата в полной схеме (позиционное обозначение). Провод, подходящий к аппарату в пределах данной монтажной единицы, маркируется номером аппарата, к которому провод подключен с противоположного конца, и номером вывода этого аппарата, например 03.12, где 03 — номер аппарата, а 12 — номер его вывода.

Допускается при необходимости в номер аппарата вводить номер монтажной единицы, что облегчает ориентацию при размещении нескольких монтажных единиц на панели. Та же марка для монтажной единицы 01 в этом случае приобретает вид 0103.12.

Провод между рядом зажимов и аппаратом в пределах одной монтажной единицы (панели, функционального блока) маркируется со стороны ряда зажимов — символом и номером вывода соответствующего аппарата, например А-8, К-2, КQT-9. Со стороны аппарата — порядковым номером соответствующего зажима в ряде зажимов.

Внешние перемычки в пределах ряда зажимов одной монтажной единицы маркируются номером зажима в данном ряде зажимов, к которому провод подключен с противоположной стороны.

Марка провода, отходящего на другую монтажную единицу или на другой участок, содержит марку цепи (Ю5, Р15 и пр.) и номер соответствующей монтажной единицы или символ соответствующего участка (05, 15, ОРУ, ГЩУ и т. п.), например: 105/15, 105/05 или 105/ОРУ, где 105 — марка цепи, а 15, 05 и ОРУ — соответственно номера монтажных единиц и символическое обозначение участка, куда направлены провода.

Все провода, отходящие от ряда зажимов, кроме указанного, содержат в составе марки также номер зажима, к которому провод подключен со стороны ряда зажимов. Это обеспечивает возможность разборки и сборки цепей со стороны ряда зажимов без монтажной схемы.

На рис. 45.55 представлены фрагменты полной принципиально-монтажной и соответствующей ей монтажной схемы, иллюстрирующие описанные принципы маркировки.

### Список литературы

- 45.1. Гумин М. И. Анализ ошибочных действий дежурного персонала при оперативных переключениях // Электрические станции. 1977 № 1. С. 42–45.
- 45.2. Электротехнический справочник под общей редакцией профессоров МЭИ. Том 3, разд. 40. М.: Энергоиздат, 1982.
- 45.3. Гумин М. И. Анализ неправильных действий оперативного персонала энергообъектов, обусловленных информационными ошибками / Сб. трудов ин-та Энергосетьпроект, № 19. М.: Энергия, 1980.
- 45.4. Лезиов С. И., Файерман А. Л., Махлина Л. Н. Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1986. 152 с.

# Раздел 46

## ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

### СОДЕРЖАНИЕ

46.1. Общая характеристика систем электроснабжения городов и населенных пунктов и задач их проектирования . . .	722	46.8. Выбор параметров городских электрических сетей . . . . .	741
46.2. Общая характеристика потребителей электроэнергии в городах . . . . .	723	46.9. Расчет режимов городских электрических сетей . . . . .	743
46.3. Расчетные электрические нагрузки . .	725	46.10. Расчеты напряжения и его качество в городских электрических сетях . .	744
46.4. Номинальные напряжения электроустановок . . . . .	730	46.11. Конструкции сетевых сооружений . .	749
46.5. Надежность электроснабжения . . . .	732	46.12. Техничко-экономические показатели линий и подстанций . . . . .	754
46.6. Режим нейтрали электроустановок . .	733	Список литературы . . . . .	756
46.7. Схемы городских электрических сетей	734		

#### 46.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ И ЗАДАЧ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Системой электроснабжения города (населенного пункта) (ЭСГ) называется совокупность электрических станций, понижающих и преобразовательных ПС, питающих и распределительных линий и электроприемников, обеспечивающих снабжение электроэнергией технологических процессов коммунально-бытовых, промышленных и транспортных потребителей, расположенных на территории города и частично в пригородной зоне (рис. 46.1).

Источниками питания (ИП) систем ЭСГ являются городские электрические станции и понижающие ПС.

Центром питания (ЦП) называется распределительное устройство генераторного напряжения электрической станции или распределительное устройство вторичного напряжения 10(6) – 20 кВ понижающей ПС, к шинам которого присоединяются распределительные сети данного района.

В составе электрических сетей систем ЭСГ в ряде случаев сооружаются распределительные пункты 10(6) – 20 кВ (РП), предназначенные для приема электроэнергии (от источников питания) по ограниченному числу пи-

тающих линий (2–4) и выдачи ее в распределительную сеть по большему числу линий.

Потребителями электроэнергии называются группы приемников электроэнергии, объединенные общим законченным технологическим процессом и расположенные на общей территории.

Задачами проектирования ЭСГ является создание экономически целесообразных систем, обеспечивающих необходимое качество комплексного электроснабжения всех потребителей (по надежности питания и качеству электроэнергии), а также обеспечивающих их экономичную эксплуатацию.

Проекты ЭСГ и всех входящих в данные системы электроустановок выполняются на основе государственных норм [46.1, 46.2–46.5 и т. п.], соответствующих технологических инструкций и указаний.

Комплексное электроснабжение потребителей подразумевает их питание от общих ИП и по общим линиям электропередачи вне зависимости от ведомственной или технологической принадлежности, но при соблюдении отмеченного выше качества электроснабжения и иных технических ограничений по осуществлению электроустановок.

Проектирование систем ЭСГ должно осуществляться на сроки, согласованные с общим генеральным планом развития города или населенного пункта на перспективу (15–25 лет в зависимости от конкретных условий и состава объектов ЭСГ), с учетом динамики всех факторов энергоснабжения и города: питаю-

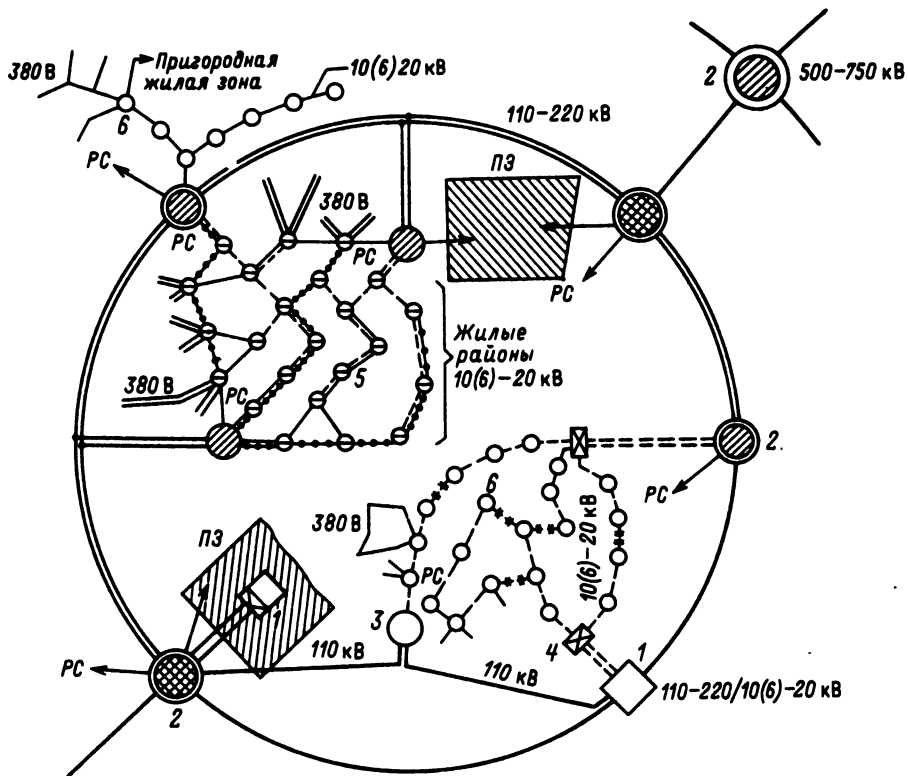


Рис. 46.1. Структурная схема системы электроснабжения города по рис. 46.14:

1 — теплоэлектроцентрали; 2 — опорные ПС 110–220, 500–750 кВ; 3 — ПС глубоких вводов 110–220 кВ; 4 — распределительные пункты 10/6–20 кВ; 5 — двухтрансформаторные ПС (ТП) 10/6–20/0,38 кВ; 6 — однотрансформаторные ПС ТП 10(6)–20/0,38 кВ; РС — распределительные сети; ПЗ — промышленная зона

шей энергосистемы и состава энергоносителей, электрических нагрузок потребителей, перспективного электрооборудования, требований охраны экологической среды человека и охраны природы, технической эстетики города, его планировки и технического хозяйства, технико-экономических показателей и т. п. Проекты развития ЭСГ создаются с учетом существующих ИП, электрических сетей и т. д. и с учетом возможностей их реконструкции [46.1, 46.2, 46.17, 46.25 и др.].

В состав проекта ЭСГ входят основные технические и технико-экономические расчеты, приведенные в [46.1, 46.2].

## 46.2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ГОРОДАХ

*Потребители электроэнергии.* Основными группами потребителей электроэнергии в системах ЭСГ являются: 1) коммунально-бытовые потребители; 2) промышленные предприятия; 3) электрифицированный городской

и пригородный транспорт; 4) в отдельных случаях — поселки, предприятия промышленного и сельскохозяйственного производства пригородных зон.

*Коммунально-бытовые потребители* электроэнергии — это жилые здания, административные, культурно-массовые, учебные, лечебные, торговые, научно-исследовательские организации и предприятия, комбинаты бытового обслуживания, гостиницы, предприятия общественного питания и торговли и т. п. Эти потребители электроэнергии используют широкую номенклатуру электроприемников [46.6, 46.10, 46.11, 46.23, 46.26].

Суммарная установленная мощность электроприемников, приходящаяся на одну семью (квартиру), в настоящее время в отечественных условиях ориентировочно находится в пределах 0,6–5,0 кВт при газовых кухонных плитах; 6,5–10 кВт — при электроплитах 5,8 кВт и 9,5–13,5 кВт — при электроплитах 8,5 кВт. Максимальные электрические нагрузки одной квартиры в современный период в зависимости от уровня электрификации быта по [46.2] составляют 4,5–7 кВт. В перспективный пе-

риод можно ожидать значительный рост установленной мощности электроприемников бытовой сферы.

Лифтовые установки жилых зданий до 16–20 этажей оборудуются трехфазными асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором мощностью 3,5–7,0 кВт [46.23, 46.26].

В сфере коммунального обслуживания населения применяется более широкий состав типов электроприемников, приборов и установок; единичные и суммарные их мощности существенно выше.

Наибольшее относительное потребление реактивной мощности в коммунально-бытовом секторе ( $\cos \varphi = 0,6 \div 0,7$ ) имеет место в ночные часы, что объясняется влиянием постоянно включенных холодильников и морозильников, а также газоразрядных ламп наружного освещения и дежурного освещения зданий.

Использование определенных типов электроприемников или их группы определяют режимы электропотребления и характеристики графиков нагрузок жилых зданий, а также ТП и ИП, питающих жилые районы.

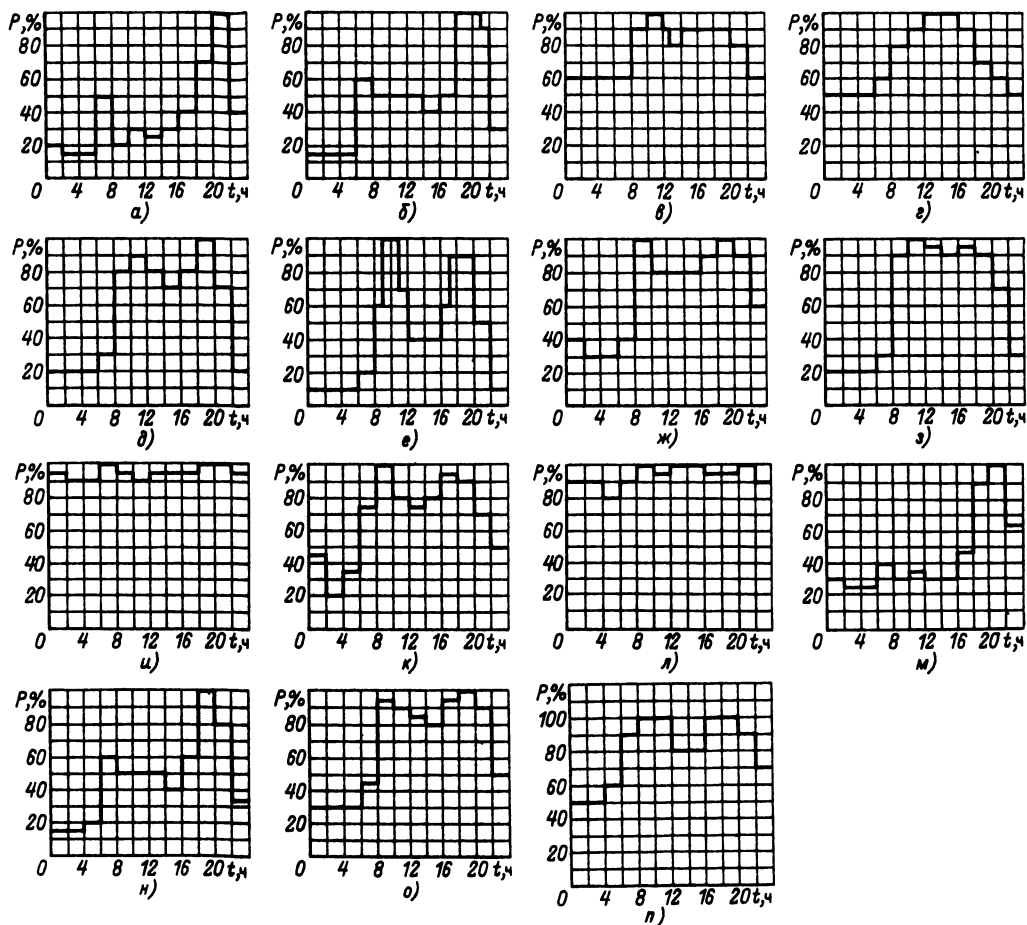


Рис. 46.2. Суточный график активной нагрузки:

*а* – жилого здания с газовыми плитами; *б* – жилого здания с бытовыми электрическими плитами; *в* – универсального магазина; *г* – столовой; *д* – поликлиники; *е* – двухэтажной школы с электрифицированным пищеблоком; *ж* – распределительной линии 10(6) кВ; *з* – комбината бытового обслуживания (ателье, хмчистка и др.); *и* – теплофикационного пункта жилого района города; *к* – понижательной выпрямительной ПС 10(6) кВ городского трамвая и троллейбуса; *л* – насосной станции городского водопровода 10(6) кВ, *м* – ТП 10(6)/0,38 кВ, питающей жилые здания с газовыми плитами; *н* – ТП 10(6)/0,38 кВ, питающей район многоэтажных жилых и общественных зданий с электрическими бытовыми плитами; *о* – распределительного пункта 10(6) кВ городской электрической сети; *п* – ПС 110/10(6) кВ, питающей жилой район и промышленную зону города

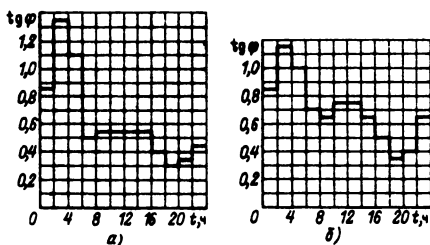


Рис. 46.3. Ориентировочные суточные графики коэффициента реактивной мощности:

а — на вводе жилого здания с газовыми плитами; б — ТП 10(6)/0,38 кВ. питающей район с газовыми плитами в жилых зданиях

Характеристики графиков нагрузок коммунальных предприятий определяются их производственным назначением, технологией производства, а также применяемыми электроприемниками.

На рис. 46.2, 46.3 приведены ориентировочные графики активной мощности и коэффициента реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi$  характерных коммунально-бытовых потребителей и ПС ЭСГ.

Для городов характерен ряд отраслей промышленности: машиностроение, металлообработка, пищевая, текстильная, строительных материалов и конструкций, мебельная и деревообрабатывающая, швейная, транспортные базы, насосные станции, холодильные установки, складские помещения и т. п. (см. разд. 48).

При проектировании электрических сетей 10(6)–20 кВ систем ЭСГ должны учитываться понижающие выпрямительные ПС трамвая и троллейбуса. Электрические нагрузки ПС трамвая и троллейбуса принимаются по данным разд. 48 (характерные значения составляют 600–3000 кВт). Кроме того, учитываются при проектировании городских электростанций и крупных понижающих ПС электрические нагрузки ПС электрифицированного железнодорожного транспорта и метрополитена. Более подробные сведения см. в разд. 48.

### 46.3. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Расчет электрических нагрузок производится от низших к высшим ступеням системы электроснабжения и включает два этапа: 1) определение нагрузки на вводе к каждому потребителю; 2) расчет на этой основе нагрузок отдельных элементов сети.

Расчетная нагрузка как потребителя, так и отдельных элементов сети принимается рав-

ной ее вероятному максимальному значению за интервал времени 30 мин. Определение расчетных нагрузок селитебных зон и центров питания городов должно производиться в соответствии с указаниями в [46.2].

Определение расчетных нагрузок жилых зданий основывается на использовании нагрузки одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира, при посемейном заселении домов.

Действующие нормированные значения удельной нагрузки жилых квартир при разных видах кухонных плит для приготовления пищи и посемейном заселении квартир с общей площадью до 55 м<sup>2</sup> приведены для зимнего вечернего максимума в табл. 46.1, где значения нагрузок установлены с учетом коэффициента одновременности их максимумов в зависимости от числа квартир. Удельные нагрузки квартир учитывают нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничные клетки, технические этажи, чердаки и т. п.). Удельные нагрузки не учитывают силовую нагрузку общедомовых потребителей и нагрузку встроенных в жилые дома торговых и коммунально-бытовых предприятий, а также применение в квартирах кондиционеров, электроводонагревателей и электроотопления.

Расчетная активная нагрузка от квартир на вводах в здание, на линиях, питающих дом или группу домов, на шинах трансформаторной подстанции (ТП) определяется в зависимости от числа квартир по выражению

$$P_{p(\text{кв})} = P_{\text{кв, уд}} n_{\text{кв}}$$

где  $P_{\text{кв, уд}}$  — удельная расчетная нагрузка квартиры, кВт (табл. 46.1);  $n_{\text{кв}}$  — число квартир, присоединенных к элементу сети.

Расчетная активная нагрузка на вводе жилого здания определяется по выражению

$$P_{p(\text{ж, зд})} = P_{p(\text{кв})} + k_{\text{н, м}} P_{\text{с}}$$

где  $P_{\text{с}}$  — расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого здания, кВт;  $k_{\text{н, м}}$  — коэффициент, учитывающий несовпадение максимумов нагрузки квартир и силовых электроприемников, принимаемый равным 0,9.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников на вводе в здание, в линиях до 1000 В, на шинах ТП определяется:

а) нагрузками лифтовых установок

$$P_{p(i)} = k_{\text{с}(i)} \sum_{i=1}^{n_{\text{л}}} P_{\text{л}(i)},$$

где  $k_{\text{с}(i)}$  — коэффициент спроса лифтовых установок, принимаемый по табл. 46.2;  $n_{\text{л}}$  — число лифтовых установок, питаемых по линии от

Таблица 46.1. Удельные расчетные электрические нагрузки в зависимости от числа квартир

Потребитель электроэнергии	Количество квартир (домов)													
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры с плитами на природном газе	4,5	2,3	1,75	1,45	1,3	1,15	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,45	0,43	0,4
Квартиры с плитами на сжиженном газе, в том числе при групповых установках и твердом топливе	5,0	2,6	2,0	1,65	1,48	1,35	1,15	1,0	0,9	0,8	0,75	0,7	0,65	0,55
Квартиры с электроплитами мощностью до 5,8 кВт	6,0	3,2	2,7	2,4	2,15	2,0	1,8	1,5	1,3	1,15	1,0	0,9	0,85	0,8
Квартиры с электроплитами мощностью от 5,9 до 8 кВт	7,0	4,0	3,0	2,5	2,15	2,0	1,8	1,5	1,3	1,15	1,0	0,9	0,85	0,8
Дома на участках садоводческих товариществ	3,0	1,5	1,1	0,9	0,75	0,7	0,6	0,5	0,45	0,4	0,38	0,35	0,33	0,3

Примечания: 1. При общей площади квартир, превышающей 55 м<sup>2</sup>, удельную нагрузку следует увеличивать на 1% на каждый 1 м<sup>2</sup> дополнительной площади в домах с плитами на природном газе и на 0,5% с электрическими плитами и плитами на твердом топливе и сжиженном газе.

2. Для определения утреннего или дневного максимума нагрузок необходимо вводить коэффициент 0,5 для квартир с плитами на природном газе и 0,7 — при электроплитах.

3. Удельные расчетные нагрузки действительны для любого климатического района страны.

Таблица 46.2. Коэффициенты спроса лифтовых установок жилых зданий различной этажности

Количество лифтовых установок	До 12 этажей	12 этажей и более
2-3	0,8	0,9
4-5	0,7	0,8
6-7	0,6	0,7
8-10	0,5	0,6
11-20	0,4	0,5
Более 20	0,35	0,4

Таблица 46.3. Расчетные коэффициенты электрических нагрузок жилых домов

Линия питания	cos φ	tg φ
Квартир с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартир с плитами на природном газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственных насосов, вентиляционных установок и других санитарно-технических устройств	0,85	0,62
Лифтов	0,6	1,33

ТП;  $P_{1(i)}$  — установленная мощность электродвигателя  $i$ -го лифта по паспорту, кВт;

б) нагрузками электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса, равного 0,7.

Полная расчетная нагрузка жилых зданий, кВт·А, определяется с учетом коэффициентов, приведенных в табл. 46.3.

Расчетная нагрузка на вводе в здание при наличии в жилом доме встроенного коммунального предприятия или учреждения

$$P_p(\text{зд}) = P_p(\text{ж, зд}) + k_{y, \text{м}(\text{зд})} P_p(\text{пр})$$

где  $P_p(\text{пр})$  — расчетная нагрузка предприятия, кВт;  $k_{y, \text{м}(\text{зд})}$  — коэффициент участия в максимуме нагрузки встроенного предприятия по отношению к нагрузке жилого дома (табл. 46.4).

Расчетные нагрузки на вводе в общественные здания или встроенные в жилые дома предприятия определяются по укрупненным удельным нагрузкам табл. 46.5 по выражению

$$P_p(\text{общ}) = P_p(\text{пр}) = P_{\text{уд, пр}} M,$$

где  $P_{\text{уд, пр}}$  — удельная расчетная нагрузка единицы количественного показателя (рабочее место, посадочное место, площадь торгового зала, м<sup>2</sup>, и т. п.);  $M$  — количественный показатель, характеризующий пропускную способность предприятия, объем производства и т. д.

Полная нагрузка на вводе в общественное здание, кВт·А, определяется с учетом коэффициентов мощности, приведенных в табл. 46.5.

Расчетные нагрузки линий до 1000 В и ТП, питающих группы жилых и общественных зданий:

$$P_{p(\text{л. тп})} = P_{p(\text{нб})} + \sum_{j=1}^{m-1} k_{y, \text{м}(j)} P_{\text{зд}(j)},$$

где  $P_{p(\text{нб})}$  — наибольшая расчетная нагрузка одного из общественных зданий или суммарная нагрузка жилых зданий с одинаковым типом кухонных плит, питаемых по данной

Таблица 46.4. Коэффициенты участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов относительно наибольшей расчетной нагрузки

Наименование зданий с наибольшей расчетной нагрузкой	Коэффициенты участия в максимуме																	
	Жилые дома			Предприятия общественного питания		Средние учебные заведения, библиотeki	Общественно-технические учреждения	Организации и учебные заведения	Организации управления, проектные и конструкторские организации, финансирование и кредитование	Предприятия торговли		Гостиницы	Парикмахерские	Детские сады-ясли	Поликлиники	Ателье и комбинаты бытового обслуживания	Предприятия коммунального обслуживания	Кинотеатры
	с электрическими плитами	с плитам на твердом топливе	топливе	столовые	рестораны, кафе					сменные	полупеременные							
						с электрическими плитами	с плитам на твердом топливе	топливе	столовые			рестораны, кафе	сменные	полупеременные				
Жилые дома: с электрическими плитами с плитам на твердом топливе или газообразном	—	0,9	0,6	0,7	0,6	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,8	0,7	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,9
	0,9	—	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,7	0,4	0,6	0,5	0,9
Предприятия общественного питания (столовые, кафе и рестораны)	0,4	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
Общественно-технические учреждения, профессионально-технические училища, библиотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Предприятия торговли (односменные и полупеременные)	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,5
Гостиницы	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,5	0,7	0,9
Поликлиники	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Ателье и комбинаты бытового обслуживания, предприятия коммунального обслуживания	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Кинотеатры	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	0,7	0,8	0,2	0,4	0,4	0,5	—

Примечание. При нескольких нагрузках, имеющих равное или близкое к равному значение, расчет выполняется относительно той нагрузки, при которой  $P_p$  получается наибольшей.



Таблица 46.5. Увеличенные удельные нагрузки и коэффициенты для общественных зданий и коммунальных предприятий

Общественные здания	Единица измерения	Удельная нагрузка	cos φ	tg φ
Предприятия общественного питания:				
полностью электрифицированные с количеством посадочных мест до 400	кВт/место	0,9	0,98	0,2
то же с количеством посадочных мест 500 и более	»	0,75	0,98	0,2
частично электрифицированные с плитами на газобразном топливе с количеством посадочных мест до 400	»	0,7	0,85	0,62
то же с количеством посадочных мест 500 и более	»	0,6	0,95	0,33
Продовольственные магазины:				
без кондиционирования воздуха	кВт/м <sup>2</sup> торгового зала	0,11	0,82	0,7
с кондиционированием воздуха	То же	0,14	0,8	0,75
Промтоварные магазины:				
без кондиционирования воздуха	» »	0,08	0,92	0,43
с кондиционированием воздуха	» »	0,11	0,9	0,48
Универсамы:				
без кондиционирования воздуха	» »	0,1	0,87	0,57
с кондиционированием воздуха	» »	0,13	0,85	0,62
Общеобразовательные школы с электрифицированными столовыми без приготовления горячих блюд	кВт/учащегося	0,14	0,95	0,33
Профессионально-технические училища со столовыми без общешкольных	То же	0,4	0,8—0,92	0,75—0,43
Детские ясли-сады:				
с электрифицированным пищеблоком	кВт/место	0,4	0,97	0,25
с пищеблоком на газовых плитах	То же	0,1	0,95	0,33
Больницы хирургического профиля с пищеблоком	кВт/койко-место	2,5	0,92	0,43
Хирургические корпуса больниц	То же	0,7	0,95	0,33
Больницы многопрофильные с пищеблоками	» »	2,2	0,93	0,4
Терапевтические корпуса больниц	» »	0,45	0,95	0,33
Радиологические корпуса больниц	» »	0,6	0,95	0,33
Детские больницы с пищеблоками	» »	2,0	0,93	0,4
Терапевтические корпуса детских больниц	» »	0,3	0,95	0,33
Поликлиники	кВт/посещение в смену	0,15	0,92	0,43
Аптеки:				
без приготовления лекарств	кВт/м <sup>2</sup> торгового зала	0,1	0,93	0,4
с приготовлением лекарств	То же	0,15	0,9	0,48
Кинотеатры и киноконцертные залы:				
с кондиционированием воздуха	кВт/место	0,12	0,92	0,43
без кондиционирования воздуха	То же	0,1	0,95	0,33
Театры и цирки	» »	0,3	0,9	0,48
Дворцы культуры, клубы	» »	0,4	0,92	0,43
Парикмахерские	кВт/раб. место	1,3	0,97	0,25
Здания учреждений управления, проектных и конструкторских организаций:				
без кондиционирования воздуха	кВт/м <sup>2</sup> полезной площади	0,045	0,87	0,57
с кондиционированием воздуха всех рабочих помещений со столовыми	То же	0,036	0,9	0,48
Гостиницы с кондиционированием воздуха в общих помещениях и номерах	кВт/место	0,4	0,85	0,62
То же без кондиционирования воздуха	То же	0,3	0,9	0,48
Дема отдыха, пансионаты, профилактории без столовых	» »	0,35	0,92	0,43
Общешкольные:				
с электроплитами в кухнях	» »	0,4	0,95	0,33
без электроплит в кухнях	» »	0,1	0,93	0,4
Учебные корпуса высших и средних специальных учебных заведений без столовых:				
с кондиционированием воздуха	кВт/м <sup>2</sup> полезной площади	0,04	0,9	0,48
без кондиционирования воздуха	То же	0,03	0,92	0,43
Лабораторные корпуса высших и средних специальных заведений без столовых:				
с кондиционированием воздуха	» »	0,06	0,87	0,57
без кондиционирования воздуха	» »	0,05	0,85	0,62
Комбинаты бытового обслуживания населения	кВт/рабочее место	0,5	0,9	0,48
Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания	кВт/кг вещей в смену	0,065	0,8	0,75

линии или от ТП; последняя нагрузка определяется по суммарному количеству квартир и лифтовых установок, питаемых по линии или от ТП;  $P_{за(j)}$  — расчетные нагрузки других (j) зданий, питаемых линией или от ТП;  $k_{y,м(j)}$  — коэффициенты участия в максимуме нагрузок потребителей относительно наибольшей нагрузки, определяемые по табл. 46.4;  $j = 1, 2, \dots, m-1$ .

При определении расчетных нагрузок линий или ТП в послеаварийном режиме (отключение резервирующего элемента) в  $P_p$  вводится понижающий коэффициент 0,9, т. е.  $P_{p(п, ав)} = 0,9P_{p(т, тп)}$

Электрические нагрузки наружного освещения ориентировочно определяются исходя из следующих норм:

Магистральные линии общегородского значения, площади города, кВт/км. . . . .	80—100
Магистральные улицы районного значения, площади перед крупными общественными зданиями, кВт/км. . . . .	30—50
Улицы местного значения, улицы жилых районов, поселковые улицы, кВт/км	7—10
Внутренние проезды, аллеи на территориях микрорайонов, кВт/км. . . . .	3,5
Внутриквартальные территории, кВт/га	12

Расчетные нагрузки линий и распределительных пунктов (РП) 10(6)—20 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов, питающихся по данному элементу сети, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по табл. 46.6. Полные нагрузки, кВт·А, линий и РП определяются по расчетным активным нагрузкам и по среднему коэффициенту мощности 0,92.

Расчетные нагрузки на шинах 10(6)—20 кВ ИП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей про-

Таблица 46.6. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузки трансформаторов в зависимости от их количества

Характеристика нагрузки	Число трансформаторов				
	2	3—5	6—10	11—20	Более 20
Жилая застройка (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Общественная застройка (70% и более нагрузки общественных зданий и до 30% нагрузки жилых домов)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Коммунально-промышленные зоны (65% и более нагрузки промышленных и общественных зданий и до 35% нагрузки жилых домов)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,55

Примечания: 1. Если нагрузка промышленных предприятий составляет менее 30% нагрузки общественных зданий, коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов следует принимать как для общественных зданий.

2. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов для промежуточных значений состава потребителей определяются интерполяцией.

мысленных предприятий умножением суммы активных расчетных нагрузок на коэффициенты совмещения максимумов нагрузок, принимаемые по табл. 46.7.

С учетом однородности и высоких значений коэффициентов мощности нагрузок потребителей на напряжении 10(6)—20 кВ полная мощность на шинах ИП приближенно может быть определена как

$$S_{ИП} \approx S_{нб} + \sum_{i=1}^{n_{п}} k_i S_{pi}$$

Таблица 46.7. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий в зависимости от отношения расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети

Время максимума нагрузки	20%	60%	100%	150%	200%	300%	400%
	Утро	$\frac{0,75}{0,6}$	$\frac{0,8}{0,7}$	$\frac{0,85}{0,75}$	$\frac{0,88}{0,8}$	$\frac{0,9}{0,85}$	$\frac{0,92}{0,87}$
Вечер	0,85—0,9	0,65—0,85	0,55—0,8	0,45—0,76	0,4—0,75	0,3—0,7	0,3—0,7

Примечания: 1. В период утреннего максимума в числителе приведены коэффициенты для жилой застройки с электроплитами, в знаменателе — с газовыми плитами или твердым топливом.

2. В период вечернего максимума меньшие значения коэффициентов следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие — когда все предприятия имеют двух-трехсменный режим работы. Если режим работы предприятий неодинаков, то коэффициент совмещения определяется интерполяцией.

3. При отношении расчетной нагрузки промышленных предприятий к нагрузке городской сети менее 20% коэффициент совмещения для утреннего и вечернего максимумов следует принимать равным 1. Если отношение более 400%, то коэффициент совмещения для утреннего максимума следует принимать равным 1; для вечернего, когда все предприятия односменные, — 0,25; при двух-трехсменных — 0,65.

Таблица 46.8. Удельные расчетные нагрузки жилых домов на шинах 0,38 кВ ТП

Этажность застройки	На природном газе	На сжиженном газе или твердом топливе	Электрические плиты
1–2	9,5/0,96	11,7/0,96	20/0,98
3–5 (не более)	9,3/0,96	11,2/0,96	18,2/0,98
5 и более с долей квартир в домах выше 5 этажей:			
20 %	10,2/0,94	12,2/0,94	19,8/0,97
50 %	10,9/0,93	16,5/0,93	20,4/0,97
100 %	12,0/0,92	18,0/0,92	21,5/0,96

Примечания: 1. В знаменателе приведены значения cosφ.

2. Приведенные данные включают нагрузки насосов систем отопления, горячего водоснабжения и подкачки водопровода, установленных в ЦТП или индивидуально в каждом доме, лифтов и наружного освещения территории микрорайона.

3. Удельные нагрузки квартир определены исходя из средней полезной площади квартир 50 м<sup>2</sup> и относятся как к первой очереди строительства, так и к расчетному сроку.

где  $S_{\text{нб}}$  – полная мощность нагрузки потребителей, формирующих максимум нагрузки данного ИП, кВт·А;  $S_{\text{рi}}$  – расчетные нагрузки других  $i$  потребителей или линий 10(6)–20 кВ, отходящих от данного ИП, кВт·А;  $k_i$  – по табл. 46.7.

Расчетная нагрузка жилых зданий микрорайона (квартала) ориентировочно определяется с помощью приведенных к шинам 0,38 кВ ТП удельных нагрузок, отнесенных к 1 м<sup>2</sup> полезной площади квартир по выражению

$$P_{\text{р(ж.д)}} = P_{\text{уд.ж.д}} S_{\Sigma} \cdot 10^{-3},$$

где  $P_{\text{уд.ж.д}}$  – удельная расчетная нагрузка жилых домов на шинах 0,38 кВ ТП, принимаемая по табл. 46.8, Вт/м<sup>2</sup>;  $S_{\Sigma}$  – суммарная полезная площадь жилых домов, питаемых от шин 0,38 кВ ТП, м<sup>2</sup>.

Укрупненная расчетная нагрузка микрорайона (квартала), приведенная к шинам 0,38 кВ ТП, определяется по выражению

$$P_{\text{р(м.р)}} = (P_{\text{уд.ж.д}} + P_{\text{уд.общ}}) S_{\Sigma} \cdot 10^{-3},$$

где  $P_{\text{уд.общ}}$  – удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая при установке в жилых домах электрических плит 2,6 Вт/м<sup>2</sup>, а при установке плит на газообразном и твердом топливе 2,3 Вт/м<sup>2</sup> (в удельных нагрузках общественных зданий микрорайонного значения учтены предприятия торговли и общественного питания, детские ясли-сады, школы, аптеки, приемные и ре-

монтные пункты, жилищно-эксплуатационные конторы и т. п.).

#### 46.4. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

В современных отечественных системах ЭСГ применяются все номинальные напряжения от 0,38 до 220–330 кВ.

Выбор напряжений при практическом проектировании систем ЭСГ основывается на рекомендациях [46.1, 46.2]. При планировании оптимального развития ЭСГ выполняется соответствующий технико-экономический анализ на основе разд. 39 и [46.1, 46.2, 46.19, 46.31].

**Напряжения до 1000 В.** При проектировании новых и реконструируемых электрических сетей всех назначений должно применяться линейное напряжение 380 В.

Сохранившиеся в городах сети 127/220 В должны реконструироваться с переводом на работу при 220/380 В.

Напряжение 660 В применяется в системах электроснабжения некоторых промышленных предприятий (см. разд. 48). В перспективе возможно применение этого напряжения в многоэтажных зданиях большого объема.

**Напряжения 10(6)–20 кВ** применяются для распределения электроэнергии от ИП по прилегающей к ним территории города и для питания ТП 10(6)–20/0,38 кВ. Технические возможности применения этих напряжений по передаваемой мощности и расстояниям передачи электроэнергии ограничиваются: 1) наибольшими сечениями токоведущих жил кабелей (см. разд. 18) или соответственно проводов воздушных линий (см. разд. 18) и токами, допускаемыми по условиям нагрева проводов и кабелей (см. § 46.8); 2) наибольшей допустимой потерей напряжения в сети (см. § 46.8). Таблица 46.9 дает представление о пропускной способности линий и возможной дальности передачи электроэнергии при 6–20 кВ.

Ориентировочные значения экономических расстояний передачи электроэнергии по кабельным линиям при напряжении 10(6) кВ и поверхностной плотности нагрузки в пределах 5–25 МВт/км<sup>2</sup>: 1) при питании от генераторов городских электростанций – в пределах, допускаемых по техническим ограничениям (по потере напряжения, см. табл. 46.9); 2) при электроснабжении от городских понижающих подстанций 110–220 кВ – 3–7 км; 3) при питании от подстанции ГВ 110–220 кВ (закрытые подстанции, кабельные линии) – 1,5–4 км. Меньшие из указанных расстояний относятся к большим плотностям нагрузки и меньшим номинальным напряжениям.

Таблица 46.9. Технические возможности передачи электроэнергии по одной линии 6–20 кВ

Номинальное напряжение, сети, кВ	Характеристика конструкции линии	Наибольшая передаваемая мощность $S_{доп}$ , МВ·А (по допустимому нагреву)		Наибольшие расстояния передачи, км (по допустимой потере напряжения при $S_{доп}$ )	
		Нормальные режимы	Послеаварийные режимы	Линия с одной нагрузкой	Линия с пятью нагрузками, равномерно распределенными по ее длине
6	Кабели 6 кВ, $F = 240 \text{ мм}^2$ , в земле	4,2	5,45	4,55	7,6
		3,9	3,9	1,35	2,25
10	Кабели 10 кВ, $F = 240 \text{ мм}^2$ , в земле	6,15	8,0	8,35	13,9
		6,5	6,5	2,25	3,75
20	Кабели 20 кВ, $F = 185 \text{ мм}^2$ , в земле	10,0	10,0	15,7	26,2
		13,0	13,0	4,5	7,5

Примечания: 1.  $F$  – сечение алюминиевых токоведущих фазных жил кабелей.

2. Мощности, допустимые при прокладке кабелей в земле, указаны без поправочных коэффициентов на температуру почвы, число рядом лежащих кабелей и т. п.

3. Наибольшие расстояния передачи указаны при  $[\Delta I] = 6\%$ , передаче допустимой по нагреву мощности  $S_{доп}$  (в нормальном режиме) и коэффициенте мощности нагрузки 0,9.

Напряжение 10 кВ является основным на современный и ближайший перспективный периоды для вновь сооружаемых и реконструируемых систем ЭСГ [46.2]. Напряжение 6 кВ не должно применяться во вновь проектируемых системах ЭСГ. В эксплуатируемых сетях напряжении 6 кВ сохраняется, если источником питания являются генераторы городской ТЭЦ с таким номинальным напряжением; допускается сохранять при ежегодных приростах нагрузки менее 3% и при соответствующих технико-экономических обоснованиях [46.2, 46.12]. В иных случаях необходимо осуществлять перевод действующих электросетей 6 кВ на работу при 10 кВ. При расширении и реконструкции эксплуатируемых сетей 6 кВ, питающихся от понижающих подстанций, следует проектировать и осуществлять перевод этих электросетей на работу при напряжении 10 кВ [46.2, 46.12, 46.16]. Экономическая эффективность такого перевода устанавливается технико-экономическим анализом с учетом конкретных условий системы ЭСГ. Предварительная оценка состава работ и эффективности этого мероприятия может быть произведена на основе следующих данных.

Ориентировочные технические условия, при которых экономически оправдывается перевод кабельных сетей 6 кВ на работу при 10 кВ:

Участие двигателей 6 кВ в максимуме нагрузки, %, не более . . . . . 0 10 20 30 40 50  
 Доля годности по длине кабельных линий 6 кВ для использования при 10 кВ, %, не менее . . . . . 60 70 75–80 85 95 –

Применение напряжения 20 кВ экономически оправдано: 1) при стоимости кабелей, выключателей и трансформаторов этого напряжения не более 120–130% стоимости соответствующего оборудования 10 кВ; 2) в новых районах, питающихся от городских электростанций с генераторным напряжением 20 кВ; 3) при плотностях нагрузки 30–40 МВт/км<sup>2</sup> и более, питающихся от подстанций 220/20 кВ [46.2, 46.12].

Номинальные напряжения 110 кВ и выше применяются в системах ЭСГ для внешнего электроснабжения, а также для осуществления ГВ в центральные районы города (см. § 46.7). Выбор высших номинальных напряжений непосредственно связан с напряжением сети основного внешнего электроснабжения города и, как правило, должен совпадать с последним [46.8, 46.9, 46.12, 46.15].

Напряжение 35 кВ не должно применяться в проектируемых системах ЭСГ как недостаточное по пропускной способности и приводящее, как правило, к необходимости дополнительной трансформации электроэнергии.

Напряжение 110 кВ экономически целесообразно применять для внешнего электроснабжения основной массы средних, больших и крупных городов, а также для осуществления радиально-тупиковых линий глубокого ввода (ГВ), питающихся от внешних сетей этого же напряжения. Напряжение 220 кВ целесообразно для внешнего электроснабжения крупнейших городов, магистральных ГВ, а также при осуществлении внутригородской системы взаимосвязанных подстанций ГВ в указанных городах [46.9, 46.25].

### 46.5. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность электроснабжения городских потребителей должна соответствовать требованиям [46.1, 46.2]. При рассмотрении надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей к соответствующей категории могут быть отнесены как отдельные электроприемники, так и комплексы электроприемников, характеризующихся одинаковыми требованиями к надежности (электроприемники операционных, родильных отделений и т. п.). В отдельных случаях в качестве указанных комплексов электроприемников могут рассматриваться потребители в целом (водопроводная насосная станция, детское учреждение и т. п.).

Требования к надежности электроснабжения определяются применительно к вводному устройству электроприемника или вводному устройству комплекса электроприемников (потребителю).

В системах электроснабжения городов к I категории относятся: электроприемники лечебно-профилактических учреждений, от бесперебойности работы которых непосредственно зависит жизнь людей; электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств в больницах и диспансерах для взрослых или их отдельных корпусов вместимостью более 400 коек (для детей более 250 коек), в поликлиниках с количеством посещений в смену более 600; котельные I категории, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей I категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла; электродвигатели сетевых и подпиточных насосов котельных второй категории с водогрейными котлами единичной производительностью более 1,163 ГВт (10 Гкал/ч); водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс. чел., канализационные насосные станции, не имеющие аварийного выпуска или с аварийным выпуском при согласованной продолжительности сброса менее 2 ч; электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств, лифты, эвакуационное и аварийное освещение, огни сетевого ограждения в жилых зданиях и общежитиях высотой 17 этажей и более; электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств, лифты, охранная сигнализация — общественных зданий и гостиниц высотой 17 этажей и более, гостиниц более чем на 1000 мест и учреждений с количеством работающих более 2000 чел. независимо от этажности; электродвигатели и другие элек-

троприемники противопожарных устройств общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, средних специальных и высших учебных заведений при количестве учащихся более 1000 чел.; электродвигатели пожарных насосов и другие электроприемники противопожарных устройств, эвакуационное и аварийное освещение крытых зрелищных и спортивных предприятий общей вместимостью более 800 мест; электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации магазинов с торговым залом более 2000 м<sup>2</sup>, а также столовых, кафе и ресторанов с числом посадочных мест свыше 500; тяговые ПС системы централизованного электроснабжения; ЭВМ вычислительных центров, решающих комплекс народнохозяйственных проблем и задач управления отдельными отраслями; центральный диспетчерский пункт городской электрической сети, тепловой сети, сети газоснабжения, водопроводно-канализационного хозяйства и сети наружного освещения; пункты централизованной охраны (ПЦО); центральные тепловые пункты (ЦТП), обслуживающие здания высотой 17 этажей и более; городской ЦП (РП) с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А. Электроприемники I категории должны обеспечиваться от двух независимых источников питания. В качестве второго независимого источника питания могут использоваться автономные источники (аккумуляторные батареи, дизельные электростанции и др.) и резервные связи по сети напряжением 0,38 кВ от ближайших ТП, питающихся по сети 10(6)—20 кВ от другого независимого источника. Устройство АВР предусматривается непосредственно на вводе к электроприемникам I категории.

К электроприемникам II категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к нарушению нормальной деятельности значительного количества городских жителей, а именно: жилые дома с электроплитами, за исключением одно-двухквартирных домов; жилые дома высотой 6 этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе; общежития вместимостью от 50 чел. и более; здания учреждений с количеством работающих от 50 до 2000 чел.; детские учреждения; медицинские учреждения, аптеки; крытые зрелищные и спортивные предприятия с количеством мест в зале от 300 до 800; открытые спортивные сооружения с искусственным освещением при наличии 20 рядов и более; предприятия общественного питания с количеством посадочных мест от 100 до 500; магазины с торговой площадью от 250 до 2000 м<sup>2</sup>; предприятия по

обслуживанию городского транспорта; бани; комбинаты бытового обслуживания, хозяйственные блоки и ателье с количеством рабочих мест более 50, салоны-парикмахерские с количеством рабочих мест 10 и более; химчистки и прачечные производительностью 400 кг и более белья в смену; водопроводные насосные станции в городах и поселках с числом жителей от 500 до 50 тыс. чел.; учебные заведения с количеством учащихся от 200 до 1000 чел.; музеи и выставки местного значения; гостиницы с количеством мест от 200 до 1000; библиотеки, книжные палаты и архивы с фондом от 100 тыс. до 1 млн. единиц хранения; ЭВМ вычислительных центров, отделов и лабораторий, кроме относящихся к первой категории; ЦТП в микрорайонах, кроме уже указанных для первой категории; диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов; городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой от 400 до 10000 кВ·А при отсутствии электроприемников первой категории.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания. Для электроприемников II категории допустимы перемены в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом. Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии 0,38–20 кВ, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта линии за время не более 1 сут, или по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к общему аппарату; в послеаварийном режиме допускается резервирование устройством временных связей напряжением 0,38 кВ шланговым проводом.

При централизованном резерве трансформаторов и обеспечении замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут следует предусматривать питание электроприемников II категории от одното трансформаторных ТП.

В районах новой застройки города большая часть потребителей относится к II и III категориям. Требования к надежности электроснабжения промышленных предприятий изложены в разд. 48.

Методика оценки надежности электроснабжения и количественные показатели надежности отдельных элементов систем электроснабжения городов приведены в разд. 49.

#### 46.6. РЕЖИМ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Электрические сети до 1000 В работают с эффективным заземлением нейтрали, что

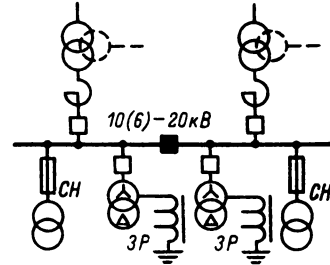


Рис. 46.4. Принципиальная схема подключения дугогасящих заземляющих реакторов к шинам 10(6) кВ городских понижающих ПС 110–220/10(6)–20 кВ: СН – трансформаторы 10(6)–20/0,38 кВ собственных нужд ПС; ЗР – заземляющий реактор

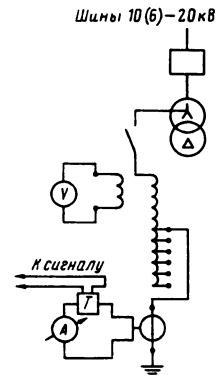


Рис. 46.5. Принципиальная схема включения дугогасящего заземляющего реактора

приводит к значительным токам однофазных замыканий на землю и надежному отключению этих повреждений; напряжения на всех токоведущих частях во всех режимах работы сети не превышают фазного.

Электрические сети 10(6)–20 кВ выполняются с незаземленной или компенсированной нейтралью. Допускается работа с незаземленной нейтралью при токах однофазных замыканий на землю до 30 А – при 6 кВ, 20 А – при 10 кВ и 15 А – при 20 кВ, чему соответствуют предельные суммарные длины кабельных линий, приведенные в табл. 46.10.

При компенсированной нейтрали сетей 10(6)–20 кВ принципиальные и характерные схемы включения дугогасящих катушек показаны на рис. 46.4, 46.5 [46.7].

Необходимая мощность дугогасящего реактора определяется по фазному номинальному напряжению сети  $U_{ном}$  и суммарному фазному емкостному току  $I_{c\Sigma}$  соответствующего участка сети

$$Q_p(\phi) = U_{ном} I_{c\Sigma};$$

$$Q_p = 3U_{ном} I_{c\Sigma}.$$

Таблица 46.10. Предельные допустимые суммарные длины кабельных линий электрических сетей с незаземленной нейтралью

Сечения жил, мм <sup>2</sup>	Номинальные напряжения сетей, кВ		
	6	10	20
50	51	26	6,0
95	36	20	4,8
120	33	18	4,4
240	20	11	—

В разд. 37 приведены основные данные дугогасящих реакторов 10(6) кВ.

Электрические сети 35 кВ осуществляются с компенсированной нейтралью аналогично описанному выше (допустимый ток замыкания на землю 10 А).

Электрические сети 110 кВ и выше работают с глухозаземленной нейтралью (см. разд. 37).

#### 46.7. СХЕМЫ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Требования к выполнению и условия выбора схем городских электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем [46.25]. Специфика требований и условий в городах заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования, часть которого работает в неотапливаемых помещениях, и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ (например, петлевых — см. ниже) необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи (УКВ, телефон) и автотранспорта и особенности эксплуатации сетей 10(6)–20 кВ с компенсированной (или изолированной) нейтралью (см. § 46.6).

Внутренние распределительные электрические сети до 1000 В жилищно-коммунальных и предприятий состоят из вводно-распределительного устройства (ВРУ), распределительных линий и щитов и т. п. и выполняются в виде разветвленных магистральных сетей. На рис. 46.6 представлена принципиальная схема электрической сети современного жилого здания среднего объема.

В табл. 46.11 приведены рекомендации по числу ВРУ 380 В в жилые здания [46.26]. Схемы ВРУ до 1000 В зависят от требований надежности электроприемников, расположенных в здании, количества и назначения линий

Таблица 46.11. Экономически целесообразное число ВРУ 380 В (числитель) и линий (знаменатель), питающих внутридомовые магистрали квартир по [46.34]

Количество этажей здания	Число жилых секций			
	1	2–5	6–7	8 и более
<i>Здания с газовыми кухонными плитами</i>				
5–9	1/1	1/1–2	1/1–2	1/1–2
<i>Здания со стационарными электроплитами</i>				
5–8	1/1	1/1–2	1/2	1–(2)/2
9–12	1/1–2	1/2	1/2	1–(2)/2–3
13–16	1/1–2	1/2	1–(2)/2–3	(2)–2/2–(3)
17–22	1/1–2	1–(2)/2	—	—
23–25	1/1–2	1–(2)/2	—	—

Примечания: 1. В зданиях до 5 этажей — одно ВРУ.

2. Показатели в скобках соответствуют равноэкономичным вариантам.

внутренней и внешней сетей. Принципиальная схема ВРУ на рис. 46.6 соответствует электроприемникам второй категории по надежности питания, схема на рис. 46.7 — I категории и схемы на рис. 46.8, г и 46.9, в — III категории.

*Радиально-магистральная распределительная сеть 0,38–10(6)–20 кВ без резервирования линий и трансформаторов* представлена на рис. 46.8. Сеть характеризуется наименьшими капиталовложениями на осуществление электроснабжения потребителей из-за отсутствия резервирования элементов сети и выбора параметров всех элементов сети только по условиям нормального режима работы. При повреждении любой линии и трансформатора (K1–K3) прекращается питание соответствующей группы потребителей на время определения места повреждения, выполнения ремонтных работ и последующих оперативных действий подачи напряжения потребителям. Применяется для электроснабжения потребителей III категории в поселках городского типа при воздушных линиях до 1000 В и 10(6)–20 кВ.

*Петлевая неавтоматизированная распределительная сеть 0,38–10(6)–20 кВ* представлена на рис. 46.9, из которого ясен состав основного электрооборудования, необходимого для ее осуществления. По условиям надежности электроснабжения петлевые линии 10(6)–20 кВ следует присоединять к территориально разным центрам питания (ТП1–ТП7). Петлевые линии 380 В могут питаться от одного или двух ТП (B1–B5). Петлевые сети применяются при воздушных и кабельных линиях.

В нормальном режиме петлевые линии 10(6)–20 кВ размыкаются на одной из ТП

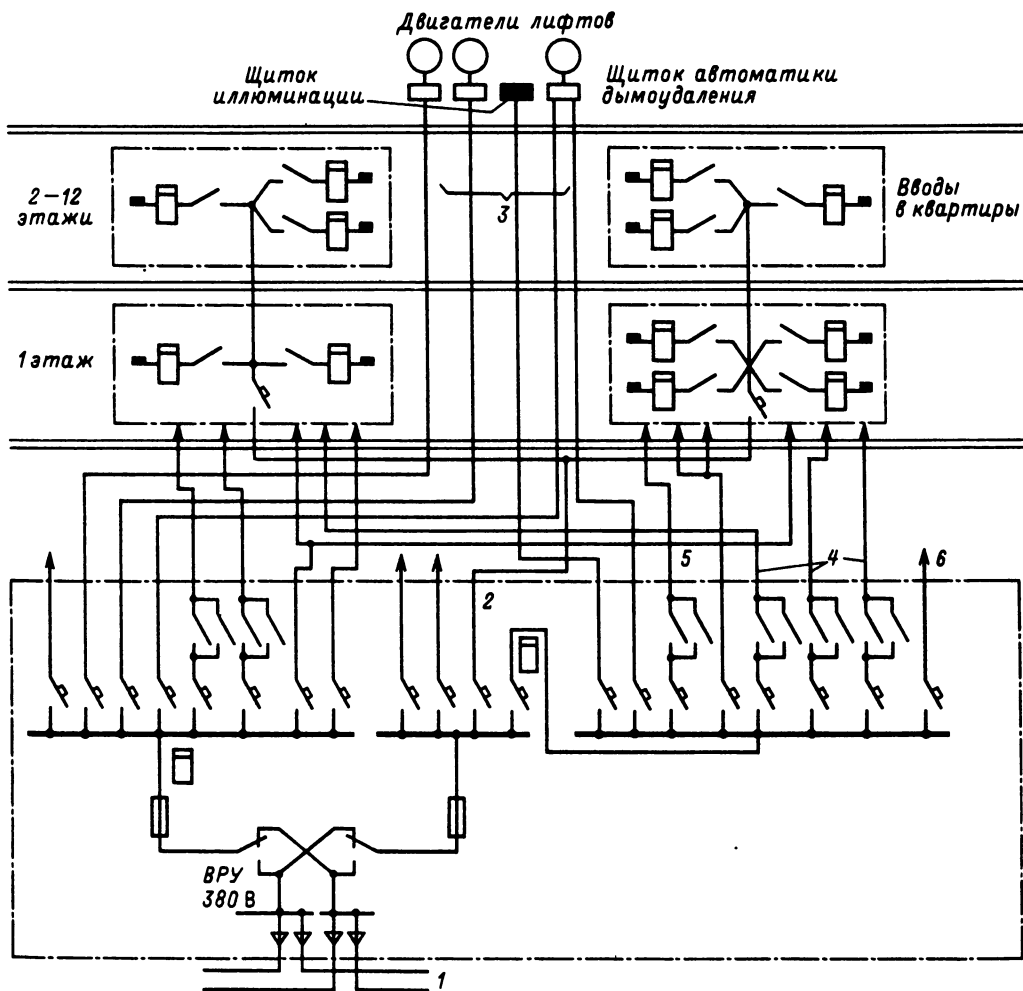


Рис. 46.6. Упрощенная принципиальная схема ВРУ и схемы внутренней сети 380 В 12-этажного жилого дома:

1 — кабели ввода; 2 — магистральные линии питания квартир; 3 — линии двигателей лифтов и иных общедомовых приемников; 4 — линии освещения лестничных клеток; 5 — линии наружного освещения зданий; 6 — линии освещения технического подполья

(ТП4, ТП18). Выбор участка размыкания см. в § 46.10. Для кабельных линий 380 В экономически целесообразна работа при замкнутых петлевых схемах с включением разделительного плавкого предохранителя на участке с наименьшим потоком мощности. В эксплуатации в ряде случаев в нормальных режимах петлевые линии 380 В размыкаются аналогично линиям 10(6)–20 кВ (В8).

При повреждениях линий (К1, К3) электроснабжение потребителей прерывается на время определения поврежденного участка и оперативных переключений, осуществляемых эксплуатационным персоналом.

При повреждении трансформатора К2 — перерыв электроснабжения на время замены трансформатора или переключения питания потребителей на смежные ТП. Петлевые сети потребителей рекомендуются в качестве основных для электроснабжения потребителей II и III категорий жилых районов городов [46.2]. По техническим и технико-экономическим показателям этот тип распределительных сетей применяется при жилой застройке зданиями до 9–12 этажей (плотности нагрузки до 5–10 МВт/км<sup>2</sup>).

Если в районе, обслуживаемом петлевыми сетями 380 В или 10(6)–20 кВ, имеются от-



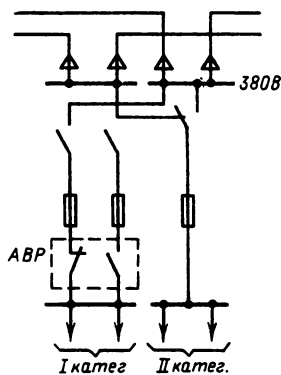


Рис. 46.7. Принципиальная схема варианта вводного распределительного устройства в здании с электроприемниками I категории

дельные приемники или потребители электроэнергии I категории (по требованиям надежности электроснабжения), то в таких случаях применяется выборочное резервирование питания. Резервирующие линия или (и) трансформатор должны получать питание от шин, не остающихся без напряжения при рассматриваемой аварии. Например, на схеме рис. 46.9, а возможна автоматизация переключения ТП5 на питание по линии от ЦП11 в случае повреждения линий на участке ЦП11 – ТП5, аналогично автоматизация переключения ТП10 и ВРУ В3. На рис. 46.10 представлено резервирование питания автоматизированной ТП7 с прокладкой для этой цели линии ТП3 – ТП5. Подробнее о петлевых сетях см. [46.12, 46.16, 46.17].

Радиально-магистральная автоматизированная сеть 0,38–10(6)–20 кВ с резервированием линий и трансформаторов представлена на рис. 46.11 в различных вариантах ее исполнения. Линии обычно кабельные. По технико-экономическим показателям основным типом такой сети являются варианты АВР на стороне 380 В при двухтрансформаторных ТП (рис. 46.11, б). В некоторых случаях находят применение однотрансформаторные ТП с АВР на выключателях нагрузки на стороне 10(6)–20 кВ (рис. 46.11, в).

По надежности электроснабжения предпочтительно питание магистралей 10(6)–20 кВ от разных ЦП (ТП2–ТП11).

Во всех вариантах исполнения сети электроснабжение потребителей не прекращается при повреждении одной из линий 10(6)–20 кВ и трансформаторов. При повреждениях линий 380 В и при схемах вводов по рис. 46.11, г электроснабжение соответствующих секций ВРУ прекращается на время ручного переключения на вводе в здание; при схеме ввода по рис. 46.7 перерыв электроснабжения потребителей I категории отсутствует.

Повышение использования нагрузочной способности кабелей в нормальных режимах сети может достигаться при «переплетении» трех магистралей 10(6)–20 кВ, питающих группу ТП (ТП6–ТП11, рис. 46.11).

Сети пригодны для электроснабжения электроприемников и потребителей II категории, а также I категории при установке АВР на ВРУ и вводах электроприемников этой категории. Областью применения магистральных автоматизированных сетей являются: 1) районы, в которых по технико-экономиче-

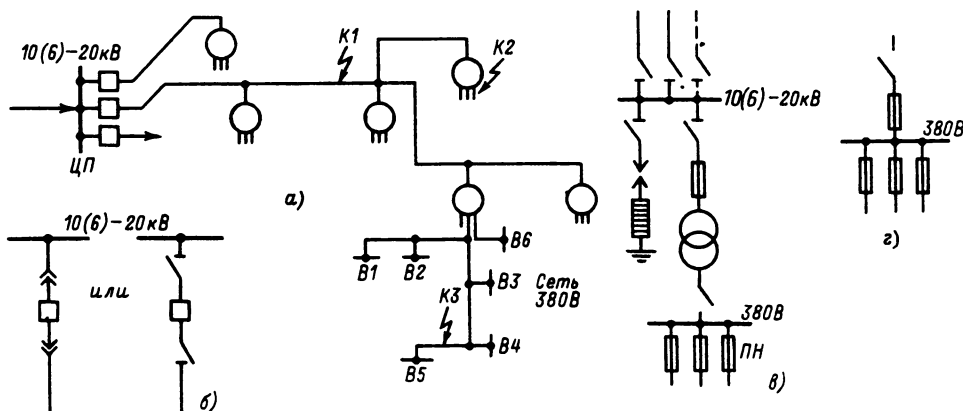


Рис. 46.8. Распределительная магистральная электрическая сеть 0,38 и 10(6)–20 кВ без резервирования линий и трансформаторов (принципиальная схема):

а – структурная схема сети; б – присоединение линий к ТП; в – ТП; г – ТП 10(6)–20/0,38 кВ; д – ввод в здание

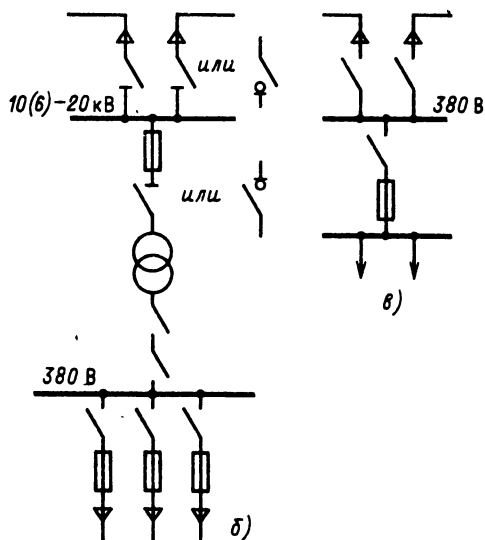
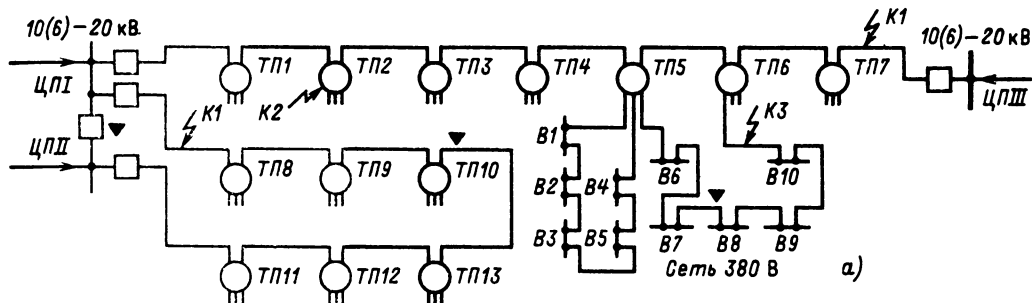


Рис. 46.9. Распределительная петлевая электрическая сеть 0,38 кВ и 10(6)–20 кВ (принципиальная схема):

а – структурная схема; б – однострановая ТП 10(6)–20 кВ; в – ввод в здание; ▼ – точки размыкания сети

ским показателям целесообразно применение двухтрансформаторных ТП; к числу таковых ориентировочно относятся жилые районы с застройкой зданиями в 12–17 этажей и более (поверхностные плотности нагрузок более 10 МВт/км<sup>2</sup>); 2) потребители со значительной частью электроприемников I категории.

При полном использовании нагрузочной способности кабелей и трансформаторов (см. § 46.8) технико-экономические показатели схемы могут быть весьма близки к соответствующим показателям петлевых сетей или уступать им весьма незначительно. Не оправдано применение рассматриваемых сетей без автоматизации включения резервных элементов. Подробнее о магистральных автоматизированных сетях см. [46.12, 46.16, 46.17].

Сложнозамкнутые распределительные сети до 1000 В, представленные на рис. 46.12, выполняются в сочетании с одноцепными ма-

гистральными линиями 10(6)–20 кВ и однотрансформаторными ТП. Линии сетей обоих напряжений – кабельные. Особенности применяемых сетей этого типа являются: 1) питание от одного ЦП магистралей 10(6)–20 кВ, осуществляющих электроснабжение участка замкнутых сетей; 2) формирование всей сети кабельными линиями 10(6)–20 кВ с одинаковыми сечениями токоведущих жил, трансформаторами одинаковой мощности и каталожными параметрами и кабельными линиями 380 В с одинаковыми или двумя смежными сечениями токоведущих жил; 3) включение в цепь трансформатора со стороны 380 В комплекта автомата обратной мощности АОМ (рис. 46.12, б); 4) образование в соединительных пунктах сети 380 В узлов с плавкими предохранителями в цепях всех примыкающих линий СП (рис. 46.12, в).

В замкнутой кабельной сети устанавливается естественное потокораспределение, практически совпадающее в каждый момент времени с оптимальным потокораспределением, соответствующим минимальным суммарным потерям электроэнергии.

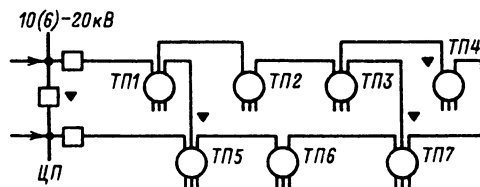


Рис. 46.10. Структурная схема распределительной сети 10(6)–20 кВ с выборочной автоматизацией (двухтрансформаторная ТП7):

▼ – точки размыкания сети

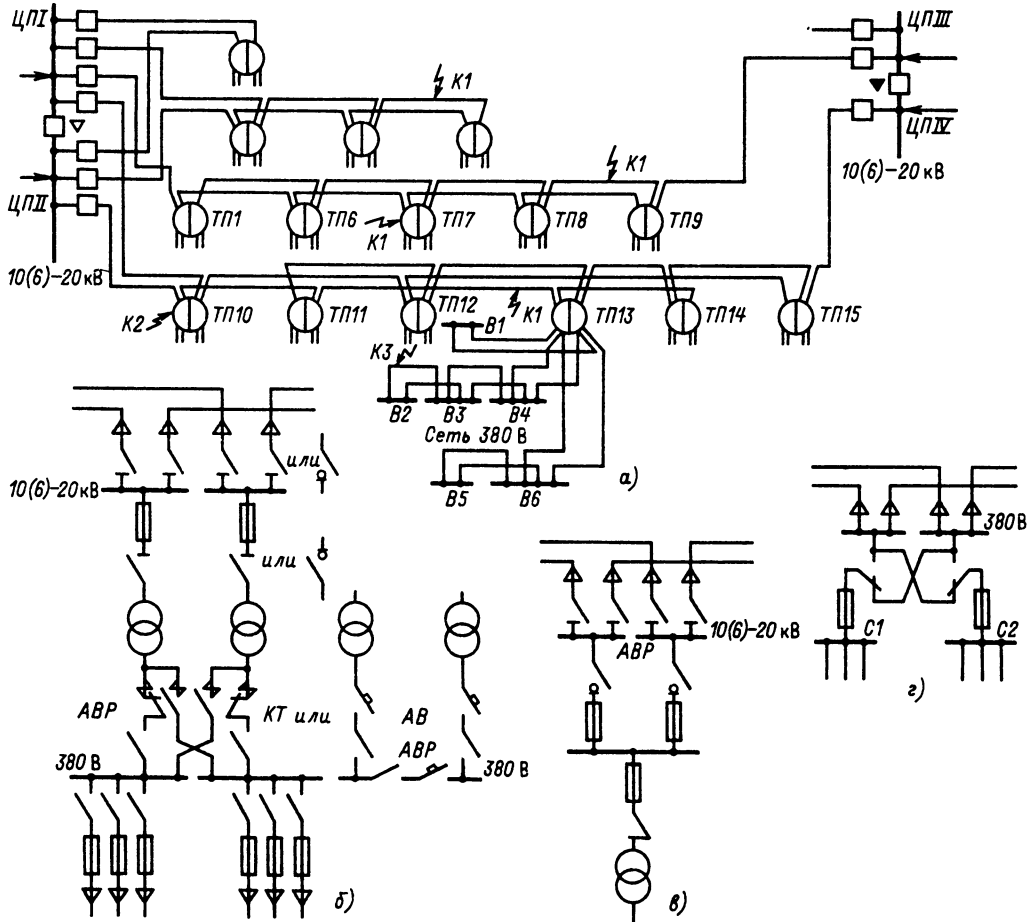


Рис. 46.11. Магистральная автоматизированная распределительная сеть 0,38 и 10(6)–20 кВ с резервированием линий и трансформаторов (принципиальная схема):

а – структурные схемы вариантов выполнения сети; б – двухтрансформаторная ТП с АВР на стороне 380 В с применением контакторов К или автоматических выключателей А; в – одностранформаторная ТП с АВР на стороне 10(6)–20 кВ с применением выключателей нагрузки; г – двухсекционный ввод в здание (остальные обозначения – см. рис. 46.8 и 46.9)

Электроснабжение участка замкнутой сети от одного ЦП связано со стремлением избежать уравнительных потоков мощности, которые появляются при питании этого участка сети от двух ЦП с различными рабочими напряжениями.

Комплект АОМ состоит из автоматического выключателя 380 В, реле направления мощности, реле напряжения и реле времени. Автоматический выключатель АОМ должен отключаться при КЗ в трансформаторе ТП и линии 10(6)–20 кВ, питающей данную ТП (К1, К2), и не должен отключаться при КЗ в сети 380 В (К3). Избирательность действия АОМ обеспечивается реле направления мощ-

ности и специальными характеристиками этого реле и реле времени.

Короткие замыкания в линиях 380 В отключаются плавкими предохранителями в ближайших к месту повреждения СП по обоим концам линии (рис. 46.12, в). Избирательность отключения обеспечивается выбором номинальных токов плавких вставок и эффектом суммирования токов в цепи поврежденной линии; в схеме рис. 46.12, в токи КЗ:

$$I_1 = I_2 + I_3 + I_4 > I_2, I_3, I_4.$$

Для обеспечения избирательности в СП должно соединяться не менее трех линий 380 В.

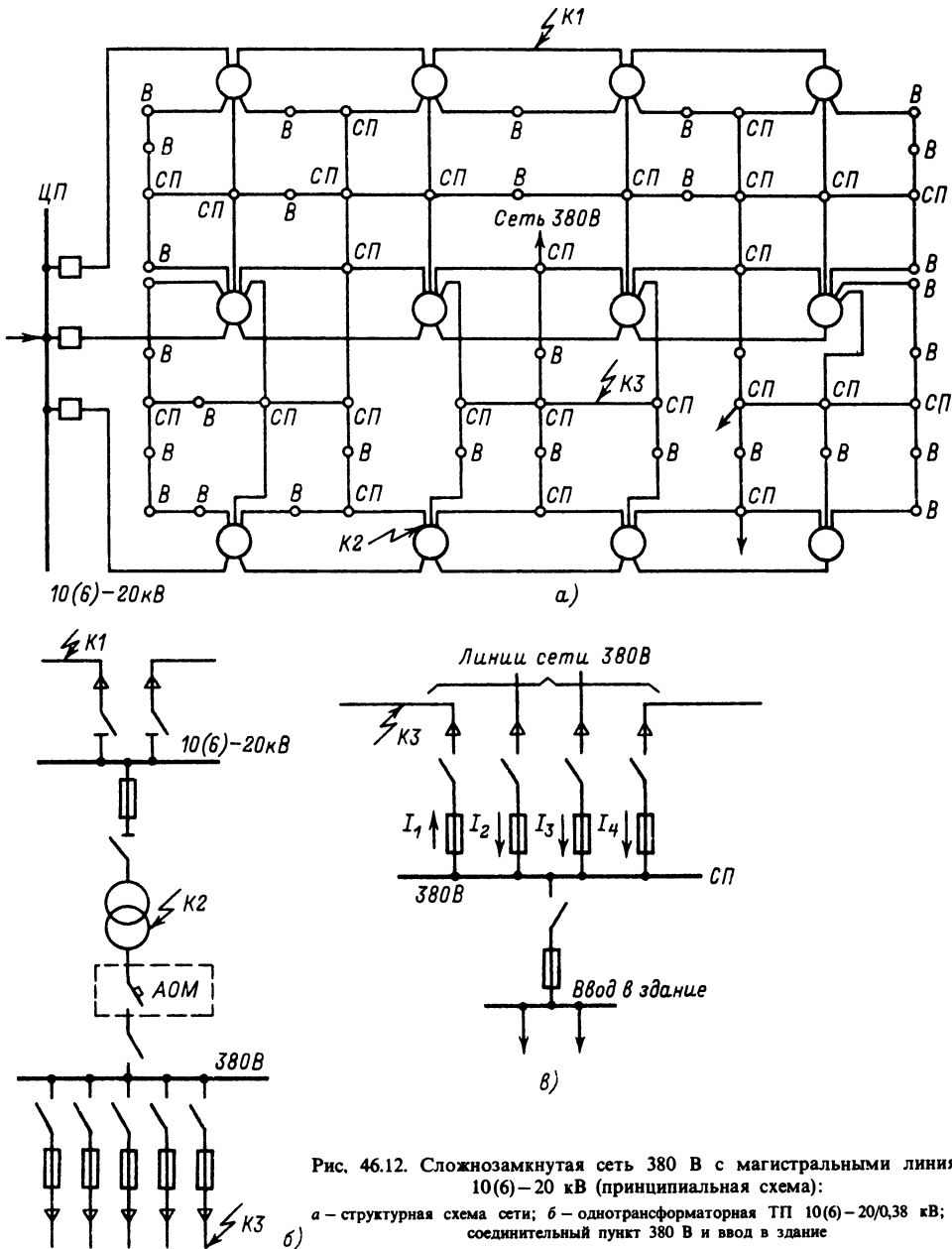


Рис. 46.12. Сложнозамкнутая сеть 380 В с магистральными линиями 10(6)–20 кВ (принципиальная схема):

а – структурная схема сети; б – однотрансформаторная ТП 10(6)–20/0,38 кВ; в – соединительный пункт 380 В и ввод в здание

В рассматриваемой сети перерывы электроснабжения потребителей могут быть: 1) при устойчивых повреждениях линий 380 В, если вводы В к потребителям не являются СП (на рис. 46.12, а); при этом возникает перерыв питания на время определения места повреждения и оперативных переключений в сети 380 В; 2) при аварийных отключениях ЦП 10(6)–20 кВ.

Сеть характеризуется значительными капиталовложениями и повышенными требованиями к технической эксплуатации, минимальной стоимостью потерь электроэнергии и высоким качеством напряжения по всем нормативным показателям. Область применения сети: электроснабжение потребителей II категории (по требованиям надежности), жилые районы с застройкой зданиями до 9–12 эта-

жей. В настоящее время осуществлены принципиальные разработки схем замкнутых сетей до 1000 В, обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей I категории [46.36].

Питающие электрические сети 10(6)–20 кВ состоят из питающих линий (ПЛ) и распределительных пунктов (РП). Назначение питающих сетей – концентрированная передача мощности в районы, удаленные от ИП. Варианты питающих сетей, применяемых при современном проектировании, показаны на рис. 46.28.

В схеме рис. 46.13, а ПЛ работают параллельно, что обеспечивает минимум потерь электроэнергии в данной сети. Такой режим обеспечивается включенными секционными выключателями на ЦП и РП или питанием обеих ПЛ от общей секции шин ЦП. В последнем случае при повреждении шин прерывается электроснабжение потребителей на время переключения ПЛ на резервные шины. Повреждения ПЛ (К1) отключаются избирательно. В нормальных режимах работы нагрузки ПЛ – не более 65–67,5% допускаемых по длительному нагреву кабелей (см. § 46.8).

В схеме рис. 46.13, б предполагается режим разомкнутого секционного выключателя на РП или присоединение ПЛ к двум разным ЦП. Повреждения ПЛ (К1) или шин ЦП отключаются избирательно, питание потребителей восстанавливается устройством АВР на секционном выключателе РП. Нагрузки ПЛ в нормальных режимах такие же, как и в предыдущем варианте. Область применения – питание потребителей всех категорий, включая I.

Принципы построения и работы питающей сети по рис. 46.13, в ясны из схемы сети; устройство АВР – одностороннего действия. По линиям ПЛ1 и ПЛ2 питаются потребители II и III категорий, по линии ПЛ3 – I. Нагрузки линий ПЛ1, ПЛ2 в нормальном режиме работы – до 80% и линии ПЛ3 – до 100% по допустимому нагреву.

При необходимости осуществления крупных РП (см. § 46.8) каждая из ПЛ1–ПЛ3 в приведенных схемах может быть выполнена двумя кабелями. Подробнее о схемах питающих сетей см. [46.12, 46.16, 46.17].

Глубокие вводы (ГВ) ВН (110 кВ и выше) осуществляются в жилые районы и промышленные зоны. В основном применяются ГВ радиального типа, питающие одну двухтрансформаторную понижающую ПС по двум линиям (рис. 46.14). По условиям выполнения систем ЭСГ распределительные устройства ПС ГВ должны осуществляться с минимально возможным количеством наиболее компактного электрооборудования ВН или с полным отказом от него (рис. 46.14, б). Схема ПС на напряжении 10(6)–20 кВ характеризуется достаточно развитым распределительным устройством, обеспечивающим необходимую надежность электроснабжения и эксплуатационную гибкость. Все повреждения электрооборудования отключаются избирательно без перерывов питания потребителей.

При магистральных ГВ, питающих две ПС, схема проходной ПС также должна выполняться с применением минимального коли-

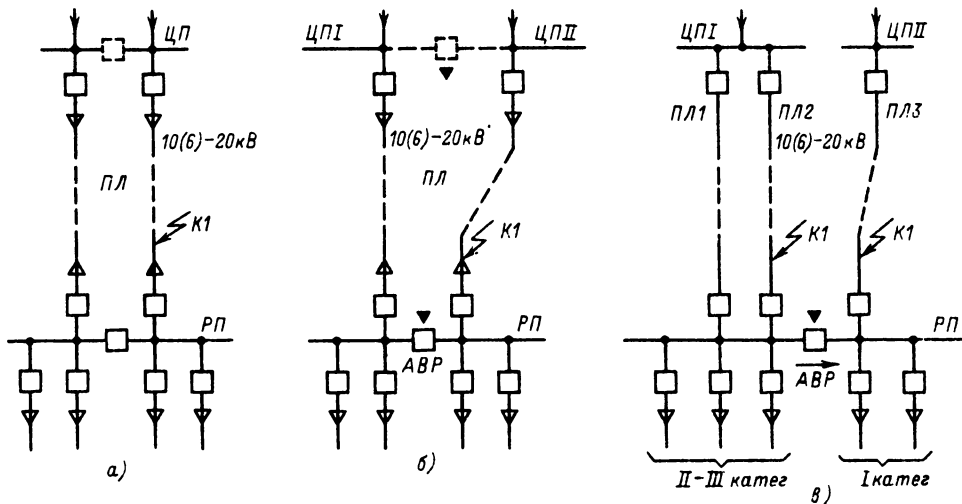


Рис. 46.13. Принципиальные схемы вариантов выполнения радиальных питающих сетей 10(6)–20 кВ (ПЛ – питающие линии, РП – распределительные пункты)

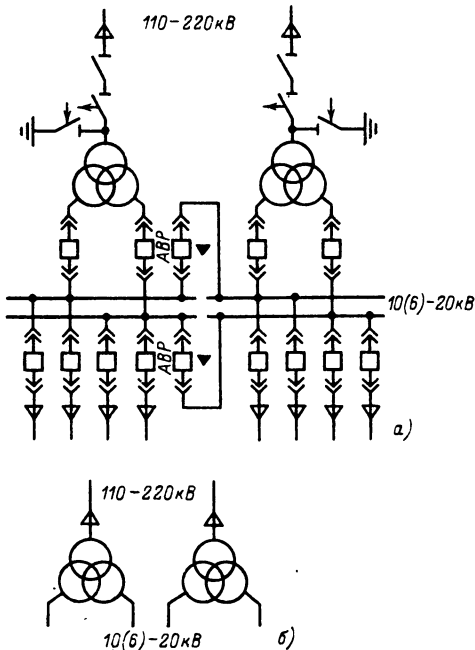


Рис. 46.14. Принципиальная схема подстанции радиального ГВ 110–220 кВ:

а – с коммутационной аппаратурой на стороне высшего напряжения; б – блочная схема линия – трансформатор

чества электрооборудования, но с развитой схемой на напряжении 10–20 кВ. Подробнее о схемах ГВ см. [46.12, 46.15, 46.17, 46.25].

Электрические сети ВН внешнего электроснабжения города целесообразно выполнять кольцеобразной конфигурации, охватывающими территорию города (см. рис. 46.1). Такие сети выполняют роль «сборных шин» для приема электроэнергии от удаленных и городских электростанций, для присоединения городских понижающих ПС и линий ГВ, питающих распределительные сети всех потребителей города. Эти сети располагаются вне города, но в непосредственной близости к его территории или частично проходят в периферийной его части. Выполняются воздушными линиями при открытых или закрытых распределительных устройствах понижающих ПС. Крупнейшие города могут иметь замкнутые по конфигурации электрические сети внешнего электроснабжения двух номинальных напряжений (например, 110, 220–500 кВ), располагающиеся на разных расстояниях от границы города. Дополнительно см. [46.2, 46.12, 46.15, 46.25].

## 46.8. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В общем случае основным методом выбора параметров электроустановок и электрооборудования систем ЭСГ является оптимизационный технико-экономический анализ комплексной системы ЭСГ или обоснованно выделенных ее частей. На основе такого анализа разрабатываются принципиальные рекомендации для практического выбора конкретных параметров.

Основным технико-экономическим критерием при оптимизационном анализе и выборе отдельных элементов являются приведенные затраты (см. разд. 49). При анализе систем ЭСГ необходим учет дополнительных критериев задач социального развития общества, экологической среды человека, и градостроительных, часть которых учитывается в конкретной технико-экономической форме и дополняется на основе экспертных оценок и ограничений [46.2, 46.15].

Учет технических ограничений обязателен при технико-экономическом анализе и конкретном выборе параметров элементов систем ЭСГ.

Методики и расчетные выражения выбора параметров электрооборудования электрических сетей изложены в разд. 39 и здесь не повторяются.

Специфика допустимых нагрузок кабелей и трансформаторов обусловлена: 1) малыми коэффициентами заполнения суточных графиков коммунально-бытовых потребителей электроэнергии (0,45–0,6); 2) малой длительностью суточного максимума нагрузки (1–3 ч); 3) малой интегральной вероятностью (по времени) работы электрооборудования при послеаварийных состояниях схемы сети.

В табл. 46.12 приведены допустимые систематические и кратковременные перегрузки проложенных в земле кабелей 0,38–20 кВ с бумажной изоляцией, определенные с учетом приведенных выше факторов. По действующим нормам перегрузки кабелей 20–35 кВ не допускаются. Возможности перегрузок кабелей 110 кВ и выше связаны со специальными расчетами [46.17]. Систематически допустимые нагрузки трансформаторов 10(6)–20 кВ мощностью до 1000 кВ·А приведены в табл. 46.13 [46.12, 46.17].

Кратковременно допустимые нагрузки трансформаторов в послеаварийных режимах сети 10(6)–20/0,38 кВ, питающих коммунально-бытовых потребителей, при проектировании новых и реконструкции старых систем ЭСГ рекомендуется принимать в пределах

Таблица 46.12. Допустимые нагрузки проложенных в земле кабелей до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией (в относительных единицах по отношению к току по длительно допустимому нагреву)

Кратность предварительной нагрузки кабеля	Срок работы кабеля, лет	Систематически допустимые нагрузки (нормальные режимы) в течение, ч		Кратковременно допустимые нагрузки (послеаварийные режимы) в течение, ч		
		1	3	1	3	6
0,6	До 15	1,30	1,15	1,50	1,35	1,25
	Более 15	1,17	1,05	1,35	1,20	1,15
0,8	До 15	1,15	1,10	1,35	1,25	1,20
	Более 15	1,05	1,0	1,20	1,15	1,08

Таблица 46.13. Систематически допустимые нагрузки трансформаторов 10(6)–20 кВ мощностью до 1000 кВ·А (по отношению к номинальной мощности) при среднегодовой температуре воздуха от 5 до 15 °С

Продолжительность максимума нагрузки, ч/сут	Кратность предшествующей нагрузки трансформатора			
	0,4	0,6	0,8	1,0
1	1,50	1,50	1,5	1,48
2	1,50	1,50	1,46	1,33
4	1,36	1,34	1,31	1,23
6	1,28	1,26	1,24	1,18

1,7–1,8. Подробнее о допустимых нагрузках кабелей и трансформаторов систем ЭСГ см. [46.12, 46.15, 46.17].

Мощности ТП 10(6)/0,38 кВ и установленных в них трансформаторов по нормам [46.2] рекомендуется принимать:  $1 \times 160$  кВ·А – при поверхностной плотности нагрузки до  $0,8–1$  МВт/км<sup>2</sup>,  $1 \times 250$  кВ·А – при  $1–2$  МВт/км<sup>2</sup>,  $1 \times 400$  кВ·А – при  $2–5$  МВт/км<sup>2</sup> и  $1 \times 630$  кВ·А или  $2 \times 630$  кВ·А – при  $5$  МВт/км<sup>2</sup> и более.

Ориентировочные значения экономической целесообразной установленной мощности ТП 10(6)/0,38 кВ ( $S_{\text{ТП}}^2(y)$ ), количества отходящих от ТП линий 380 В можно определять по следующим расчетным выражениям:

$$S_{\text{ТП}}^2(y) = 1,45 \sqrt[3]{\sigma^2}, \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

и

$$M^3 = 1,65 \cdot 10^{-2} \sqrt[3]{\sigma^2},$$

где  $[\sigma] = [\text{кВ} \cdot \text{А}/\text{км}^2]$ .

Расположение ТП в питающемся от него районе экономически целесообразно в центре электрических нагрузок, но с учетом условий планировки жилых кварталов. Расположение ТП должно соответствовать градостроительно-архитектурным соображениям и требованиям пожарной безопасности.

Экономически целесообразное число ВРУ 380 В в жилых зданиях – см. § 46.7; располагаются ВРУ в жилых секциях, ближайших к ТП; подробнее см. [46.26].

По условиям удобства эксплуатации сети целесообразно применение трансформаторов мощностью не более 630 кВ·А.

Допустимые потери напряжения в наружных линиях 380 В в нормальных режимах работы равны  $4–6\%$  [46.2]; меньшее значение относится к многоэтажным и многосекционным зданиям. Потери напряжения во внутренних сетях 380 В составляют  $1–4\%$  в зависимости от количества этажей ( $5–20$ ) и секций здания.

Линии распределительных сетей 10(6)–20 кВ экономически целесообразно осуществлять по магистральным, а не радиальным схемам. Основной критерий выбора сечений жил кабелей (или проводов) 10(6)–20 кВ – экономическая плотность тока, см. разд. 39 и [46.1, 46.25]. При магистральной линии, питающей и почти одинаковых нагрузок, расположенных примерно на одинаковых расстояниях друг от друга, с одинаковым сечением жил кабелей или проводов всех участков их сечение для магистрали определяется по выражению

$$F_m = I_{\Sigma} / k_j J_3,$$

где  $I_{\Sigma}$  – ток головного участка магистральной линии, А;  $J_3$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>;  $k_j$  – коэффициент корректировки экономической плотности тока,

$$k_j = n \sqrt{\frac{6}{(n+1)(2n+1)}}.$$

Обоснованное снижение количества применяемых сечений кабелей каждой линии (до 1–3) может быть произведено с учетом соображений об унификации сечений, см. [46.16, 46.24]. Ориентировочно может быть рекомендовано применение не более 5–6 несмежных сечений жил кабелей в диапазоне  $10–240$  мм<sup>2</sup> (например,  $240–150–95–50–25–10$  мм<sup>2</sup>).

Экономически целесообразное количество ТП, питающихся в нормальном режиме сети по одной магистральной кабельной линии, равно пяти-шести (в зависимости от нагрузок, сечений жил кабелей и т. п.).

Следует применять кабели с алюминиевыми жилами. Допустимые потери напряжения в нормальном режиме наибольших нагрузок равны  $6\%$  [46.2]. Выбираемые сечения кабелей должны быть термически стойки к токам КЗ (см. разд. 36).

Питающие сети 10(6)–20 кВ сооружать экономически не оправдано при плотностях нагрузки более  $5$  МВт/км<sup>2</sup> и при расстояниях

питаемого района от ИП менее 2–3 км. При расстояниях более 3–4 км варианты сетей с ПЛ и РП и без них обычно экономически равноценны. Использование РП в крупных и крупнейших городах может оправдываться ограничением количества ячеек выключателей на ИП и удобством эксплуатации сети. Во всех случаях сооружение ПЛ и РП должно быть специально обосновано. При плотностях нагрузки 5–10 МВт/км<sup>2</sup> и более в сетях 10 кВ экономически целесообразная мощность РП составляет 12–18 МВ·А [46.2]. При такой мощности РП 10 кВ и равномерной плотности нагрузки экономически целесообразно расположение РП на территории питаемого им района между ближайшей к источнику питания границей и центром нагрузок; меньшие по мощности РП могут располагаться вблизи границы питаемого района.

Расчетные значения токов трехфазных КЗ в электрических сетях 10(6)–20 кВ определяются методами, изложенными в разд. 36. Для сетей 10 кВ систем ЭСГ, питающихся от городских понижающих подстанций 110–220 кВ с трансформаторами по 40–80 МВ·А, экономически целесообразны расчетные значения токов КЗ 12–18 кА [46.9].

Глубокие вводы ВН в системах ЭСГ экономически целесообразно осуществлять на основном напряжении внешнего электроснабжения города, что в настоящее время для большинства городов СССР соответствует напряжению 110 кВ; в системах ЭСГ крупнейших городов целесообразно применять напряжение ГВ 220 кВ [46.10, 46.11].

Выбор мощности подстанции ГВ является сложной технико-экономической задачей, решаемой совместно с выбором напряжения ГВ, и зависит от ряда факторов. При оценке технико-экономических показателей ГВ должна учитываться стоимость инженерного оборудования территории города, которая может составлять 15–45 руб/м<sup>2</sup>.

Осуществление ГВ оправдывается: 1) требованиями городского технического хозяйства как альтернатива сооружению значительного количества линий 10(6)–20 кВ большой протяженности; 2) экономическими показателями за счет замены указанных выше линий 10(6)–20 кВ ограниченным числом линий ВН, а также за счет снижения потерь электроэнергии.

В связи с ростом территории городов, интенсивным развитием электрификации всех отраслей городского хозяйства, охраной экологической среды человека – применение ГВ в составе систем ЭСГ является характерным и оправданным принципом электроснабжения в современный и перспективный периоды.

Экономически обосновано применение крупных ПС ГВ мощностью 100–200 МВ·А при 110 кВ и до 250–300 МВ·А при 220 кВ. Возможно снижение указанных мощностей (по ряду технических условий) до 30–35% сравнительно с указанными; при этом повышение суммарных затрат сверх минимальных не будет более 5%. Экономически целесообразно расположение ПС ГВ указанной выше мощности в пределах питаемого от нее района и между границей, ближайшей к внешнему источнику питания, и центром электрических нагрузок. При меньших мощностях ПС ГВ сравнительно с указанными выше их экономически целесообразное положение перемещается к границе района. При воздушных линиях ГВ ПС возможно располагать вблизи центра нагрузок района.

Типы кабельных линий ГВ и поперечные сечения их токоведущих жил выбираются по соответствующим мощностям ПС и рекомендациям в разд. 39 и [46.15, 46.17].

#### 46.9. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Расчеты режимов сетей ЭСГ предполагают определение потоков мощности (токов) в элементах сети и напряжений в ее узлах. Рассчитываются нормативные режимы работы при наибольших и наименьших нагрузках потребителей [утренний или вечерний максимум и ночной минимум (см. рис. 46.1, 46.2)], а также послеаварийные режимы при наибольших нагрузках. В оценочных расчетах допускается принимать наименьшую нагрузку коммунально-бытовых потребителей в пределах 20–30% наибольшей [46.2].

В петлевых сетях (0,38–20 кВ) в нормальных режимах работы необходимо осуществление экономически целесообразного режима, соответствующего или близкого к режиму минимума потерь электроэнергии. Такое потокораспределение в замкнутых по конфигурации сетях определяется при учете только активных сопротивлений линий. Петлевые сети 10(6)–20 кВ в нормальных режимах работают разомкнуто (см. § 46.7). На основании определения экономически целесообразного потокораспределения выбираются точки размыкания петлевых линий. Размыкаются участки линий, для которых модуль экономически целесообразного потока мощности – наименьший. Потокораспределение, соответствующее разомкнутому режиму петлевой линии 10(6)–20 кВ, определяется с учетом расчетных нагрузок трансформаторов, питаемых по каждому



участку, и коэффициентов несовпадения их максимумов нагрузок (см. § 46.3).

Для петлевых сетей до 1000 В, выполненных кабелями, экономически целесообразна работа в нормальных режимах по замкнутым схемам, так как при этом практически совпадают потокораспределения: естественное и соответствующее минимуму потерь электроэнергии (преобладание активных сопротивлений линий). Экономически целесообразное потокораспределение принимается за расчетное. В тех случаях, когда петлевые сети до 1000 В работают в нормальном режиме по разомкнутой схеме, методика выбора точек размыкания линии и определения реального потокораспределения совпадает с описанной выше для линий 10(6)–20 кВ.

Расчетными аварийными режимами петлевых сетей 0,38–20 кВ являются отключения головных участков каждой линии (см. К1 и К3 на рис. 46.9). Потокораспределение определяется по расчетным нагрузкам, учитывающим реальные количества квартир, лифтовых установок, предприятий коммунального обслуживания (линии 0,38 кВ) или количества трансформаторов линии 10(6)–20 кВ, питаемых по каждой линии, а также с учетом соответствующих коэффициентов несовпадения максимумов нагрузок (см. § 46.3).

Потокораспределение в радиально-магистральных линиях без резервирования или с резервированием линий и трансформаторов (см. рис. 46.8, 46.11) определяется по реальному (в каждом из режимов) составу электроприемников и потребителей, питаемых по каждому участку сети, и с учетом соответствующих коэффициентов несовпадения максимумов нагрузок (см. § 46.3).

Потокораспределение в сложнзамкнутых сетях до 1000 В определяется специальными методами с применением расчетных статических моделей (постоянного тока) или ЭВМ [46.16, 46.28].

Определение напряжений в расчетных точках городских сетей в соответствии с требованиями к качеству напряжения заключается в расчете потерь напряжения на отдельных участках сети и отклонений напряжения у электроприемников (см. § 46.10).

Расчетными точками по напряжению являются: а) наиболее близкие к ЦП и наиболее удаленные ТП 10(6)–20/0,38 кВ; б) вводы наиболее близких и наиболее удаленных от ЦП электроприемников 10(6) кВ; в) вводы наиболее близких к ТП и наиболее удаленных электроприемников 380 В в сетях, питаемых от ТП, указанных в п. «а». В общем случае напряжение на электроприемниках

$$U_{зп} = (U_{шп} - \Delta U_c - \Delta U_T) k_T - \Delta U_H - \Delta U_{зд},$$

где  $U_{шп}$  — напряжение на шинах ЦП (см. § 46.10);  $\Delta U_c, \Delta U_T, \Delta U_H, \Delta U_{зд}$  — соответственно потери напряжения в линиях сети среднего напряжения 10(6)–20 кВ, трансформаторах 10(6)–20/0,38 кВ, наружной сети 380 В, сети 380 В зданий. Потери напряжения во внутренних сетях 380 В жилых зданий составляют 2–3% для зданий в 5–15 этажей, 3–4% для зданий в 16–22 этажа; для общественных и промышленных зданий 3–4%.

Наибольшие потери напряжения в магистральных сетях (в том числе на участках петлевых схем, работающих разомкнуто), выполненных кабелями или проводами с одним сечением по длине линии, при достаточно равномерном распределении по длине и одинаковых соф нагрузок всех потребителей могут определяться по току головного участка по выражению

$$\Delta U_{нб} = \sqrt{3} k_{\Delta U} I_{\Sigma} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) L,$$

где  $I_{\Sigma}$  — ток головного участка, А;  $r_0$  и  $x_0$  — удельные активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км;  $L$  — полная длина линии, км;  $k_{\Delta U}$  — коэффициент распределения по потере напряжения при  $n$  равных нагрузках, равномерно распределенных по длине линии; значения коэффициента распределения по потере напряжения

$$k_{\Delta U} = \frac{n+1}{2n};$$

потери активной мощности в таких линиях могут определяться по выражению

$$\Delta P_{\Sigma} = 3 k_{\Delta P} I_{\Sigma}^2 r_0 \cos \varphi L,$$

где  $k_{\Delta P} = (n+1)(2n+1)/6n^2$  — коэффициент распределения по мощности.

#### 46.10. РАСЧЕТЫ НАПРЯЖЕНИЯ И ЕГО КАЧЕСТВО В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Нормативное качество напряжений в системах ЭСГ по всем показателям должно соответствовать требованиям, приведенным в [46.1, 46.2], ГОСТ 13109-67 (ред. 1979 г.).

Допустимые отклонения напряжения от номинального должны соблюдаться с учетом потерь, несимметрии и несинусоидальности напряжения, и их значения составляют: –2,5 ÷ +5% для приборов рабочего освещения в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное зрительное напряжение, а также для прожекторных установок наружного освещения; –5 ÷ +10% для двигателей и аппаратов их

пуска и управления;  $-5 \div +5\%$  для всех иных приемников электроэнергии. В послеаварийных режимах допускается дополнительное снижение напряжения на  $5\%$ .

Отклонение напряжения на приемниках электроэнергии может определяться по следующему выражению:

$$V_{\text{эп}} = V_{\text{шп}} - \Delta U_{\text{с}} - \Delta U_{\text{т}} - \Delta U_{\text{н}} - \Delta U_{\text{зд}}, \% \text{ или о. е.},$$

где все  $V$  — отклонения напряжения в процентах или относительных единицах соответствующего номинального напряжения;  $\Delta U_{\text{с}}$ ,  $\Delta U_{\text{т}}$ ,  $\Delta U_{\text{н}}$  и  $\Delta U_{\text{зд}}$  — потери напряжения соответственно в линиях 10(6)–20 кВ, в трансформаторах 10(6)–20 кВ, в наружных линиях до 1000 В и во внутренней сети до 1000 В здания, также выраженные в процентах или относительных единицах соответствующего номинального напряжения.

Низшие уровни отклонений напряжения на приемниках электроэнергии ( $V_{\text{эп}}^{\text{нз}}$ ) не должны быть менее низших допускаемых отклонений напряжения ( $[V]_-$ ):

$$V_{\text{эп}}^{\text{нз}} \geq [V]_-,$$

что обычно соответствует режимам наибольших нагрузок; высшие уровни  $V_{\text{эп}}^{\text{вс}}$  должны отвечать условию

$$V_{\text{эп}}^{\text{вс}} \leq [V]_+,$$

где  $[V]_+$  — высшие значения допускаемых отклонений напряжения (см. выше).

Допускаемые отклонения напряжения в послеаварийных режимах

$$[V_{\text{пав}}]_{\pm} \geq [V]_{\pm} - 5\%.$$

Нормативные отклонения напряжения для большей части электроприемников до 1000 В в системах ЭСГ обеспечиваются встречным регулированием напряжения на ЦП и выбором рабочих ответвлений понижающих трансформаторов 10(6)–20 кВ. При встречном регулировании напряжения на ЦП систем ЭСГ повышать напряжение следует в вечерние (16–22 ч) или утренне-дневные (10–16 ч) часы в зависимости от преобладания (70–90%) соответственно коммунально-бытовых или промышленных потребителей; при отсутствии преобладания одного из типов потребителей (40–50%) целесообразно поддержание повышенного напряжения в течение рабочего дня и вечера (8–22 ч) с его снижением в ночные часы. В общем случае для систем ЭСГ достаточно осуществление встречного регулирования на шинах ИП в пределах (0–2)–(5–6)% [46.24].

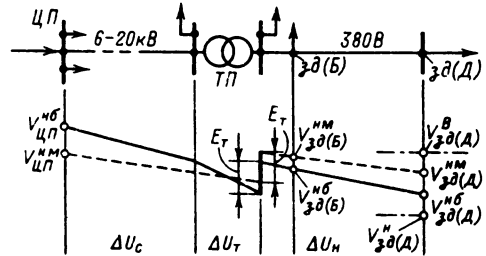


Рис. 46.15. Распределение напряжения и отклонения напряжения на шинах 10(6)–20 кВ источника питания и в распределительной сети:

зд(Б) и зд(Д) — здания ближее и дальнее

Трансформаторы ТП 10(6)–20/0,38 кВ, кроме основного вывода (6,10 или 20 кВ), имеют рабочие ступени напряжения  $\pm 2 \times 2,5\%$  (ПБВ). Работа трансформатора на том или ином ответвлении  $U_{\text{отв}}$  равносильна некоторым добавкам ( $E_{\text{т}}$ ) напряжения в сети, представленным на рис. 46.15. Значения  $U_{\text{отв}}$  и  $E_{\text{т}}$  приведены ниже.

Добавки напряжения при работе трансформаторов 6–20/0,38 кВ ПБВ с различными рабочими ответвлениями:

Рабочая ступень обмотки трансформатора, %	+5	+2,5	0 (основной вывод)	-2,5	-5
$E_{\text{т}}$ , %	0	2,5	5,0	7,5	10,0

С учетом выбора ответвлений распределительных трансформаторов должны выдерживаться требования качества напряжения по отклонениям на электроприемниках (в относительных единицах или процентах):

$$V_{\text{эп}}^{\text{нз}} = V_{\text{шп}}^{\text{вс}} - \Delta U_{\text{с}}^{\text{нб}} - \Delta U_{\text{т}}^{\text{нб}} - \Delta U_{\text{н}}^{\text{нб}} - \Delta U_{\text{зд}}^{\text{нб}} + E_{\text{т}} \geq [V]_-;$$

$$V_{\text{эп}}^{\text{вс}} = V_{\text{шп}}^{\text{нз}} - \Delta U_{\text{с}}^{\text{нм}} - \Delta U_{\text{т}}^{\text{нм}} - \Delta U_{\text{н}}^{\text{нм}} - \Delta U_{\text{зд}}^{\text{нм}} + E_{\text{т}} \leq [V]_+,$$

где  $V_{\text{шп}}^{\text{вс}}$ ,  $V_{\text{шп}}^{\text{нз}}$  — высшее и низшее отклонения при встречном регулировании напряжения на ЦП; индексы «нб» и «нм» соответствуют режимам наибольших и наименьших нагрузок; при наименьших нагрузках может быть принято  $\Delta U_{\text{зд}}^{\text{нм}} \approx 0$ .

На основе приведенных уравнений выбирается необходимое  $E_{\text{т}}$  и  $U_{\text{отв}}$ . Подчеркивается, что рабочее ответвление распределительных трансформаторов и, следовательно, значение  $E_{\text{т}}$  может изменяться только сезонно, но не в пределах изменений нагрузок в течение суток.

В послеаварийных режимах должно выдерживаться указанное выше соотношение реального и допустимого отклонений напряжения.

При проектировании необходимы проверочные расчеты ответвлений трансформаторов для групп коммунально-бытовых и промышленных потребителей электроэнергии со значительно отличающимися графиками нагрузки и предъявляющих противоречивые требования к графику регулирования напряжения в ЦП.

Линейные регулировочные трансформаторы 6–10 кВ находят весьма ограниченное применение для местного регулирования напряжения в линиях, питающих отдельных потребителей, резко отличающихся от остальных потребителей данного района по графику нагрузки или длине линий 6–10 кВ.

Выполнение распределительных сетей 380 кВ жилых районов по сложноразветвленным схемам существенно улучшает качество напряжения по отклонениям у потребителей.

Колебания напряжения по ГОСТ 13109-67 ограничиваются для ламп накаливания зависимостью, приведенной в [46.16, 46.26].

В распределительных сетях систем ЭСГ возрастают колебания напряжения в связи с ростом количества асинхронных двигателей с непосредственным пуском от электрической сети. В схемах комплексного электроснабжения значительные колебания напряжения вызываются резкопеременным потреблением тока выпрямительными подстанциями 10(6)–20 кВ трамвая и троллейбуса, а также рядом промышленных электроприемников.

Размах колебаний напряжения от резкопеременной нагрузки в общем случае определяется по выражению

$$\begin{aligned} \delta V &= \sqrt{3} [(I_{\max} \cos \varphi_{\max} - I_{\min} \cos \varphi_{\min}) R_{\Sigma} + \\ &+ (I_{\max} \sin \varphi_{\max} - I_{\min} \sin \varphi_{\min}) X_{\Sigma}] = \\ &= [(P_{\max} - P_{\min}) R_{\Sigma} + (Q_{\max} - Q_{\min}) X_{\Sigma}] / U_n, \end{aligned}$$

где индексами *max*, *min* снабжены токи *I*, активные и реактивные мощности *P*, *Q*, коэффициенты мощности *cos φ* и соответствующие им *sin φ* для режимов пиковых максимальных и минимальных нагрузок;  $R_{\Sigma}$ ,  $X_{\Sigma}$  – суммарные сопротивления от шин неизменного (при колебаниях) напряжения: а) до узла присоединения резкопеременной нагрузки, если расчет  $\delta V$  производится для этой точки распределительной линии или для более удаленных ее точек; б) до расчетного узла, если он расположен между шинами неизменного напряжения и присоединением резкопеременной нагрузки. Узлом неизменного напряжения следует считать шины первичного напряжения понижаю-

щей подстанции, питающей рассматриваемую электросеть.

В распределительных сетях 10(6)–20 кВ, питающих нагрузки выпрямительных ПС городского транспорта, значения  $\delta V$  рассчитываются по наибольшим нагрузкам, соответствующим 1,8–2,3 и наименьшим 0,3–0,5 среднечасовых; при максимальных нагрузках этих потребителей  $\cos \varphi = 0,9 \div 0,95$ , при минимальных – около 0,6. В расчете учитываются сопротивления линий 10(6)–20 кВ и 110–220/10(6)–20 кВ – источника питания района города.

Размах колебаний напряжения при пуске двигателя

$$\delta V_d \approx \sqrt{3} I_n \frac{U_d}{U_{\text{ном}}} (R_{\Sigma} \cos \varphi_n + X_{\Sigma} \sin \varphi_n),$$

где  $I_n = k_n I_{\text{д,ном}}$  – пусковой ток двигателя, имеющего номинальный ток  $I_{\text{д,ном}}$ , А;  $\cos \varphi_n$  – коэффициент мощности двигателя при пуске;  $U_d$  – напряжение на выводах двигателей в нормальном режиме работы, В;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети и двигателя, В;  $R_{\Sigma}$ ,  $X_{\Sigma}$  – сумма сопротивлений трансформаторов, питающих сеть, и линий между ПС и двигателем, Ом.

При расчете размаха колебаний напряжения при пусках непосредственно подключаемых к сети двигателей 380 В в лифтов жилых и общественных зданий, кроме влияния пускового тока двигателя ( $\delta V_d$ ), следует учитывать дополнительное колебание напряжения от тока включения электромагнитного тормоза ( $\delta V_T$ ); на ввод в здание

$$\delta V_{\text{зд}} = \delta V_d + \delta V_T;$$

при этом номинальная мощность двигателей лифтов принимается по проекту здания или ориентировочно по табл. 46.14; кратность пускового тока  $k_n = 6 \div 7$  и пусковой коэффициент мощности  $\cos \varphi_n = 0,3 \div 0,35$ , учитываются сопротивления трансформатора 10(6)–20/0,38 кВ и линий 380 В; дополнительный размах колебаний напряжения  $\delta V_T = 0,3 \div 0,5\%$ .

Расчеты размаха колебаний напряжения выполняются для узла с лифтовой установкой, наиболее электрически удаленного от ТП 10(6)–20 кВ; может потребоваться определение размаха колебаний напряжения и для узлов, близких к ТП (см. ниже).

Расчетный размах колебаний напряжения  $\delta V_{\text{зд}}$  сравнивается с допустимым  $[\delta V]$ , и должно выдерживаться соотношение

$$\delta V_{\text{зд}} \leq [\delta V].$$

Допускаемые колебания напряжения приведены в ГОСТ 13109-67 (ред. 1979 г.) и

Таблица 46.14. Ориентировочное число и номинальные мощности двигателей лифтов жилых зданий

Число этажей здания	6-9	12	16	20-25
Число лифтов одной секции	1	2	2	2-3
Номинальная мощность двигателя лифта, кВт	4,5	4,5-7	4,5-7	4,5-7

Примечание. В таблице не приведены сведения о грузовых лифтах (редкие пуски).

Таблица 46.15. Допускаемые колебания напряжения

$m_x$ , 1/ч	$[\delta V]$ , %	Число этажей жилого здания
30	3,5	6-9
60	3,1	16-18
90	2,9	16-18
120	2,8	20-25

в [46.16, 46.26] в виде зависимости  $[\delta V] = \varphi(m_x)$ , где  $m_x$  — количество колебаний напряжения в единицу времени. Для режимов пусков двигателей лифтовых установок отдельных жилых зданий ориентировочные  $[\delta V]$  приведены в табл. 46.15.

Вместе с тем для головных участков линий до 1000 В, по которым питаются несколько лифтовых установок, допускаемые колебания напряжения следует определять по суммарному количеству возможных пусков двигателей в зданиях, считая их несовместимыми событиями (краткость по времени пусковых режимов). Анализ зависимости  $[\delta V] = \varphi(m_x)$  приводит к выводу, что в пределах до  $m_x = 240$  значение  $[\delta V] \geq 2 \div 2,5\%$ .

Проверка устойчивости работы двигателя при колебаниях напряжения проверяется по соотношению

$$\left(\frac{U_{д(к)}}{U_n}\right)^2 M_{*д max} \geq 1,1 M_{*м max} k_3,$$

где  $U_{д(к)} = U_d - \delta V$  — напряжение на выводах двигателя с учетом размаха колебаний напряжения в сети, возникающих при пуске близкого включенного другого двигателя (или по иной причине);  $U_d$  — напряжение на выводах рассматриваемого двигателя в нормальном режиме работы;  $M_{*д max}$  — максимальный («опрокидывающий») относительный момент двигателя (по каталогу);  $M_{*м max}$  — максимальный относительный момент сопротивления механизма; 1,1 — коэффициент запаса;  $k_3$  — коэффициент загрузки двигателя.

Проверка возможности пуска двигателя при посадке напряжения его собственным пу-

сковым током производится по соотношению

$$\left(\frac{U_{д(n)}}{U_n}\right)^2 M_{*д п} \geq 1,1 M_{*м п} k_3,$$

где, помимо поясненных выше обозначений и величин,  $U_{д(n)} = U_d - \delta V_n$  — напряжение на выводах двигателя с учетом размаха колебания напряжения от его собственного пускового тока;  $M_{*д п}$  — относительный пусковой момент по каталогу;  $M_{*м п}$  — пусковой относительный момент механизма.

При оценках устойчивости работы и возможности пуска двигателей коммунальных установок жилых и общественных зданий ориентировочно можно принимать:  $M_{*д max} = 1,8 \div 2,4$ ;  $M_{*д п} = 1,8 \div 2,3$ ;  $M_{*м max} = 0,5 \div 1,0$  и  $M_{*м п} = 1,7 \div 1,8$  — для лифтовых установок, 0,4 — для вентиляторов и центробежных насосов.

Мерами и средствами снижения колебаний напряжения являются: 1) питание резкопеременных нагрузок и электрического освещения, радиоприборов и т. п. — по отдельным линиям до 1000 В; 2) повышение номинальных сечений жил кабельных линий; 3) продольная компенсация конденсаторами реактивного сопротивления воздушных линий и трансформаторов; 4) снижение пиковых нагрузок, применение пускорегулирующей аппаратуры двигателей; 5) сближение местоположений трансформаторной подстанции и резкопеременной нагрузки; 6) сооружение электрических сетей 380 В в жилых районах по сложнзамкнутым схемам. Наиболее употребительными методами являются указанные в пп. 1-3. Подробнее о колебаниях напряжения см. [46.18].

Несимметрия напряжения характерна для электрических сетей 380 В коммунально-бытовых потребителей, где все бытовые приборы однофазные.

Во внутренних магистральных линиях жилых зданий с электрическими плитами токи разных фаз отличаются в 1,3–1,5 раза; в наружных сетях 380 В жилых районов различия нагрузок по фазам доходят до 1,2–1,4. В трансформаторах 6–20 кВ и распределительных сетях этого напряжения, питающих коммунально-бытовых потребителей, несимметрия незначительна. Учет несимметрии напряжений на стадии проектирования распределительных сетей затруднителен.

По ГОСТ 13109-67 коэффициент несимметрии  $\varepsilon_2 = U_2/U_{ном}$  не должен превышать 0,02 ( $U_2$ ,  $U_{ном}$  — напряжения обратной последовательности и номинальное). Допускаемые отклонения напряжения должны соблюдаться с учетом несимметрии напряжения.

Меры и средства снижения несимметрии

напряжений: 1) наблюдение за симметрией нагрузок фаз в эксплуатируемой сети и соответствующие переключения потребителей по фазам; 2) выбор достаточного сечения нулевого провода четырехпроводных сетей (до 1000 В), которое для внутренних сетей 380 В принимается равным сечению фазного провода, а для наружных – не менее 30–50% (до 100%) фазного; 3) применение в отдельных случаях трансформаторов 6–20/0,38 кВ с соединением обмоток  $Y/Z_n$  или  $\Delta/Y_n$  для снижения сопротивления нулевой последовательности; 4) осуществление сетей 380 В жилых районов по сложнотокмковой схеме. Подробнее о несимметрии напряжения см. [46.21].

Несинусоидальность напряжения оценивается по коэффициенту несинусоидальности, который не должен превосходить 5%:

$$k_{нс} = \sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2 / U_1},$$

где  $v$  – номер гармоники;  $U_1 \cong U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Нормированные отклонения напряжения должны соблюдаться с учетом его несинусоидальности.

Несинусоидальность напряжения характерна для сетей до 1000 В и 6–20 кВ, питающих электроприемники электронного типа, газоразрядные лампы, стабилизаторы напряжения, асинхронные двигатели установок с резкопеременным режимом работы, выпрямительные установки городского электротранспорта и производства и др. Высшие гармонические тока в коммунально-бытовых сетях 380 В имеют амплитуды от единиц до 20–30% и более (от тока первой гармоники).

В распределительных сетях 10(6)–20 кВ при комплексном питании коммунально-бытовых потребителей и выпрямительных подстанций трамвая и троллейбуса обычно актуален учет высших гармонических тока и напряжения до 7–13-й гармоник.

Методика расчетов высших гармонических напряжения в общем случае заключается в следующем: 1) на основе характеристик потребителей несинусоидального тока или источника несинусоидального напряжения и анализа схем соединений электрических машин рассматриваемой сети – устанавливается состав высших гармонических тока и напряжения, подлежащих учету (в сетях трехфазного переменного тока при соединенных в треугольник обмотках электрических машин и симметричной относительно оси времени кривой мгновенных значений напряжения – учитываются только нечетные гармоники, не кратные трем); 2) для каждой из учитываемых гармоник определяются ЭДС источника несинусоидаль-

ного напряжения; электроприемники – потребители несинусоидального тока (например, выпрямительные установки) также условно рассматриваются как источники несинусоидального напряжения; 3) определяются сопротивления нагрузок и всех элементов схемы замещения рассматриваемого участка системы ЭСГ при всех учитываемых гармониках; 4) производится определение токораспределения и напряжений в узлах схемы замещения для всех рассматриваемых гармоник; 5) определяются коэффициенты несинусоидальности в расчетных точках системы ЭСГ.

Например, при оценке высших гармонических напряжений в сетях 10(6)–20 кВ, питающих выпрямительные подстанции:

1) учитываются нечетные и не кратные трем гармоники порядков

$$v = km_{\phi} + 1,$$

где  $k = 1, 2, 3, \dots$  – натуральный ряд чисел;  $m_{\phi}$  – число фаз выпрямительной установки (3, 6, 12 и т. д.); при наиболее часто встречающихся установках  $m_{\phi} = 6$  и учитываются  $v = 5, 7$  и 11;

2) выпрямительная установка условно представляется в виде фазной ЭДС высших гармонических:

$$E_v = \gamma U_{ном} \sqrt{3},$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение трехфазной сети, кВ;  $\gamma$  – коэффициент, равный 0,225; 0,145; 0,09 и 0,06 соответственно для 5, 7, 11 и 13-й гармоник;

3) сопротивления элементов схемы замещения сети:

выпрямительная ПС с нагрузкой  $P_B$ :

$$R_B = U_{ном}^2 / P_B;$$

активные сопротивления трансформаторов и линий определяются по формулам для основной гармоники (см. разд. 39);

реактивные сопротивления трансформаторов и линий определяются по их сопротивлениям при основной гармонике ( $X_{Т,Л}$  – см. разд. 39):

$$X_{Т,Л(v)} = v X_{Т,Л};$$

сопротивления комплексной нагрузки (ТП, РП) при схеме замещения с параллельным включением сопротивлений:

$$R_{нг(v)} \approx 0,32v^2 U_{ном}^2 / S_{нг},$$

$$X_{нг(v)} \cong 0,24v U_{ном}^2 / S_{нг},$$

где  $S_{нг}$  – полная мощность соответствующей нагрузки;

сопротивление (реактивное) питающей

электросистемы:

$$X_{c(v)} = vU_{ном}^2 / S_{c(к)}$$

где  $S_{c(к)}$  — мощность КЗ на шинах питания распределительной сети от электросистемы.

Коэффициент несинусоидальности напряжения должен быть определен на шинах ТП 10(6)–20/0,38 кВ, питающих коммунально-бытовых потребителей, и сравнен с допустимым.

При нагрузке выпрямительных ПС трамвая и троллейбуса до 10–20% суммарной нагрузки района и при мощности КЗ на питающих шинах 10(6) кВ до 200(120) МВ·А обычно не возникает недопустимой несинусоидальности напряжения.

Основные мероприятия и средства снижения высших гармонических напряжения и тока в системах электроснабжения: 1) увеличение числа фаз выпрямительных установок; 2) локальное питание несинусоидальных нагрузок; 3) электрическое сближение несинусоидальных нагрузок и источников питания; 4) применение фильтров токов высших гармоник; 5) в установках до 1000 В применение одинаковых поперечных сечений фаз и нулевого провода (жилы кабеля); 6) осуществление сложноразветвленных схем сетей до 1000 В.

#### 46.11. КОНСТРУКЦИИ СЕТЕВЫХ СООРУЖЕНИЙ

Сведения о конструкциях ЭЭС и ПС подсистемы внешнего электроснабжения городов приводятся в разд. 36, 37, а о ВЛ 35–500 кВ внешнего электроснабжения города — в разд. 41; специфика выполнения ВЛ 0,38–220 кВ в условиях города отражена в [46.1, 46.19, 46.31].

Подстанции 110–330 кВ ГВ рекомендуются осуществлять с закрытой установкой всего электрооборудования, включая понижающие трансформаторы. Условия минимальной площади, занимаемой такими ПС, обуславливают целесообразность применения КРУЭ 110–220 кВ.

Линии 110–330 кВ ГВ целесообразно выполнять кабельными маслонаполненными низкого и среднего давления и с искусственным охлаждением токоведущих жил при крупных ПС ГВ (ориентировочно более 100–150 МВ·А). При дефиците маслонаполненных кабелей в средних и больших городах [46.19] могут применяться ВЛ ГВ [46.2].

ТП 10(6)–20 кВ в отечественной практике обычно выполняются в виде отдельно стоящих сооружений, примеры конструкций которых представлены на рис. 46.16–46.18. ТП 10(6) кВ по рис. 46.16 и 46.17 (ПИ «Гипрокоммуэнерг») сооружаются с применением

кирпича (стены), сборного железобетона (фундаменты, крыша, внутренние перемычки), бетона и цемента (полы), лесоматериалов (двери) и стальных крепежно-монтажных изделий.

На рис. 46.18 представлена конструкция комплектной ТП универсальной с двумя трансформаторами мощностью до 630 кВ·А — БКТПу-2 × 630. Она предназначена для электроснабжения электроприемников жилищно-коммунальной и общественной застройки г. Москвы. БКТПу представляет собой готовое изделие, полностью укомплектованное оборудованием (за исключением силовых трансформаторов) и смонтированное. Силовые трансформаторы монтируются в БКТПу после установки ее на фундамент, причем их передвижение осуществляется широкой стороной. Конструктивное выполнение БКТПу предусматривает эксплуатацию ее только в Московской кабельной сети Мосэнерго.

В районах малоэтажной застройки (1–4 этажа) для питания силовых и осветительных нагрузок потребителей промышленных, городских и поселковых сетей применяются однострановые подстанции с трансформаторами 1 × 160 кВ·А и 1 × 250 кВ·А. Конструкция ПС с установленным в ней трансформатором 160 кВ·А представлена на рис. 46.19. Оборудование подстанции размещается в отдельно стоящем двухэтажном здании. Силовой трансформатор и щит 0,38 кВ располагаются в отдельных помещениях первого этажа, а РУ 10(6) кВ — на втором этаже. РУ 10(6) кВ комплектуется из камер серии КСО-366.

Перспективными конструкциями являются: 1) комплектные ТП индустриального изготовления; 2) встроенные в жилые и общественные здания ТП; 3) специальные конструкции компактных ТП, основанных на применении специализированной аппаратуры и замене воздушной изоляции твердой синтетической смолой и т. п.; 4) подземные герметизированные капсульные необслуживаемые ТП. Подробнее см. [46.18, 46.21].

РП 10(6)–20 кВ выполняются в виде отдельно стоящих зданий; целесообразно показанное здесь конструктивное совмещение РП с ТП. Схематически представленная на рис. 46.20 конструкция РП (ПИ «Гипрокоммуэнерг») сооружается из тех же материалов, что и ТП по рис. 46.16 и 46.17.

Линии электрических сетей до 20 кВ в городах, как правило, должны выполняться кабельными. По [46.2] при зданиях до четырех этажей возможно применение воздушных линий. Кабельные линии 10(6)–20 кВ должны в основном прокладываться в земле с сечением токоведущих жил не менее 35 мм<sup>2</sup>. Под-

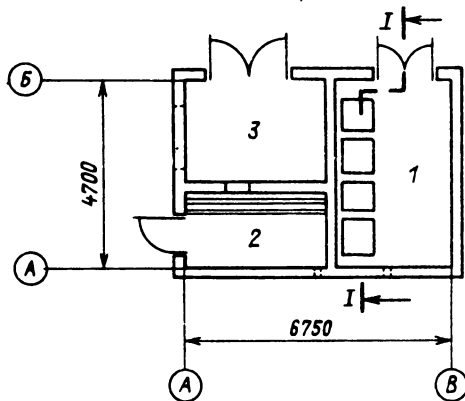
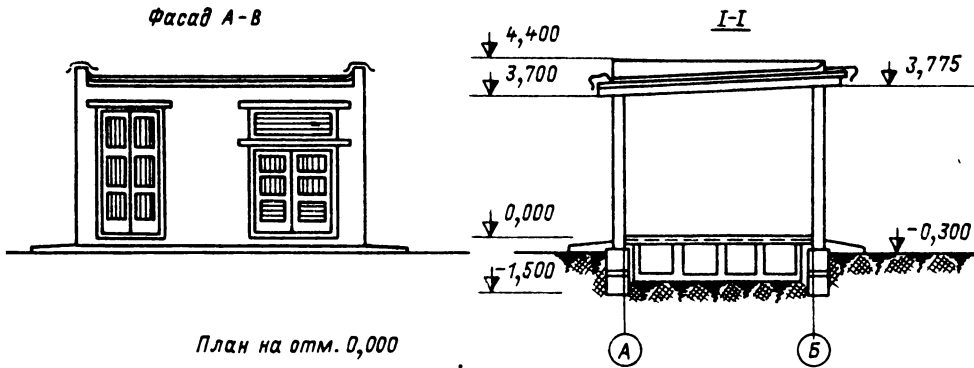


Рис. 46.16. Схема конструктивного исполнения ТП 10(6)/0,38 кВ, 1 × 630 кВ·А, 3 кабеля 10(6) кВ, 8 кабелей 380 В (Гипрокоммунэнерго):

1 – РУ 10(6) кВ; 2 – помещение шита 380 В; 3 – камера трансформатора; строительный объем – 150,8 м<sup>3</sup>, площадь застройки – 37,7 м<sup>2</sup>

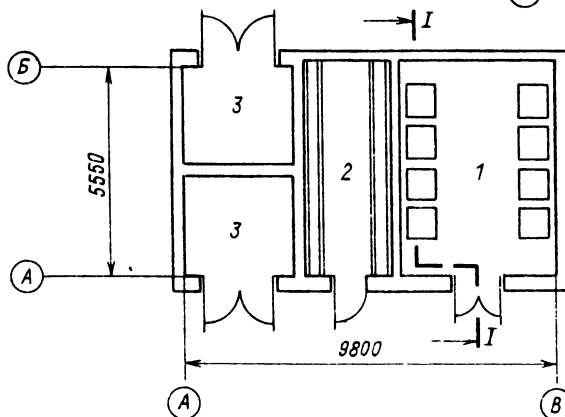
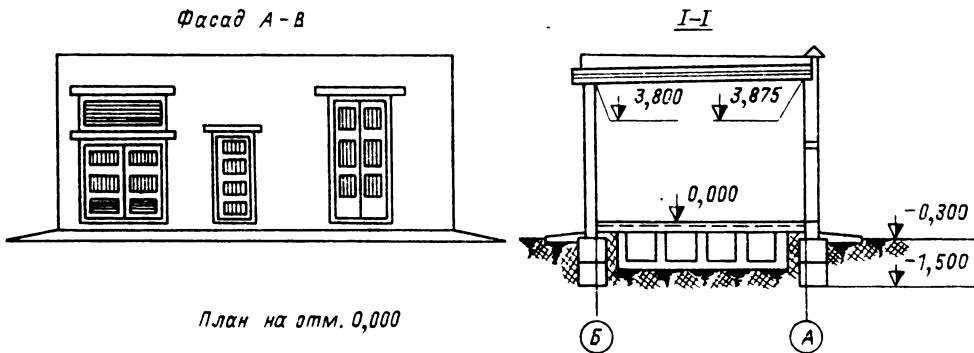


Рис. 46.17. Схема конструктивного выполнения ТП 10(6)–20/0,38 кВ, 2 × 630 кВ·А с АВР на 380 В, 4 кабеля 10(6) кВ, 16 кабелей 380 В (Гипрокоммунэнерго)

1 – РУ 10(6) кВ, 2 – помещение шита 380 В; 3 – камеры трансформаторов; строительный объем 266 м<sup>3</sup>, площадь застройки 65,0 м<sup>2</sup>

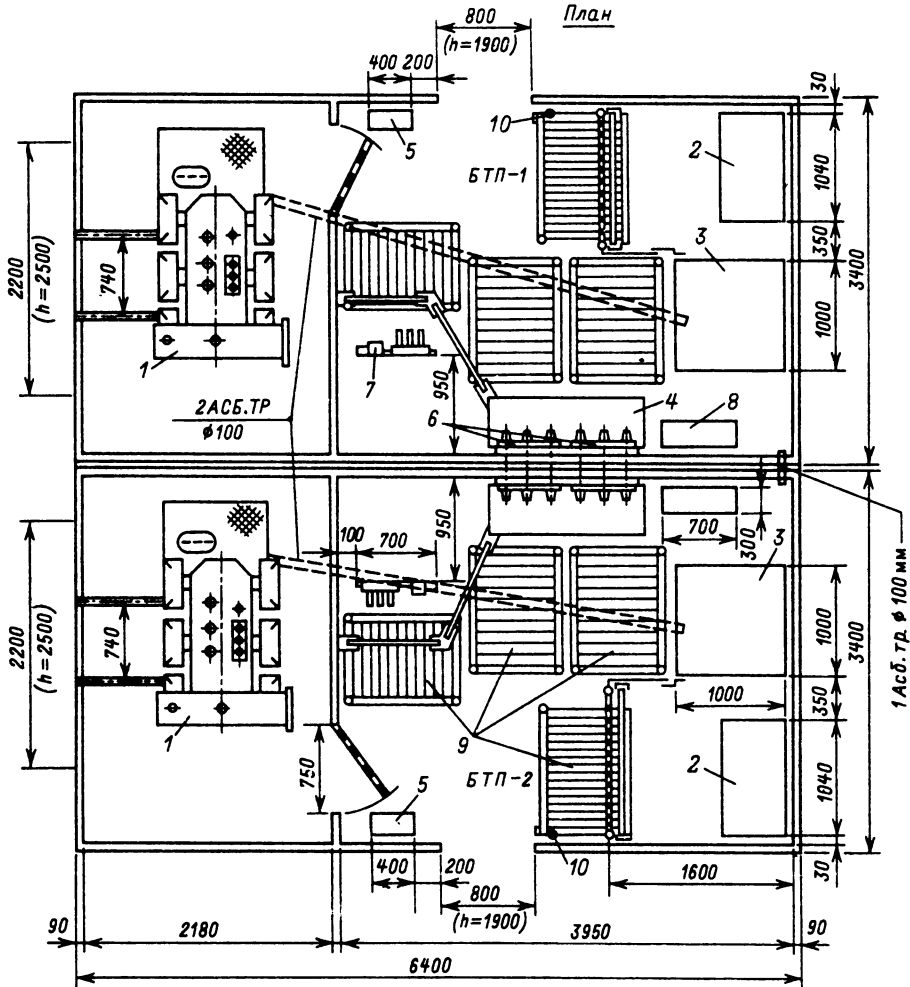


Рис. 46.18. Схема конструктивного выполнения ТП 10(6)/0,38 кВ, 2 × 630 кВ·А с АВР на контакторах 380 В, 6 кабелей 10(6) кВ, 20 кабелей 380 В (типа БКТПу, МКС Мосэнерго):

- 1 – силовые трансформаторы; 2 – сборка 10 кВ, 400 А; 3 – шкаф 10 кВ, 200 А; 4 – сборка 0,38 кВ, 1000 А; 5 – щиток собственных нужд; 6 – рубильник 0,38 кВ, 1000 А; 7 – панель управления ПДУ-8301; 8 – полка для плавких предохранителей; 9 – подножник, 8 шт.; 10 – оперативная штанга

робнее о кабелях и кабельных линиях см. разд. 41.

Конструкции вводных распределительных устройств (ВРУ) 0,380 кВ в жилые и общественные здания (см. § 46.7) представляют собой индустриально изготавливаемые стальные распределительные шкафы, устанавливаемые в электротехнических помещениях жилых и общественных зданий (в полуподвальных помещениях, встраиваются в первый этаж и т. п.). На рис. 46.21 представлена схема конструкции ВРУ-78. Во вводных шкафах имеются рубильники и переключатели до 630 А

включительно, вольтметры и счетчики. В распределительных шкафах имеются разнообразные сочетания автоматических выключателей на разные номинальные токи и исполнения, обеспечивающие распределение энергии в жилых и общественных зданиях высотой до 25 этажей.

На рис. 46.22 представлен этажный щиток для присоединения четырех квартирных щитков. Щиток укрепляется в нише при помощи распорных болтов, имеющих на шасси щитка.



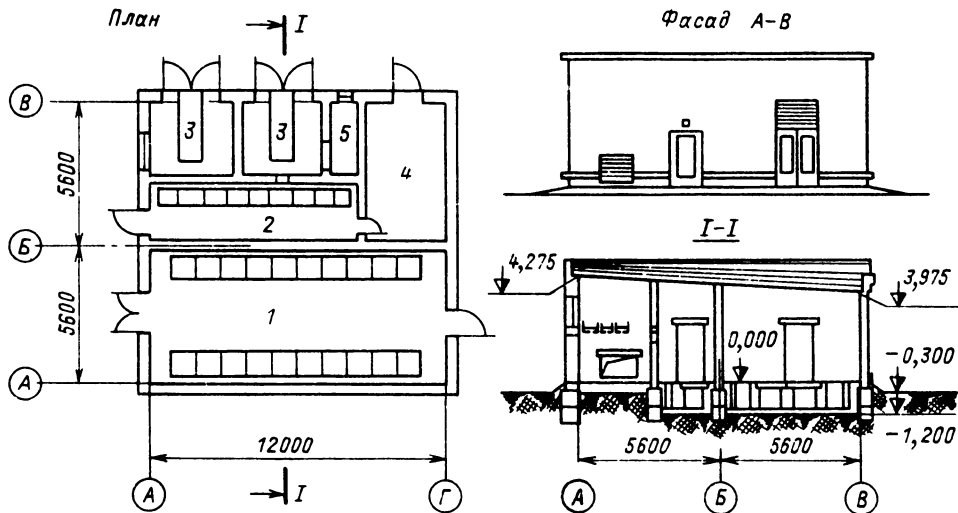
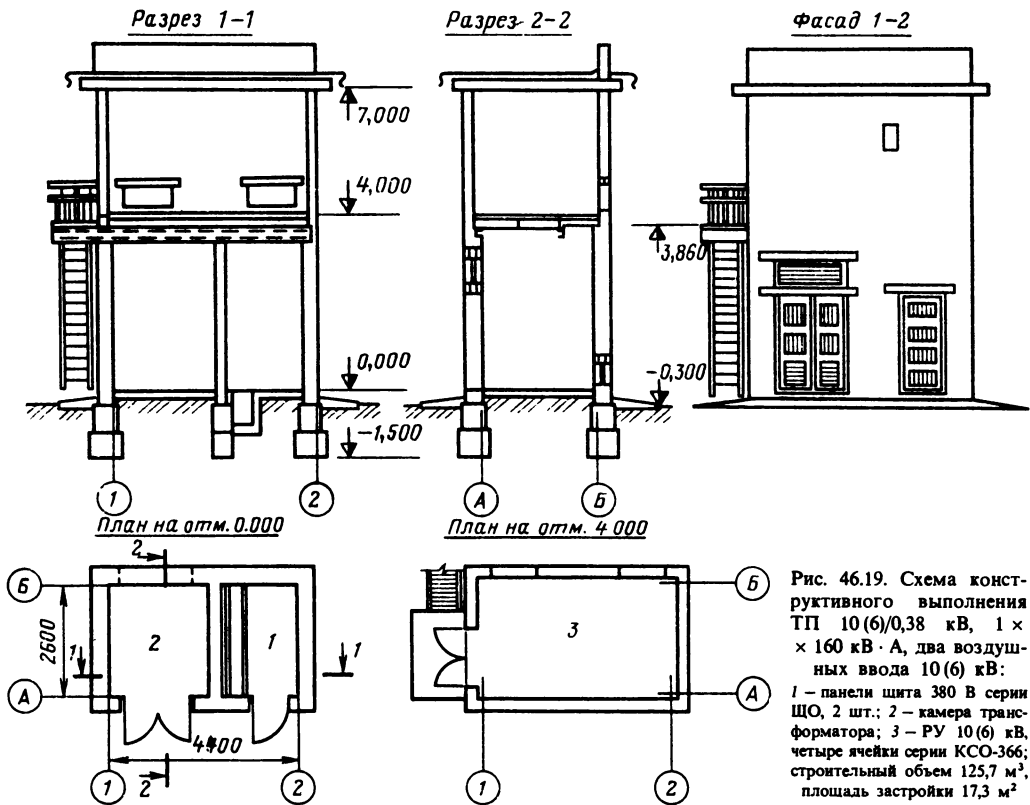
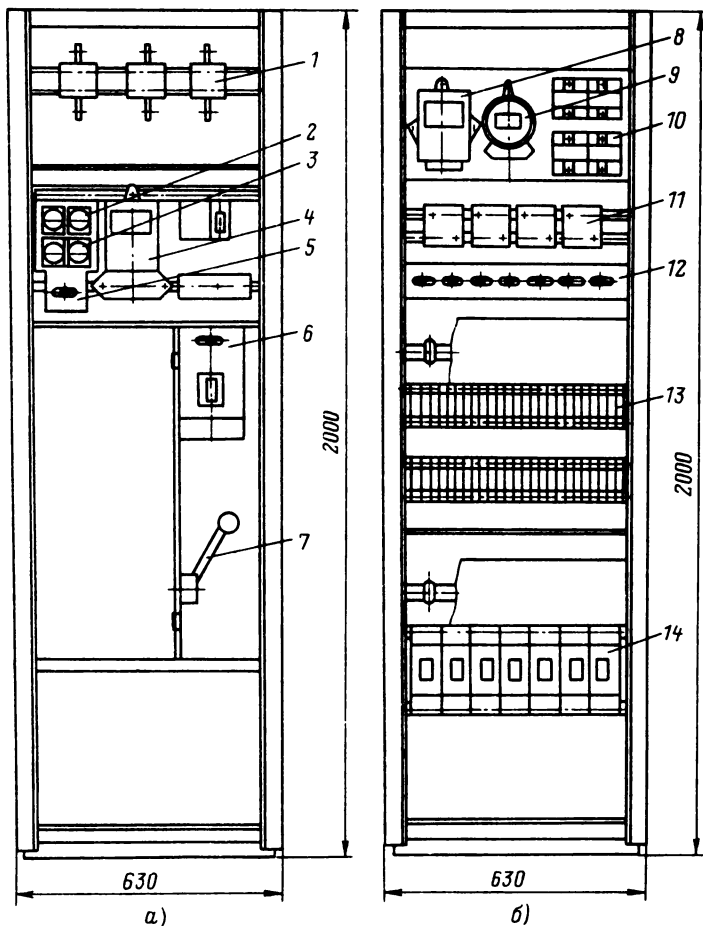


Рис. 46.21. Шкаф и распределительная панель вводно-распределительного устройства 380 В в жилое здание (ВРУ-78) (со снятыми дверями):

а — вводный шкаф; б — распределительная панель; 1 — трансформаторы тока, 2 — амперметры; 3 — вольтметры, 4 — счетчик; 5 — переключатель вольтметра; 6 — выключатель; 7 — вводный выключатель; 8 — реле времени; 9 — выключатель цепи фотоэлемента; 10 — реле промежуточное; 11 — магнитные пускатели; 12 — выключатели; 13 — автоматические однополюсные выключатели (АЕ-1031); 14 — автоматические выключатели (АЕ-2046)



Вид с открытой дверцей и снятым защитным листом

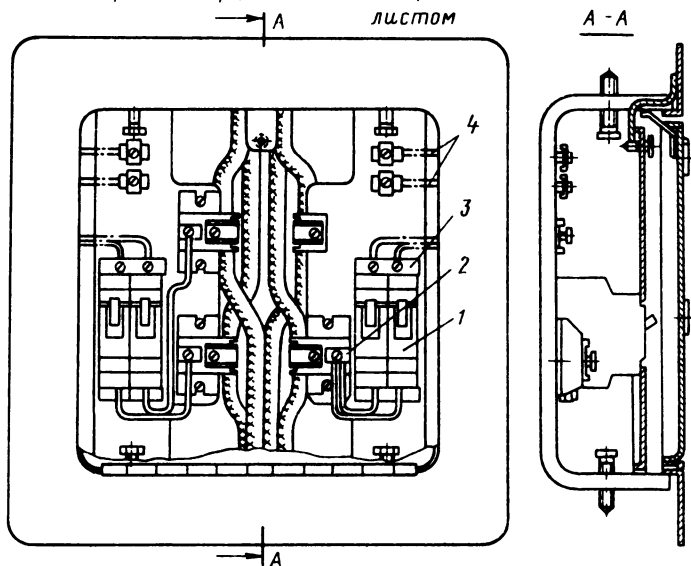


Рис. 46.22. Этажный щиток 380 В для присоединения четырех квартир:

1 — автоматический выключатель; 2 — ответвительные зажимы подключения к магистральной междуэтажной линии; 3 — ответвительные зажимы подключения щитков в квартирах; 4 — зажим для присоединения нулевых проводов вводов в квартиры

### 46.12. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Общие сведения о технико-экономических показателях электрических систем и технико-экономические показатели ВЛ и ПС внешнего электроснабжения городов приведены в разд. 49.

Стоимость ВЛ 0,38–10 кВ в условиях городов представлена в табл. 46.16–46.19, а стоимость сооружения КЛ 0,38–10 кВ складывается из стоимости собственно кабелей и монтажных работ, а также строительных работ, приведенных в табл. 46.20–46.24.

Стоимости КЛ 20 кВ приведены в [46.22], КЛ 110–220 кВ указаны в разд. 39.

Таблица 46.16. Стоимость ВЛ 0,38 кВ, тыс. руб/км, в условиях городской и промышленной застройки

Число и марка проводов	Деревянные опоры		Железобетонные опоры	
	Количество опор на 1 км			
	29	40	25	29
3 × А70 + А35	3,68	4,89	3,77	4,30
3 × А50 + А25	3,43	4,63	3,51	4,04
3 × А35 + А16	3,28	4,44	3,32	3,86
3 × А25 + А16	3,14	4,35	3,23	3,76
4 × А16	3,04	4,25	3,13	3,66
3 × А35	3,14	4,35	3,22	3,75
3 × А25	3,05	4,26	3,14	3,67
3 × А16	2,95	4,16	3,04	3,57
2 × А35	3,0	4,21	3,09	3,62
2 × А25	2,93	4,13	3,02	3,54
2 × А16	2,86	4,07	2,95	3,48

Примечания: 1. Стоимость ВЛ дана без учета вводов в здание.

2. Стоимость ввода проводом 2 × А16 длиной до 25 м с подставной опорой – 64,4 руб.

3. Стоимость ввода проводом 2 × А16 длиной до 15 м без подставной опоры – 16 руб.

Таблица 46.17. Стоимость ВЛ 10 кВ, тыс. руб/км, в условиях городской и промышленной застройки

Число и марка проводов	Железобетонные опоры		Деревянные опоры					
	Количество опор на 1 км сети							
	15	18	15,5	15	18,5	17	22	20
3 × А120	3,8	4,15	—	4,55	—	4,93	—	4,9
3 × А95	3,51	3,86	—	4,26	—	4,55	—	4,6
3 × А70	3,26	3,61	4,0	—	4,37	—	4,37	—
3 × А50	3,05	3,4	3,77	—	4,15	—	4,16	—
3 × А35	2,89	3,24	3,26	—	4,0	—	4,0	—

Таблица 46.18. Стоимость ВЛ 10 кВ, тыс. руб/км, при совместной подвеске с проводами 0,38 кВ

Число и марка проводов	Деревянные опоры		
	Количество опор на 1 км сети		
	25	29	33
3 × А70	5,35	5,85	6,28
3 × А50	5,13	5,64	6,07
3 × А35	5,0	5,48	5,91

Примечания: 1. Показатели стоимости и монтажа проводов 0,38 кВ см. в табл. 46.19.

2. Полная стоимость указанных линий определяется суммированием соответствующих данных табл. 46.18 и 46.19.

3. Опоры деревянные с железобетонными приставками.

Таблица 46.19. Стоимость монтажа проводов 0,38 кВ на опорах

Число и марка проводов	Стоимость, тыс. руб/км	Число и марка проводов	Стоимость, тыс. руб/км
3 × А70 + А35	1,27	3 × А25	0,64
3 × А50 + А25	1,01	3 × А16	0,54
3 × А35 + А16	0,82	2 × А35	0,59
3 × А25 + А16	0,73	2 × А25	0,51
4 × А16	0,63	2 × А16	0,45
3 × А35	0,72		

Таблица 46.20. Стоимость КЛ 0,38 кВ, тыс. руб/км, при прокладке в траншеях

Сечение жил, мм <sup>2</sup>	Марка кабеля			
	ААШв, ААШгс	АСБ	ААл	ААБл
3 × 25 + 1 × 16	2,04/3,62	2,82/5,22	2,16/3,90	2,27/4,12
3 × 35 + 1 × 16	2,17/3,94	3,01/5,58	2,32/4,20	2,42/4,42
3 × 50 + 1 × 25	2,38/4,34	3,35/6,28	2,52/4,62	2,63/4,84
3 × 70 + 1 × 25	2,70/4,98	3,95/7,48	2,86/5,30	3,0/5,58
3 × 95 + 1 × 35	3,55/6,68	5,11/9,80	3,72/7,02	3,85/7,28
3 × 120 + 1 × 35	4,22/8,02	5,70/10,98	4,25/8,08	4,54/8,66
3 × 150 + 1 × 50	5,14/9,86	7,20/14,0	4,82/9,22	5,40/10,38
3 × 185 + 1 × 50	5,51/10,60	8,31/16,20	5,52/10,62	6,20/12,0

Примечания: 1. В числителе – стоимость одного кабеля в одной траншее, в знаменателе – стоимость двух кабелей в одной траншее.

2. Полная стоимость сооружения кабельных линий, прокладываемых под тротуарами и проезжей частью улиц, определяется суммированием данных табл. 46.20 и 46.22.

Таблица 46.21. Стоимость КЛ 10 кВ, тыс. руб/км, при прокладке в траншеях

Сечение жил, мм <sup>2</sup>	Марка кабеля			
	АСБ	ААБл	ААБ2л	ААШв, ААШпс
3×25	5,54/9,71	4,55/7,74	4,64/7,91	4,37/7,37
3×35	5,85/10,33	4,76/8,18	4,86/8,35	4,57/7,77
3×50	6,30/11,23	5,05/8,73	5,21/9,05	4,88/8,39
3×70	6,97/12,57	5,50/9,71	5,61/9,85	5,38/9,39
3×95	7,87/14,31	6,09/10,75	6,21/10,99	5,92/10,41
3×120	8,52/15,61	6,56/11,69	6,68/11,93	6,43/11,43
3×150	9,33/17,23	7,11/12,79	7,25/13,07	6,98/12,53
3×185	10,20/18,97	7,90/14,37	8,08/14,73	7,76/14,09
3×240	11,55/21,67	8,87/16,31	9,13/16,83	8,84/16,25

Примечания: 1. В числителе – стоимость одного кабеля в одной траншее, в знаменателе – стоимость двух кабелей в одной траншее.

2. Полная стоимость сооружения КЛ, прокладываемых под тротуарами и проезжей частью улиц, определяется суммированием данных табл. 46.21 и 46.22.

Таблица 46.22. Стоимость разборки и восстановления дорожных покрытий при сооружении кабельных линий в городах

Наименование работ	Стоимость, руб.
Разборка и восстановление асфальтобетонных 1 м <sup>2</sup> покрытий на щебеночном основании толщиной 200 мм	9,96
То же на бетонном основании толщиной до 180 мм	15,82
Разборка и восстановление 1 м <sup>2</sup> булыжного покрытия толщиной 200 мм	26,25
Разборка и восстановление 1 м <sup>2</sup> тротуаров из щебня толщиной 120 мм и асфальтобетонного покрытия	5,36
Разборка и восстановление 1 м <sup>2</sup> бордюрного и бортового камня 150×300 мм <sup>2</sup>	6,72

Таблица 46.23. Стоимость распределительных пунктов 10 кВ, тыс. руб.

Наименование	Общая	Строительно-монтажные работы	Оборудование
Распределительный пункт типа П РПК-1ТМ	43,14	15,47	27,67
То же П РПК-2ТМ	50,94	18,73	32,21
То же П РПК-1ТМД	56,94	29,18	27,76
То же П РПК-2ТМД	61,66	30,77	30,89
То же П РПВ-1ТМД	46,63	23,47	23,16
То же Ш РПК-2ТМ	64,48	23,70	41,20

Примечание. В маркировке РП первая цифра обозначает количество питающих линий; буква К или В – кабельное или воздушное исполнение вводов; цифра перед буквой Т – количество устанавливаемых в РП трансформаторов 10/0,4 кВ; буква М – модернизация РП; буква Д показывает на наличие в РП диспетчерского пункта.

Таблица 46.24. Стоимость ТП 10/0,4 кВ, тыс. руб.

Тип ТП	Число и мощность трансформаторов	Общая	Строительно-монтажные работы	Оборудование
В-21-160М3	1×100	7,2	5,35	1,85
	1×160	7,44	5,38	2,06
В-41-400М3	1×100	9,33	6,69	2,64
	1×160	9,83	6,73	3,1
В-42-400М4	1×250	10,11	6,73	3,38
	1×400	10,7	6,73	3,97
	2×100	15,59	8,92	6,67
	2×160	16,07	9,02	7,05
	2×250	16,61	9,01	7,6
	2×400	17,55	9,01	8,54
К-31-400М3	1×100	7,42	5,5	1,92
	1×160	7,66	5,53	2,13
	1×250	7,93	5,53	2,4
	1×400	8,78	5,54	3,24
К-31-630М3	1×630	9,87	5,78	4,09
	2×100	14,14	7,86	6,28
К-42-400М4	2×160	14,6	7,95	6,65
	2×250	15,16	7,95	7,21
К-42-630М4	2×400	16,1	7,95	8,15
	2×630	18,54	8,99	9,55
	КСК-42-630М4	2×630	26,16	11,09

Примечание. В маркировке ТП первая буква В или К обозначает воздушный или кабельный ввод; первая цифра – количество подходящих к ТП линий, вторая – количество трансформаторов в ТП; третья трехзначная цифра – номинальную мощность трансформаторов; буква М – модернизацию ТП; последняя цифра – модификацию.

Таблица 46.25. Ежегодные отчисления на эксплуатацию линий и оборудования до 20 кВ городских электрических сетей, %

Элементы сети	Рено- вация	Капи- таль- ный ре- монт	Эк- плуа- тация и теку- щий ре- монт	Сум- мар- ные отчис- ления
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные в земле:				
со свинцовой оболочкой	2,0	0,3	2,0	4,3
с алюминиевой оболочкой	4,0	0,3	2,0	6,3
с пластмассовой оболочкой	5,0	0,3	2,0	7,3
Кабельные линии 35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле	3,0	0,4	2,0	5,4
Кабельные линии 110–220 кВ маслонаполненные, проложенные в земле, в помещениях	2,0	0,5	2,0	4,5
Воздушные линии до 20 кВ на металлических и железобетонных опорах	3,0	0,6	0,4	4,0
Электротехническое оборудование до 20 кВ	3,5	2,9	4,0	10,4

Стоимости ТП 10(6)/0,38 кВ зависят от конструкции ПС, строительных материалов и числа установленных трансформаторов и их номинальной мощности (табл. 46.23). В табл. 46.24 приведены стоимостные показатели РП основных типов<sup>1</sup>.

Данные для определения ежегодных расходов по эксплуатации ВЛ и КЛ и электротехнического оборудования до 20 кВ, КЛ 110–220 кВ в условиях городов приведены в табл. 46.25.

#### Список литературы

- 46.1. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. Раздел I. Общие правила. Гл. 1-1–1-7. М.: Энергоатомиздат, 1986. 648 с.
- 46.2. Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей. ВСН 97–83/Минэнерго СССР. М.: Минэнерго СССР, 1984. 56 с.
- 46.3. Инструкция по проектированию электрооборудования жилых зданий. СН 544–82. М.: Стройиздат, 1983. 32 с.
- 46.4. Инструкция по проектированию электро-

оборудования общественных зданий массового строительства. СН 543–82. М.: Стройиздат, 1982. 56 с.

46.5. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов. СН 541–82. М.: Стройиздат, 1982.

46.6. Бытовые нагревательные электроприборы / А. С. Варшавский, В. А. Волкова, В. А. Костылев и др. М.: Энергоатомиздат, 1984. 328 с.

46.7. Глазунов А. А., Шевченко Ж. И. Экономически целесообразные значения токов короткого замыкания на шинах 10(6) кВ понижающих подстанций – центрах питания городских электрических сетей // Электричество. 1977. № 7. С. 1–6.

46.8. Глазунов А. А., Кузнецова Т. А., Федосеев А. А. Оптимизация мощности понижающих подстанций – источников питания системы электроснабжения города // Труды МЭИ. Тематический сборник. Электрические системы и управление ими. 1980. Вып. 486. С. 8–14.

46.9. Глазунов А. А., Кузнецова Т. А., Федосеев А. А. Экономически целесообразные напряжения и мощности глубоких вводов в городах // Электричество. 1982. № 2. С. 20–25.

46.10. Головкин П. И. Энергосистема и потребители электрической энергии. М.: Энергоатомиздат, 1984. 360 с.

46.11. Голубков Б. Н., Пятачков Б. И., Романова Т. М. Кондиционирование воздуха, отопление, вентиляция. М.: Энергоиздат, 1982. 232 с.

46.12. Гордишанидзе В. Д. Оптимизация параметров электрических сетей. М.: Энергия, 1978. 144 с.

46.13. Железко Ю. С. О компенсации реактивной мощности в городских сетях // Электричество. 1978. № 12. С. 55–57.

46.14. Надежность систем электроснабжения / В. В. Зорин, В. В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер. – Киев: Вища школа, 1984. 192 с.

46.15. Козлов В. А. Электроснабжение городов. Л.: Энергия, 1977. 286 с.

46.16. Козлов В. А. Городские распределительные электрические сети. Л.: Энергоиздат, 1982. 224 с.

46.17. Козлов В. А., Файбисович Д. Л., Билик Н. И. Справочник по проектированию систем электроснабжения. Л.: Энергоатомиздат, 1986. 256 с.

46.18. Коротков Б. С., Членов М. Я. Ремонт оборудования и аппаратуры распределительных устройств. М.: Высшая школа, 1979. 270 с.

46.19. Лордкишанидзе В. Д., Рейн И. З., Урицкий Л. И. О регулировании напряжения в городских электрических сетях // Электрические станции. 1979. № 1. С. 30–34.

46.20. Лордкишанидзе В. Д., Макаров С. Ф., Смильчугов Ф. И. Оценка надежности городских электрических сетей // Электрические станции. 1984. № 5. С. 53–56.

46.21. Маркушевич Н. С., Солдаткина Л. А. Качество напряжения в городских электрических сетях. М.: Энергия, 1975. 256 с.

46.22. Маркушевич Н. М. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1984. 104 с.

46.23. Нудлер Г. И., Тульчин И. К. Электротехника и электрооборудование зданий. М.: Высшая школа, 1984. 386 с.

<sup>1</sup> Все приведенные стоимостные показатели линий, ТП и РП – по данным ПИ «Гипрокоммунэнерго» Минжилкомхоза РСФСР.

46.24. Сви́дeрский В. Ф. Об унификации сечений кабельных линий 6—10 кВ // Электрические станции. 1981. № 2. С. 48—51.

46.25. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М.: Энергия, 1977. 286 с.

46.26. Тульчин И. К., Нудлер Г. И. Электриче-

ские сети жилых и общественных зданий. М.: Энергоатомиздат, 1983. 304 с.

46.27. Умов П. А. Обслуживание городских электрических сетей. М.: Высшая школа, 1984. 263 с.

46.28. Фокин Ю. А. Схема распределения электроэнергии на напряжении 10/0,38 кВ в городах с многоэтажной застройкой // Электричество. 1983 № 1. С. 22—29.

## Раздел 47

# ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

## СОДЕРЖАНИЕ

47.1. Электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей . . . . .	757	сети 10 кВ (770). Основные принципы построения схем электроснабжения сельского хозяйства (772)	
Общие положения (757). Определение расчетных нагрузок на вводах к потребителям (758). Определение электрических нагрузок сельских сетей 0,38—110 кВ (763). Определение расчетных нагрузок существующих сетей 10—110 кВ (767)		47.3. Надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей . . . . .	773
47.2. Схемы электроснабжения сельского хозяйства . . . . .	768	Основные требования к надежности электроснабжения и оценка уровня надежности (773). Ущерб сельскохозяйственных потребителей от перерывов в электроснабжении (775). Мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей (775)	
Питающие сети сельскохозяйственного назначения (769). Распределительные		Список литературы . . . . .	777

### 47.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### Общие положения

При проектировании систем электроснабжения сельского хозяйства необходимо исходить из расчетных нагрузок электропотребителей или их групп, электрических сетей. Для осуществления единой технической политики при проектировании электроснабжения сельскохозяйственных объектов применяются Ме-

тодические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения [47.1], в которых приведены два способа расчета: с применением вычислительной техники и без применения. При втором методе исходят из следующих основных положений.

Расчетной нагрузкой считается наибольшее из средних значений полной мощности за промежутки времени 30 мин (получасовой максимум), которое может возникнуть на вводе к потребителю или в питающей электросети в расчетном году с вероятностью не ниже 0,95. Расчетным годом является последний год

расчетного периода  $t_p$  (5–7 лет), для которого определяется уровень нагрузок и другие параметры электроустановок.

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей различают дневную активную  $P_d$  (реактивную  $Q_d$ ) и вечернюю активную  $P_v$  (реактивную  $Q_v$ ) расчетные нагрузки. Наличие дневного максимума в графике электрической нагрузки характерно для производственных сельскохозяйственных потребителей (освещение производственных помещений, электрические двигатели, электронагревательные и электротехнологические установки). При коммунально-бытовых потребителях (внутреннее освещение жилых и общественных зданий, наружное освещение, электробытовые приборы индивидуального и коллективного пользования) наибольшее значение мощности наблюдается в вечернее время. При смешанных потребителях график нагрузки может иметь пики как в дневное, так и в вечернее время. В этом случае соотношение значений дневной и вечерней расчетных нагрузок определяется долями нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей.

В качестве расчетной нагрузки для выбора параметров электрических сетей (сечения проводов, мощности трансформаторов и т. п.) принимается большая из дневной или вечерней расчетных нагрузок.

Метод определения нагрузок электрических сетей основан на суммировании расчетных нагрузок на вводах потребителей, участках линий или на шинах трансформаторных подстанций с учетом коэффициентов участия и одновременности.

Коэффициент участия в дневном  $k_{уд}$  (вечернем  $k_{ув}$ ) максимуме нагрузок показывает, какая часть максимальной нагрузки того или иного вида потребителей приходится на дневной (вечерний) максимум.

Коэффициент одновременности  $k_0$  представляет собой отношение значения совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимальных нагрузок потребителей или их групп.

#### Определение расчетных нагрузок на вводах к потребителям

**Расчетные нагрузки на вводах коммунально-бытовых потребителей.** Расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом (одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии) без электронагревательных приборов определяется в зависимости от существующего внутриквартирного потребления с использованием графика рис. 47.1. Значение существующего электропотребления принимается

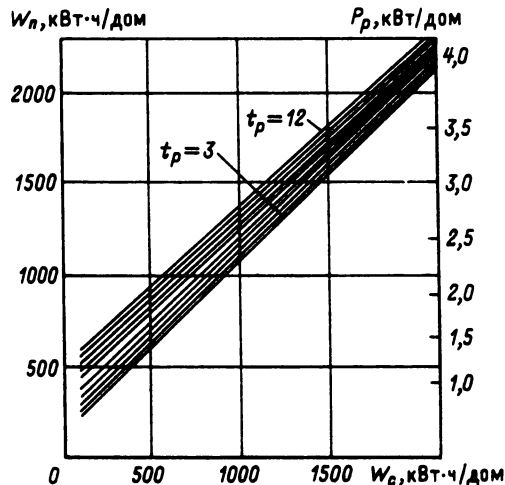


Рис. 47.1. Зависимость удельной расчетной нагрузки на вводе в сельский жилой дом  $P_p$  и перспективного потребления электроэнергии  $W_n$  от существующего потребления электроэнергии  $W_c$  для расчетного года  $t_p = 3, 4, \dots, 12$

по данным обследования потребителей электроэнергии в сельской местности.

С учетом срока разработки проекта (1 год) и строительства сетей (1 год) нагрузку определяют для времени  $t_p + 2$ . Если к концу расчетного периода намечено газифицировать населенный пункт, то полученную по рис. 47.1 нагрузку уменьшают на 20%.

Расчетные нагрузки на вводе сельских жилых домов с электроплитами принимаются равными 6 кВт, а с электроплитами и водонагревателями — 7,5 кВт.

Нагрузки бытовых кондиционеров учитываются увеличением расчетных нагрузок на вводах жилых домов на 1 кВт.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов или при отсутствии данных по

Таблица 47.1. Расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом

Характеристика населенного пункта	Расчетная нагрузка, кВт	
	с газификацией	без газификации
С преимущественно старой застройкой (более 60% домов построено свыше 20 лет назад)	1,5	1,8
С преимущественно новой застройкой	1,8	2,2
Вновь строящиеся благоустроенные дома в городах, поселках городского типа, поселках при крупных комплексах	4,0	5,0

Таблица 47.2. Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей

Потребитель	Дневной		Вечерний	
	cos φ	tg φ	cos φ	tg φ
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,88	0,85	0,62
То же с электрообогревом	0,92	0,43	0,96	0,26
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочистительные тока, зернохранилища	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки орошения и дренажа почвы	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники и теплицы на электрообогреве	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,70	1,02	0,75	0,88
Мельницы, маслобойки	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,88	0,80	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,90	0,48
Жилые дома без электроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29

Таблица 47.3. Нормы нагрузок уличного освещения в сельских населенных пунктах

Характеристика улиц	Источник	Высота подвеса, м	Расчетная нагрузка на 1 м длины улицы, Вт
Поселковые улицы с асфальтобетонными и переходными покрытиями шириной			
5—7 м	Разрядный	8,5	4,5
9—12 м		> 10	6,5
	Накалывания	8,5	6,0
		> 10	8,0
	Накалывания	—	11
		—	13
Поселковые дороги, улицы с покрытиями простейшего вида шириной			
5—7 м	Накалывания	—	5,5
9—12 м		—	7,0
Улицы и дороги местного значения и пешеходные шириной			
5—7 м	Накалывания	—	3,0
9—12 м		—	4,5

Примечание. Переходные покрытия — грунтоасфальтовые, грунтощебеночные, грунтогравийные, щебеночные, гравийные, шлаковые, обработанные вяжущими материалами; покрытия простейшего вида — грунтовые, гравийные, щебеночные, шлаковые.

Таблица 47.4. Нормы удельных нагрузок электроосвещения сельскохозяйственных помещений

Наименование помещений	Удельная нагрузка освещения, Вт/м <sup>2</sup>	
	Удельная нагрузка освещения, Вт/м <sup>2</sup>	Средняя удельная мощность свечоточек, Вт
Коровники с доильным залом	4,0	75
Коровники без доильного зала	4,5	75
Доильное, молочное отделения	15,5	100
Родильное отделение	23,0	100
Телятник	3,75	75
Пункт искусственного осеменения	25,0	100
Свинарник	3,3—4,5	75
Помещение для откормочного поголовья	2,6	75
Помещение для кормления свиней	5,5	75
Овчарня для маток, баранов, молодняка	3,5	60
Ягнятник с родильным отделением, манеж	8	100
Птичник при напольном содержании	4	75
То же при клеточном содержании	5	75
Мастерские, весовая	12	150
Мельница, маслобойка, крупорушка	14	150
Гараж, пожарное депо	11	100
Склады, хранилища	3	100
Контора, кабинет	16	100
Магазин, столовая	21	100
Детский сад, ясли	24	150
Школа	30	150
Клуб, отделение связи	27	100
Больница	21	100
Библиотека	17	100
Комбинат бытового обслуживания	27	150
Прачечная	25	100
Хлебопекарня	22	150
Баня	33	150

существующему электропотреблению расчетную нагрузку определяют по табл. 47.1.

Коэффициент участия в дневном максимуме для расчетной нагрузки  $k_{уд}$  на вводе в жилой дом без электроплит  $k_{уд} = 0,3 \div 0,4$ , для домов с электроплитами  $k_{уд} = 0,6$ , а коэффициент участия в вечернем максимуме  $k_{ув} = 1$ .

Для определения расчетных реактивных нагрузок в табл. 47.2 приведены значения коэффициентов мощности  $\cos \varphi$  и реактивной мощности  $\text{tg } \varphi$  для дневного и вечернего максимумов.

Расчетные нагрузки наружного освещения. Нагрузка уличного освещения в сельских населенных пунктах определяется по нормам, приведенным в табл. 47.3.

Нагрузка наружного освещения хозяйственных центров (дворов) принимается из расчета 250 Вт на помещение и 3 Вт на погонный метр длины периметра хоздвора.



Таблица 47.5. Электрическая нагрузка производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей

Наименование объекта	Установ- ленная мощность $P_y$ , кВт	Расчетная нагрузка на вводе			
		дневная		вечерняя	
		$P_d$ , кВт	$Q_d$ , квар	$P_v$ , кВт	$Q_v$ , квар
<i>Животноводчество и птицеводство</i>					
Ферма откорма свиней:					
10 тыс. голов	—	120	105	65	60
60 тыс. голов	—	240	210	120	105
Ферма откорма свиней с электрообогревом молодняка:					
3 тыс. голов	—	185	80	145	65
6 тыс. голов	—	280	120	230	100
Площадка по откорму крупного рогатого скота (КРС) на 3 тыс. голов	—	120	105	60	50
Птицеферма:					
10 тыс. кур	—	55	40	55	40
50 тыс. кур	—	280	210	280	210
125 тыс. гусей-бройлеров	—	800	640	800	640
30 тыс. утят	—	75	30	75	30
Овцеводческая ферма с полным оборотом стада на 5 тыс. овцематок	—	240	180	240	180
Овцеводческая ферма мясо-молочного направления на 5 тыс. овец	—	8	2	15	12
Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем:					
100 коров	20—30	10	8	10	8
400 коров	65	45	33	45	33
Помещение для ремонтного и откормочного молодняка:					
170—180 голов	12—23	4	3	7	5
300—330 голов	20—42	7	6	13	9
Телятник с родильным отделением на 230 телят	20	6	4	10	6
Кормоцех фермы КРС на 800—1000 голов	130	50	45	50	45
Молочный блок при коровнике:					
на 3 т/сут	35	15	15	15	15
на 6 т/сут	45	20	20	20	20
Свинарник-откормочник на 1—1,2 тыс. голов	20	6	5	9	8
Кормоцех для свинофермы:					
100 маток и 1 тыс. голов откорма или 2 тыс. голов откорма	60	26	23	10	7
300 маток и 3 тыс. голов откорма или 6 тыс. голов откорма	115	45	40	15	10
12 тыс. голов откорма	120	65	55	20	15
Птичник:					
15—20 тыс. цыплят	65	30	15	30	10
8 тыс. кур	52	25	12	25	12
Птичник с клеточными батареями на 10—15 тыс. кур-несушек	35	10	5	15	10
Кормоцех фермы на 25—30 тыс. кур-несушек	60	25	20	10	7
Инкубаторий:					
4 инкубатора	50	30	—	30	—
6 инкубаторов	100	60	—	60	—
Оборудование для прессования кормов:					
Пресс ОПК-2,0	150	150	130	150	130
Пресс ОПК-0,5	334	330	290	330	290
Оборудование ОГМ-1,5 для гранулирования травяной муки	100	85	80	85	80
Оборудование ОКГ-3 для гранулирования комбикормов	75	55	50	55	50
Комбикормовый завод:					
60 т/сут	300	650	575	650	575
10—15 т/сут	140	65	60	65	60
Убойно-санитарный пункт	15	6	5	2	2
Участковая ветеринарная лечебница	50	20	10	10	4
<i>Растениеводство, подсобное производство</i>					
Комплект машин и оборудования зерноочистительного сушильного комплекса:					
КЭС-10Б	65	65	60	65	60
КЭС-20Ш	164	160	150	160	150
КЭС-40	190	190	175	190	175
Пункт послеуборочной обработки зерна, кукурузы в початках производительностью 10 т/ч	150	120	100	120	100
Зернохранилище с передвижными механизмами вместимостью 500 т	20	10	10	5	5

Продолжение табл. 47.5

Наименование объекта	Установленная мощность $P_{у}$ , кВт	Расчетная нагрузка на вводе			
		дневная		вечерняя	
		$P_{д}$ , кВт	$Q_{д}$ , квар	$P_{в}$ , кВт	$Q_{в}$ , квар
Овощекртофелехранилище:					
1 тыс. т	10	6	4	2	—
600 т с отопительно-вентиляционной установкой	30	20	15	20	15
Холодильник для фруктов вместимостью 350 т	140	65	50	65	50
Семеновохранилище вместимостью 1 тыс. т	100	80	60	80	60
Склад рассыпных и гранулированных кормов вместимостью 200 т	30	20	12	1	—
Склад концентрированных кормов с дробилкой:					
ДКУ-1	24	15	13	1	—
ДКУ-2	40	25	23	1	—
Склад минеральных удобрений	16	12	4	1	—
Склад ядохимикатов вместимостью 2 тыс. т	10	5	4	1	—
Цех овощных и фруктовых консервов производительностью 1 млн. у. б/год	100	75	100	75	—
Лесопильный цех с пилорамой ЛРМ-79	35	16	18	2	—
Мельница вальцовая:					
6 т/сут	25	15	10	1	—
25 т/сут	55	35	25	2	—
Крупорушка	20	12	10	1	—
Маслобойка	20	10	7	1	—
Приемный пункт молокозавода:					
10 т/смену	120	45	40	45	40
30 т/смену	215	65	60	65	60
Хлебопекарня производительностью 3 т/сут	10	5	4	5	4
Пункт первичной обработки льна	25	15	13	1	—
Мяльно-трепальный цех производительностью 4 т/смену	70	30	25	3	—
Сенажная башня	60	10	8	—	—
Установка вентиляционная для досушивания сена	155	120	90	120	90
Хлопкозаготовительный пункт с сушильно-очистительным цехом	800	380	290	405	250
Кирпичный завод производительностью 1—1,5 млн. кирпичей в год	30	20	17	6	4
Пункт технического обслуживания машин и оборудования на фермах	15	10	7	5	—
Мастерская пункта обслуживания в бригаде на 10—20 тракторов	35	15	12	5	4
Гараж с профлакторием:					
10 автомашин	45	20	18	10	8
60 автомашин	115	45	40	20	16
Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов	110	45	40	25	20
Котельная с двумя котлами «Универсал-6»:					
для отопления	25	15	10	15	10
для пароснабжения	13	7	5	7	5
<i>Общественные учреждения и коммунально-бытовые потребители</i>					
Начальная школа на 40 учащихся	10	5	—	2	—
Общеобразовательная школа с мастерской:					
на 190 учащихся	55	14	7	20	10
на 190 учащихся, с электроплитой	115	40	20	42	20
Детские ясли-сад:					
50 мест	15	9	5	6	—
50 мест, с электроплитой	30	18	5	12	4
Административное здание (контора колхоза, совхоза) на 15—20 рабочих мест	25	15	10	8	—
Сельсовет с отделением связи	10	7	3	3	—
Дом культуры со зрительным залом на 400—600 мест	100	10	6	50	30
Сельская участковая больница на 50 коек	150	50	35	50	35
Сельская амбулатория на 3 врачебные должности	30	10	3	10	3
Столовая:					
25 мест	10	5	3	2	—
75—100 мест	20	12	6	4	—
Столовая с электронагревательным оборудованием на 50 мест	70	35	15	15	5
Торговый центр для поселков с населением 2 тыс. жителей (столовая, магазин, гостиница, комбинат бытового обслуживания)	60	40	30	25	15
Магазин продовольственный на 4 рабочих места	15	10	5	10	5
Комбинат бытового обслуживания на 6 рабочих мест	5	3	2	1	—
Баня	10	7	2	7	2
Прачечная производительностью 1 т белья в смену	80	25	15	25	15

Таблица 47.6. Ориентировочные показатели для определения электрических нагрузок предприятий в сельской местности

Наименование потребителя	Основной вид продукции	Единица измерения	Потребление электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч	Коэффициент мощности в максимум нагрузки		Смена	Годовое число использования максимальной нагрузки, ч
				дневной	вечерний		
Хлебоприемное предприятие	Зерно	т	2,5–3,5	0,70; 0,70	0,90; 0,75	I; II–III	1500 3000
Комбинат хлебобулочных изделий	Хлеб	т	20–40	0,75	0,90; 0,80	I–III	1500; 3000
	Мука	т	25–30	0,75	0,80	III	3000
	Крупа, макаронные изделия	т	80	0,75	0,80	III	3000
Мясокомбинат	Мясо, колбаса	т	60–75	0,75; 0,65	0,90; 0,80	I; II–III	1800; 2500
	Консервы	тыс. у. б.	50	0,75	0,70	II–III	2500
	Молоко	т	25	0,75	0,80	I–II	2500
	Сыр	т	165	0,75	0,85	I	2000
	Сухое молоко	т	300	0,75	0,80	II	2500
	Масло	т	120–100	0,75	0,80	I–III	1800–2500
Кондитерская фабрика	Кондитерские изделия	т	40	0,65	0,70	III	3000
Масложиркомбинат	Масло растительное	т	135–300	0,75	0,80	I–II	2000–2500
Пивзавод	Солод	т	45	0,75	0,80	I–II	2000–2500
	Пиво	тыс. дал	950	0,75	0,80	II	2500
Консервный завод	Консервы овощные	тыс. у. б.	50	0,70	0,75	II	2500
	Напитки	тыс. дал	180	0,75	0,80	II	2500
Завод безалкогольных напитков							
Сахарозавод	Сахар	т	30–50	0,70	0,75	III	3000
Винзавод	Вино	тыс. дал	170	0,70	0,90	I	1000
				0,75	0,80	II	1500
Спиртзавод	Спирт	дал	0,5–1,8	0,70	0,90	I	1800
				0,75	0,80	II	2500

Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здания и сооружения. Расчетная нагрузка на вводе к потребителям, имеющим только электроосвещение и до трех силовых электроприемников, приближенно может быть равной арифметической сумме установленных мощностей электроприемников и освещения. Нормы нагрузок электроосвещения некоторых сельскохозяйственных помещений приведены в табл. 47.4.

В общем случае расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные коммунальные предприятия, здания и сооружения принимаются по проектам электроснабжения этих объектов. Ориентировочные показатели для определения электрических нагрузок отдельных предприятий в сельской местности приведены в табл. 47.5 и 47.6.

Расчетные нагрузки животноводческих комплексов. При проектировании животноводческих комплексов расчетные нагрузки на вводах отдельных зданий и сооружений определяют по графику электрических нагрузок электроприемников.

Для построения графика электрических нагрузок необходимо знать технологический график работы силового, нагревательного и осветительного оборудования. По оси ординат откладывают присоединенные мощности, по оси абсцисс – длительность работы оборудования. Для определения расчетной нагрузки на построенном графике берут участок, где в течение получаса суммарная мощность наибольшая.

Для всех электроприемников, кроме электродвигателей, присоединенная мощность  $P_n$  равна номинальной  $P_{ном}$ . Для электродвигателей

$$P_n = \frac{P_{ном}}{\eta} k_3,$$

где  $k_3$  – средний коэффициент загрузки электродвигателя при данной технологической операции;  $\eta$  – КПД электродвигателя.

Значения коэффициентов загрузки для наиболее распространенного технологического оборудования приведены в табл. 47.7.

Установленная мощность светильников

Таблица 47.7. Значения коэффициентов загрузки

Оборудование	$\kappa_3$
Кормоприготовительные машины для измельчения:	
зерновых	0,8
сочных кормов и корнеплодов	0,6
грубых кормов	0,5
Транспортеры:	
скреповые	0,7
шнековые	0,4
Смесители кормов	0,6
Кормораздатчики	0,5
Доильные установки	0,8
Вентиляторы	0,8
Навозоуборочные транспортеры	0,5
Насосы, компрессоры	0,7
Нагревательные установки	1,0
Осветительные установки	1,0

определяется

$$P_y = P_{уд} S_{п},$$

где  $P_{уд}$  — удельная нагрузка освещения, Вт/м<sup>2</sup> (см. табл. 47.4);  $S_{п}$  — площадь помещения по наружному обмеру, м<sup>2</sup>.

Аналогично определяют расчетную реактивную нагрузку при известных коэффициентах мощностей электроприемников.

При отсутствии технологического графика работы оборудования расчетную активную нагрузку определяют

$$P_p = \sum_1^n \frac{P_{y\kappa_3}}{\eta} + \sum_1^m \frac{P_{y\kappa_3}}{\eta \cdot 0,5},$$

где  $P_y$  — установленная мощность каждого из  $n$  электроприемников, участвующих в формировании максимальной нагрузки и работающих во время ожидаемого максимума более 30 мин, кВт;  $P_{y\kappa}$  — установленная мощность каждого из  $m$  электроприемников, участвующих в формировании максимальной нагрузки и работающих менее 30 мин, кВт;  $t$  — длительность непрерывной работы каждого из электроприемников мощностью  $P_{y\kappa}$ , ч.

Электроприемники, создающие максимум электрических нагрузок, выявляют на основании анализа технологического процесса с учетом последовательности выполнения операций и организации работ.

Величину естественного коэффициента мощности ( $\cos \phi$ ) принимают в зависимости от отношения суммы установленных мощностей электродвигателей ( $P_{эд}$ ) к суммарной установленной мощности всех электроприемников ( $P_0$ ):

$P_{эд}/P_0$ . . . . .	0,98	0,93	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68	0,63	0,58	0,53
$\cos \phi$ . . . . .	0,73	0,75	0,77	0,79	0,8	0,81	0,83	0,84	0,85	0,86

Если установленная мощность тепловых (нагревательных) электроприемников ( $P_t$ ) составляет более 60% суммарной установленной мощности, то  $\cos \phi$  определяют в зависимости от отношения  $P_t/P_0$ :

$P_t/P_0$ . . . . .	0,95	0,85	0,78	0,73	0,68	0,63
$\cos \phi$ . . . . .	0,99	0,98	0,97	0,96	0,94	0,93

Расчетные нагрузки на вводах зданий и сооружений животноводческих комплексов, аналогичных по составу оборудования и режиму работы промышленным установкам (ремонтным цехам, котельным, компрессорным и насосным станциям и др.), можно определять в соответствии с «Указаниями по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [47.4].

Ориентировочные значения расчетных нагрузок на вводах животноводческих комплексов приведены в табл. 47.8.

### Определение электрических нагрузок сельских сетей 0,38–110 кВ

Электрические нагрузки сельских сетей 0,38–110 кВ определяют путем суммирования расчетных нагрузок на вводе потребителей для сети 0,38 кВ, на шинах трансформаторных подстанций (ТП) 6–20/0,4 кВ для сети 6–20 кВ, на шинах подстанций 35–110/6–20 кВ для сетей 35–110 кВ с учетом соответствующих коэффициентов одновременноности, отдельно для дневного и вечернего максимумов

$$S_d = \kappa_o \sum_{i=1}^n S_{d_i}, \tag{47.1}$$

$$S_b = \kappa_o \sum_{i=1}^n S_{b_i},$$

где  $S_d, S_b$  — расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки группы потребителей или на участке линии или на шинах подстанции, кВт·А;  $S_{d_i}, S_{b_i}$  — расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки на вводе  $i$ -го потребителя или  $i$ -го участка линии или на шинах  $i$ -й подстанции, кВт·А;  $\kappa_o$  — коэффициент одновременности.

Значения коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок по (47.1) в сетях 0,38 кВ приведены в табл. 47.9.

Если для участков линий 0,38 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью табл. 47.10. При этом к большей

Таблица 47.8. Электрические нагрузки животноводческих комплексов

Комплекс	Расчетная нагрузка на вводе			
	дневной максимум		вечерний максимум	
	$P_d$ , кВт	$Q_d$ , квар	$P_v$ , кВт	$Q_v$ , квар
По выращиванию и откорму свиней, тыс. голов в год:				
12	420	430	310	320
24	560	570	420	430
54	700	715	520	530
108	1250	1280	900	920
С электрообогревом молодняка на 12 тыс.	735	310	460	195
По выращиванию и откорму КРС, тыс. голов в год:				
5	300	265	260	230
10	450	400	340	300
Площадки по откорму КРС, тыс. ското-мест:				
10	175	150	110	95
20	270	240	190	170
30	335	300	235	200
По производству молока с количеством коров:				
400	105	90	105	90
800	165	145	165	145
1200	220	195	220	195
1600	300	265	300	265
2000	375	330	375	330
По выращиванию нетелей, тыс. ското-мест:				
3	320	240	200	170
6	480	360	320	240
Птицефабрики по производству яиц, тыс. кур-несушек:				
200	1350	1000	1350	1000
400	1850	1400	1850	1400
Птицефабрики мясного направления, тыс. бройлеров:				
250	230	100	230	100
500	400	170	400	170
Птицефабрики мясного направления, тыс. индюшат:				
250	1450	900	1450	8900
500	2050	1250	2050	1250
1000	2500	1550	2500	1550
Птицефабрика на 500 тыс. гусят	3210	2000	3210	2000

из двух слагаемых нагрузок прибавляется добавка от меньшей  $\Delta S$ .

Расчетные мощности на шинах 0,4 кВ подстанций 6–10/0,4 кВ (расчетные мощности ТП) определяют путем суммирования по табл. 47.10 расчетных нагрузок головных участков отходящих линий 0,38 кВ. При определении расчетной мощности подстанций без предварительного расчета линий 0,38 кВ потребителей разбивают на группы однородных, внутри которых максимумы нагрузок отдельных потребителей не отличаются более чем в 4 раза. Расчетную нагрузку каждой группы определяют по (47.1), а расчетные нагрузки всех групп суммируют по табл. 47.10. Коэффициенты мощности нагрузок при максимальной нагрузке на шинах 0,4 кВ подстанций принимают в зависимости от характера нагрузок по табл. 47.11.

Условно принято, что если один из видов потребителей – производственные или комму-

нально-бытовые – составляет менее 30% по установленной мощности, то характер нагрузки определяется преобладающим видом потребителей. В противном случае нагрузка считается смешанной.

Допускается определение расчетных нагрузок сети 0,38 кВ по одному максимуму дневному, если суммируются нагрузки производственных потребителей, или вечернему, если суммируются нагрузки коммунально-бытовых потребителей. Недостающий максимум можно определить, используя коэффициенты участия потребителей в вечернем  $\kappa_{ув}$  и дневном максимуме нагрузок  $\kappa_{уд}$ :

для производственных потребителей

$$S_v = \kappa_{ув} S_d;$$

для коммунально-бытовых потребителей

$$S_d = \kappa_{уд} S_v.$$

Таблица 47.9. Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Потребитель	Коэффициент одновременности при числе потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе, кВт/дом: до 2 свыше 2	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,5	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Таблица 47.10. Суммирование нагрузок в сетях 0,38 кВ

S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS
0,2	+0,2	19	+11,8	52	+35,4	100	+69,0	166	+120	232	+176
0,3	+0,2	20	+12,5	53	+36,1	102	+70	168	+122	234	+177
0,4	+0,3	21	+13,1	54	+36,8	104	+72	170	+123	236	+179
0,5	+0,3	22	+13,8	55	+37,5	106	+73	172	+124	238	+180
0,6	+0,4	23	+14,4	56	+38,2	108	+75	174	+126	240	+182
0,8	+0,5	24	+15,0	57	+38,9	110	+76	176	+127	242	+184
1,0	+0,6	25	+15,7	58	+39,6	112	+78	178	+129	244	+186
1,5	+0,9	26	+16,4	59	+40,3	114	+80	180	+130	246	+187
2,0	+1,2	27	+17,0	60	+41,0	116	+81	182	+132	248	+188
2,5	+1,5	28	+17,7	61	+41,7	118	+82	184	+134	250	+190
3,0	+1,8	29	+18,4	62	+42,4	120	+84	186	+136	252	+192
3,5	+2,1	30	+19,0	63	+43,1	122	+86	188	+138	254	+193
4,0	+2,4	31	+19,7	64	+43,8	124	+87	190	+140	256	+195
4,5	+2,7	32	+20,4	65	+44,5	126	+89	192	+142	258	+196
5,0	+3,0	33	+21,2	66	+45,2	128	+90	194	+144	260	+198
5,5	+3,3	34	+22,0	67	+45,9	130	+92	196	+146	262	+200
6,0	+3,6	35	+22,8	68	+46,6	132	+94	198	+148	264	+201
6,5	+3,9	36	+23,5	69	+47,3	134	+95	200	+150	266	+203
7,0	+4,2	37	+24,2	70	+48,0	136	+97	202	+152	268	+204
7,5	+4,5	38	+25,0	72	+49,4	138	+98	204	+153	270	+206
8,0	+4,8	39	+25,8	74	+50,2	140	+100	206	+155	272	+208
8,5	+5,1	40	+26,5	76	+52,2	142	+102	208	+156	274	+209
9,0	+5,4	41	+27,2	78	+53,6	144	+103	210	+158	276	+211
9,5	+5,7	42	+28,0	80	+55,0	146	+105	212	+160	278	+212
10	+6,0	43	+28,8	82	+56,4	148	+106	214	+161	280	+214
11	+6,7	44	+29,5	84	+57,8	150	+108	216	+163	282	+216
12	+7,3	45	+30,2	86	+59,2	152	+110	218	+164	284	+217
13	+7,9	46	+31,0	88	+60,6	154	+111	220	+166	286	+219
14	+8,5	47	+31,8	90	+62,0	156	+113	222	+168	288	+220
15	+9,2	48	+32,5	92	+63,4	158	+114	224	+169	290	+222
16	+9,8	49	+33,2	94	+64,8	160	+116	226	+171	292	+224
17	+10,5	50	+34,0	96	+66,2	162	+117	228	+172	294	+225
18	+11,2	51	+34,7	98	+67,6	164	+119	230	+174	296	+227
										298	+228
										300	+230

Таблица 47.11. Коэффициенты мощности нагрузок трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Нагрузка	Дневной максимум		Вечерний максимум	
	cos φ	tg φ	cos φ	tg φ
Производственная	0,70	1,02	0,75	0,88
Коммунально-бытовая	0,90	0,48	0,92	0,43
Смешанная	0,80	0,75	0,83	0,67

Таблица 47.12. Коэффициенты участия потребителей в дневном и вечернем максимуме нагрузок

Потребители	Коэффициент участия	
	K <sub>ув</sub>	K <sub>уд</sub>
Производственные	0,6	1
Коммунально-бытовые	1	0,3—0,4
Жилые дома с электроплитами	1	0,6
Смешанные	1	1

Таблица 47.13. Суммирование нагрузок в сетях 6–35 кВ

S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS
1	+0,6	34	+23,6	84	+62,5	250	+194	580	+465	910	+749
2	+1,2	35	+24,4	86	+64,0	260	+204	590	+474	920	+758
3	+1,8	36	+25,2	88	+65,5	270	+212	600	+483	930	+767
4	+2,5	37	+26,0	90	+67,0	280	+220	610	+492	940	+776
5	+3,1	38	+26,8	92	+68,5	290	+228	620	+500	950	+785
6	+3,7	39	+27,6	94	+70,0	300	+235	630	+508	960	+794
7	+4,3	40	+28,4	96	+71,5	310	+243	640	+517	970	+803
8	+5,0	41	+29,2	98	+73,0	320	+251	650	+525	980	+812
9	+5,6	42	+30,0	100	+74,5	330	+269	660	+534	990	+821
10	+6,3	43	+30,8	105	+78	340	+267	670	+543	1000	+830
11	+7,0	44	+31,6	110	+82	350	+275	680	+552	1020	+847
12	+7,7	45	+32,4	115	+86	360	+283	690	+561	1040	+865
13	+8,4	46	+33,2	120	+90	370	+291	700	+570	1060	+882
14	+9,0	47	+34,0	125	+94	380	+299	710	+578	1080	+900
15	+9,7	48	+34,8	130	+98	390	+307	720	+586	1100	+918
16	+10,4	49	+35,6	135	+102	400	+315	730	+594	1120	+935
17	+11,0	50	+36,5	140	+106	410	+323	740	+602	1140	+953
18	+11,6	52	+38,0	145	+110	420	+332	750	+610	1160	+970
19	+12,3	54	+39,5	150	+115	430	+340	760	+618	1180	+987
20	+13,0	56	+41,0	155	+119	440	+348	770	+626	1200	+1005
21	+13,7	58	+42,5	160	+123	450	+357	780	+634	1220	+1022
22	+14,4	60	+44,0	165	+127	460	+365	790	+642	1240	+1040
23	+15,1	62	+45,6	170	+131	470	+374	800	+650	1260	+1057
24	+15,8	64	+47,2	175	+135	480	+382	810	+659	1280	+1075
25	+16,5	66	+48,8	180	+139	490	+391	820	+668	1300	+1093
26	+17,5	68	+50,4	185	+143	500	+400	830	+667	1320	+1110
27	+18,0	70	+52,0	190	+147	510	+408	840	+686	1340	+1128
28	+18,8	72	+53,5	195	+151	520	+416	850	+695	1360	+1146
29	+19,6	74	+55,0	200	+155	530	+424	860	+704	1380	+1154
30	+20,4	76	+56,5	210	+162	540	+432	870	+713	1400	+1182
31	+21,2	78	+58,0	220	+170	555	+440	880	+722	1420	+1200
32	+22,0	80	+59,5	230	+178	560	+448	890	+731	1440	+1218
33	+22,8	82	+61,0	240	+186	570	+456	900	+740	1460	+1235
										1480	+1252
										1500	+1270

Значения коэффициентов  $k_{ув}$  и  $k_{уд}$  для различных потребителей приведены в табл. 47.12.

Значения коэффициентов одновременности для суммирования нагрузок по (47.1) в сетях 6–20 кВ приведены далее:

Количество подстанций 6–20/0,4 кВ	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент $k_o$	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Расчетные нагрузки участков линий 6–20 кВ определяют путем суммирования расчетных мощностей ТП 6–20/0,4 кВ, получающих электроэнергию по данным участкам. Если расчетные нагрузки подстанций отличаются друг от друга более чем в 4 раза, то суммирование проводится с помощью табл. 47.13 отдельно для дневного и вечернего максимумов.

Расчетные нагрузки на шинах 6–20 кВ трансформаторных подстанций 35–110/6–20 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок головных участков отходящих линий 6–20 кВ по табл. 47.13.

По значению максимальной (расчетной) нагрузки  $P_p$ , годовому числу часов использования максимума  $T_m$  можно приблизительно определить годовое потребление электроэнергии  $W$ , кВт·ч, на шинах трансформаторной подстанции 6–10/0,4 кВ:

$$W = P_p T_m.$$

В табл. 47.14 приведены значения времени  $T_m$  соответственно характеру нагрузки.

Расчетные нагрузки линий 35, 110 кВ определяются или с помощью табл. 47.13 аналогично определению расчетных нагрузок сети 6–20 кВ, или по (47.1) с коэффициентами одновременности, указанными далее:

Количество подстанций 35–110/6–20 кВ или линий 35, 110 кВ	2	3	4 и более
Коэффициент $k_o$	0,97	0,95	0,9

Коэффициент мощности нагрузок  $\cos \phi$  при расчете сетей 6–110 кВ определяют по графику рис. 47.2 в зависимости от отношения значения расчетных нагрузок потребителей  $P_n$

Таблица 47.14. Годовое число часов использования максимальной (расчетной) нагрузки

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования, ч, при нагрузке		
	производственной	коммунально-бытовой	смешанной
До 10	1100	900	1300
10–20	1500	1200	1700
20–50	2000	1600	2200
50–100	2500	2000	2800
100–250	2700	2350	3200
Более 250	2800	2600	3400

Таблица 47.15. Коэффициенты сезонности

Потребители	Коэффициенты $K_{сез}$			
	Зима	Весна	Лето	Осень
Несезонные	1	0,8	0,7	0,9
Орошение	0–0,1	0,3–0,5	1,0	0,2–0,5
Закрытый грунт на электрообогреве	0,3	1	0	0
Осенне-летние (зернотока, консервные заводы)	0,2	0	1	1

к суммарной расчетной  $P_0$ . Суммарная расчетная нагрузка складывается из производственных и коммунально-бытовых нагрузок.

Для традиционных сельскохозяйственных потребителей расчетная нагрузка определяется для зимних суток – зимний максимум. При наличии в зоне электроснабжения сезонных потребителей (парников, теплиц, оросительных установок и т. п.) и при условии, что сезонная нагрузка составляет летом более 30% суммарной нагрузки несезонных потребителей, весной – более 20%, осенью – более 10%, необходимо, помимо зимнего максимума, определять расчетные нагрузки соответствующего сезона. При этом суммируются нагрузки, умноженные на коэффициенты сезонности  $K_{сез}$ . Значения коэффициентов  $K_{сез}$  приведены в табл. 47.15. Выбор параметров сети производится по наибольшей из зимних и сезонных нагрузок.

**Определение расчетных нагрузок существующих сетей 10–110 кВ**

Значения электрической нагрузки сельскохозяйственных потребителей постоянно увеличиваются, так как растет степень электрификации производства и быта села. Для решения вопросов развития электрических сетей в сельских районах необходимо знать расчетные нагрузки на различных участках сетей с учетом

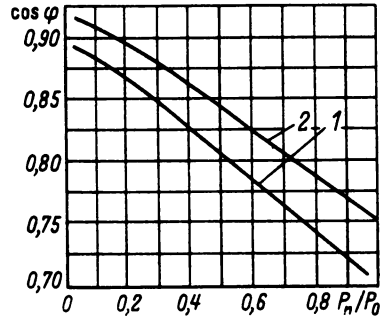


Рис. 47.2. Зависимость  $\cos \varphi$  от отношения  $P_n/P_0$  в максимум нагрузок: 1 – дневной; 2 – вечерний

роста нагрузок существующих потребителей и нагрузок новых потребителей, планируемых к строительству и вводу в рассматриваемый перспективный период.

Расчетные нагрузки сетей 10 кВ определяют исходя из существующей нагрузки трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ и нагрузок вновь вводимых потребителей, рассчитанных на установку новой ТП.

Расчетная нагрузка существующих ТП на расчетный период  $P_{р,тп}$  определяется по формуле

$$P_{р,тп} = P_{м,тп} K_n$$

где  $P_{м,тп}$  – существующая нагрузка ТП в исходном году, кВт;  $K_n$  – коэффициент роста нагрузки.

Исходным годом считается последний год, за который имеются данные о нагрузках и электропотреблении. Коэффициентом роста нагрузок называется отношение нагрузок расчетного и исходного годов. Значения коэффициента  $K_n$  соответственно видам потребителей и на продолжительность от исходного года до расчетного даны в табл. 47.16.

Существующие нагрузки ТП определяют по данным замеров максимальной мощности или по годовому потреблению электроэнергии.

Таблица 47.16. Коэффициенты роста нагрузок

Потребители	Коэффициенты роста нагрузок на продолжительность, лет			
	5	7	10	12
Коммунально-бытовые	1,2	1,3	1,8	2,0
Производственные	1,3	1,4	2,1	2,4
Смешанные и прочие несельскохозяйственные	1,3	1,4	2,0	2,2



Таблица 47.17. Коэффициенты мощности нагрузок

Преобладающая нагрузка или потребитель	Естественный коэффициент мощности	
	cosφ	tgφ
Производственная	0,8	0,75
Коммунально-бытовая	0,9	0,48
Животноводческие комплексы	0,75	0,88
Насосные мелко-массивные орошения	0,8	0,75
Теплицы, парники и другие электротепловые нагрузки	0,95	0,33

Для животноводческих комплексов, работающих с полной (проектной) нагрузкой, и перспективных населенных пунктов коэффициент роста принимается равным 1.

Расчетные нагрузки вновь вводимых потребителей (крупных механизированных ферм, животноводческих комплексов), других новых потребителей принимаются по проектам или по табл. 47.5 и 47.6. Коэффициенты роста нагрузок на 10-й и 12-й годы, приведенные в табл. 47.16, учитывают нагрузки всех потребителей, включая новые.

Определение реактивных нагрузок и суммирование нагрузок по участкам сетей 10 кВ проводится аналогично изложенному ранее.

Для расчетов сетей 35–110 кВ с учетом роста нагрузок определяются расчетные электрические нагрузки на шинах 10 кВ действующих центров питания (ЦП) – подстанций 35–110/10 кВ. Расчетные нагрузки на конец расчетного периода состоят из двух составляющих:

общей нагрузки ЦП без нагрузок вновь вводимых крупных потребителей;

нагрузки вновь вводимых крупных потребителей (животноводческих комплексов, птицефабрик, тепличных комбинатов, объектов водного хозяйства и других потребителей с единичной расчетной нагрузкой 200 кВт и выше).

Первая составляющая нагрузки определяется исходя из существующих нагрузок ЦП –  $P_{м,цп}$  (по данным замеров) и коэффициенту роста нагрузок  $k_n$  [47.2].

Вторая составляющая нагрузки ЦП определяется по данным проектов вновь вводимых крупных потребителей или принимается из табл. 47.5 и 47.6.

Расчетные нагрузки на ЦП рекомендуется определять для одного из максимумов, дневного или вечернего, так как разница в получаемых результатах расчетов двух максимумов для сетей 35–110 кВ, как правило, незначительна.

Расчетная активная нагрузка каждого из действующих ЦП на расчетный год определяется по формуле

$$P_{р,цп} = P_{м,цп} k_n + k_o \sum (P_{кр} k_{сез}),$$

где  $\sum P_{кр}$  – арифметическая сумма нагрузок крупных потребителей.

Коэффициент сезонности  $k_{сез}$  учитывается отдельно для каждого из крупных потребителей (табл. 47.16). Коэффициент одновременности максимальных нагрузок потребителей на ЦП в зависимости от числа потребителей и принимается:

п . . . . .	2–3	4–6	7–15	16 и более
$k_o$ . . . . .	0,9	0,85	0,8	0,7

Для определения расчетной реактивной мощности на шинах 10 кВ ЦП используются значения естественных коэффициентов мощности, приведенных в зависимости от вида преобладающей нагрузки на ЦП в табл. 47.17.

В основу метода определения нагрузок электрических сетей 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения с применением сельскохозяйственной техники положено суммирование расчетных нагрузок, представленных в вероятностной форме на вводах потребителей или на шинах трансформаторных подстанций (47.1).

## 47.2. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Электроснабжение сельскохозяйственных районов может осуществляться от районных энергетических систем (централизованное электроснабжение) или от районных или поселковых электростанций (местное или децентрализованное электроснабжение).

В настоящее время сельскохозяйственные потребители в основном имеют централизованное электроснабжение, осуществляемое от шин станций и ТП энергосистем или тяговых ТП электрифицированных железных дорог. Местное электроснабжение характерно для малонаселенных и труднодоступных районов.

Основная особенность электроснабжения сельского хозяйства по сравнению с электроснабжением промышленности и городов – это подвод электроэнергии к большому количеству сравнительно маломощных рассредоточенных объектов.

В настоящее время в связи с переходом сельского хозяйства на промышленную основу, строительством крупных животноводческих комплексов, ростом электропотребления на производстве и в быту единичные мощно-

сти электропотребителей растут. Но структура организации сельскохозяйственного производства, малая плотность населения сельских районов определяют малую плотность электрических нагрузок и значительную протяженность электрических сетей.

Основой системы сельского электроснабжения являются электрические сети напряжением 0,38–110 кВ, от которых снабжаются электроэнергией преимущественно (более 50% по расчетной нагрузке) сельскохозяйственные потребители, включая коммунально-бытовые, объекты мелиорации и водного хозяйства, а также предприятия и организации, предназначенные для бытового и культурного обслуживания сельского населения.

Электрические сети сельскохозяйственного назначения делятся на два вида: питающие и распределительные.

Питающие сети служат для передачи электроэнергии от шин станций и ТП энергосистем к промежуточным трансформаторным ТП. Эти сети состоят из линий 35 и 110 кВ и ТП 35–110/10 кВ.

Распределительные сети состоят из линий напряжением 6, 10, 20 кВ и ПС 6/0,4; 10/0,4; 20/0,4 кВ.

Напряжение 6 кВ допускается только при расширении существующих сетей данного напряжения. Распределительные сети 20 кВ нашли применение лишь в ряде районов страны (например, в Прибалтике). Далее все распределительные сети напряжением 6, 10, 20 кВ условно будут называться сетями 10 кВ.

При расположении сельскохозяйственных объектов вблизи линий 35 кВ и при значительном удалении их от подстанций 35/10 кВ электроснабжение потребителей целесообразно осуществлять от ТП ПС 35/0,4 кВ (подстанций «глубокого ввода»).

Распределительные сети низкого напряжения состоят из линий напряжением 0,38 кВ и непосредственно питают электроэнергией присоединенные к ним электроприемники.

В настоящее время в основном применяется трехступенчатая система распределения электроэнергии 110/35/10/0,4 кВ с двухступенчатыми подсистемами 110/35/0,4 кВ и 110/10/0,4 кВ.

#### **Питающие сети сельскохозяйственного назначения**

Питающие сети 35–110 кВ сельскохозяйственного назначения отличаются от аналогичных сетей в других отраслях энергетики относительно небольшими передаваемыми мощностями, что влияет в основном на выбор оборудования.

*Воздушные линии (ВЛ) 35–110 кВ* выполняются на железобетонных или деревянных опорах. Металлические опоры применяют при технико-экономическом обосновании (на переходах повышенной сложности и ответственности, в сложных горных условиях, в стесненных условиях при входе и на выходе от ТП и т. п.) в тех случаях, когда нет заменяющих опор из железобетона или антисептированной древесины. Применение деревянных опор рекомендуется для ВЛ в лесных районах страны и в районах с повышенными гололедными и ветровыми нагрузками.

На ВЛ 35 кВ благодаря относительно небольшому сечению проводов можно применять как подвесные, так и штыревые изоляторы. На ВЛ 110 кВ применяют провода марки АС (сечением 70–240 мм<sup>2</sup>), на ВЛ 35 кВ – марок АС АЖ (сечением 50–150 мм<sup>2</sup>). Сечение проводов выбирается по экономическим интервалам нагрузки.

*Трансформаторные подстанции (ТП) 35–110/10 кВ*, применяемые для электроснабжения сельскохозяйственных районов, имеют один или два трансформатора напряжением 35/10 кВ, мощностью 630–6300 кВ·А; 110/10 кВ – 2500 – 10000 кВ·А; 110/35/10 кВ – 6300 – 16000 кВ·А.

Двухтрансформаторная подстанция устанавливается в следующих случаях:

- 1) при расстоянии до ближайшей ПС 35–110/10 кВ больше 45 км;
- 2) водоемы, полигоны и прочие препятствия не дают возможности зарезервировать хотя бы одну из линий 10 В от соседней подстанции;
- 3) по расчетной нагрузке требуется установить один трансформатор мощностью более 6300 кВ·А;
- 4) невозможно заменить поврежденный трансформатор в течение суток с момента повреждения;
- 5) невозможно обеспечить нормированное отклонение напряжения у потребителей I категории в послеаварийном режиме при резервировании их по линиям 10 кВ от соседних подстанций;
- 6) при питании от ТП потребителей I категории и невозможности обеспечить резервирование по линиям 10 кВ от соседних подстанций;
- 7) при шести или больше линий 10 кВ,ходящих от шин подстанции;
- 8) при наличии специальных обоснований.

Во всех остальных случаях предусматриваются однострансформаторные ТП.

Мощность трансформаторов должна выбираться с учетом нагрузочной способности в нормальном и послеаварийном режимах.

Для выбора мощности трансформатора 35/10 кВ однострансформаторной ТП можно использовать интервалы экономических нагрузок. Для двухтрансформаторной ТП рекомендуется устанавливать трансформаторы одинаковой мощности, причем мощность каждого из них выбирается в пределах 65–70% расчетной нагрузки подстанции на конец расчетного периода.

Для обеспечения требуемого качества электроэнергии у сельскохозяйственных потребителей следует устанавливать силовые трансформаторы с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Схемы электрических соединений ТП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) обеспечивать требуемую степень надежности электроснабжения потребителей и транзита мощности через ТП в нормальном, послеаварийном режимах и при ремонте отдельных элементов;

2) учитывать перспективу развития;

3) обеспечивать поэтапное развитие распределительных устройств (РУ) без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;

4) обеспечивать возможность проведения ремонтно-эксплуатационных работ по отдельным элементам схемы без отключения соседних присоединений.

Выбор схем РУ 35–110 кВ должен производиться на основании типовой сетки схем [47.2] и технико-экономического расчета. В системе сельского электроснабжения применяются в основном тупиковые, ответвительные и проходные ТП. В основу всех типовых схем сельских ТП 35–110/10 кВ на высшем напряжении положены две принципиально различные схемы: «блок – линия – трансформатор» (блочная схема) для тупиковых и ответвительных ПС и «мостик» (мостиковая схема) для проходных.

В РУ 35–110 кВ выключатели предусматриваются при мостиковых схемах проходных однострансформаторных и двухтрансформаторных ТП, что позволяет разделить питающую линию на части – секционировать и тем самым повысить надежность электроснабжения потребителей.

Выключатели в цепях трансформаторов применяют при блочных схемах и мостиковых схемах наряду с применением схем с короткозамыкателями и отделителями при секционировании сборных шин 35–110 кВ на узловых двухтрансформаторных ТП.

Схемы электрических соединений РУ 10 кВ одинаковы для всех ТП 35–110/10 кВ. Для ТП с одним и двумя трансформаторами

применяются одиночные соответственно не-секционированная и секционированная системы сборных шин.

Все вновь сооружаемые и реконструируемые ТП, как правило, должны проектироваться с применением серийно выпускаемых комплектных и комплектных блочных трансформаторных подстанций (КТП, КТПБ). Применение некомплектного оборудования должно быть специально обосновано.

На сельских ТП 35–110 кВ применяются РУ 35 и 110 кВ открытого типа, РУ 10 кВ с применением шкафов КРУН; используются оперативный переменный ток и более простые виды защит от повреждений и ненормальных режимов.

Номенклатура, технические характеристики применяемых в сельском электроснабжении ТП 35–110/10 кВ приведены в [47.2].

### Распределительные сети 10 кВ

*Распределительные линии 10 кВ* по экономическим соображениям, как правило, выполняются воздушными. Кабельные линии предусматриваются в тех случаях, когда по ПУЭ строительство воздушных линий (ВЛ) не допускается, т. е. при распределении электроэнергии по территории комплексов, а также сельскохозяйственных объектов с плотной застройкой или если имеется технико-экономическое обоснование.

На ВЛ 10 кВ применяют цельностоечные деревянные и железобетонные опоры, опоры с приставками и специальные металлические для переходов через инженерные сооружения. Следует предусматривать, как правило, применение опор цельностоечных. Выбор материала опор производят аналогично рекомендациям, данным для ВЛ 35 кВ.

В табл. 47.18 приведены рекомендуемые в настоящее время марки и сечения проводов для ВЛ 10 кВ различных климатических условий с учетом необходимой механической прочности линий, а также экономических соображений [47.2].

Для кабельных линий должны использоваться преимущественно облегченные силовые кабели с алюминиевыми жилами и полихлорвиниловой или полиэтиленовой изоляцией в полихлорвиниловой или полиэтиленовой оболочке.

Выбор марок и сечений проводов, сечений кабелей распределительных сетей 10 кВ следует проводить по экономическим интервалам нагрузок (из условия минимума приведенных затрат).

Выбранные сечения кабелей проверяются на термическую стойкость к токам КЗ.

Таблица 47.18. Провода для ВЛ 10 кВ

Район по климатическим условиям		Сечение проводов, мм <sup>2</sup>						
		алюминиевых и из алюминиевого сплава АВ-Е				сталеалюминиевых		стальных
ветровой	по гололеду	АЖ	АН	Ап	А	АпС	АС	ПС
I – IV	I – II	–	35 – 50	50 – 70	50 – 120	–	25	25
I – IV	III	35 – 50	50 – 70	50 – 70	50 – 120	35	35 – 50	25
I – IV	IV и особый	50	50 – 70	50 – 70	70 – 120	35	35 – 50	25

Трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 и 35/0,4 кВ применяются, как правило, тупиковые или ответвительные однотрансформаторные, мощностью 25–630 кВ·А. Двухтрансформаторные ТП (тупиковые и проходные) мощностью 160–630 кВ·А сооружаются для электроснабжения сельскохозяйственных комплексов и других объектов I категории по требованиям надежности, а также при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Мощность трансформатора однотрансформаторной ТП выбирается по экономическим интервалам нагрузки. Для двухтрансформаторной ТП следует выбирать трансформаторы равной мощности, причем номинальная мощность каждого из них должна, как правило, составлять 0,6–0,65 максимальной нагрузки ТП на конец расчетного периода.

Регулирование напряжения силовых трансформаторов осуществляется устройством переключения ответвлений без возбуждения (ПВБ). Применение трансформаторов с РПН требует специальных обоснований.

С целью снижения несимметрии напряжений на ТП с преобладающей коммунально-бытовой нагрузкой рекомендуется применять трансформаторы мощностью до 250 кВ·А со схемой соединения обмоток «звезда–зигзаг» с выведенной нейтралью обмотки 0,4 кВ.

ТП по конструкции могут быть закрытыми и наружной установки (мачтовые или КТП). ТП закрытого типа (в зданиях) могут применяться в следующих случаях:

- 1) для электроснабжения сельскохозяйственных комплексов;
- 2) в районах с расчетными температурами ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ , со снежными заносами, с загрязненной атмосферой, пыльными бурями;
- 3) в поселках городского типа с уплотненной застройкой.

При проектировании электроснабжения крупных комплексов рекомендуется предусматривать закрытые ТП или КТП внутренней установки, пристраиваемые и встраиваемые в производственные здания.

Применение мачтовых подстанций допускается в отдельных случаях при наличии лесоматериалов, когда по климатическим условиям, условиям транспортировки и другим условиям они более приемлемы, чем КТП.

Для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей широко применяются тупиковые однотрансформаторные КТП мощностью 25–250 кВ·А, КТП проходного типа (КТПП) и тупикового типа (КТПТ) мощностью 250–630 и  $2 \times (250-630)$  кВ·А [47.2].

КТП 35/0,4 кВ с одним трансформатором мощностью 100–250 кВ·А монтируют на АП-образных железобетонных опорах. От ТП 10/0,4 кВ такие подстанции отличаются только номинальным напряжением разрядителей, предохранителей, разрядников на стороне высокого напряжения.

В сельском электроснабжении иногда для питания небольших по мощности потребителей применяют двухпроводные ответвления от ВЛ 10 кВ с установкой ТП с однофазными трансформаторами мощностью до 10 кВ·А непосредственно на опоре ВЛ.

Распределительные сети 0,38 кВ, как правило, выполняют воздушными. Кабельные линии в сельском электроснабжении применяют для распределения электроэнергии в поселках городского типа, на птицефабриках и животноводческих комплексах.

Сельские сети 0,38/0,22 кВ работают с глухозаземленной нейтралью. Магистральные ВЛ выполняют пятипроводными: три фазных, нулевой и фонарный провода. Фонарный провод служит для присоединения светильников наружного освещения. От магистрали отходят двухфазные трехпроводные и однофазные двухпроводные ответвления.

Нулевой провод сети заземляют у трансформатора, в конце каждого участка ВЛ, на длинных участках через 100–150 м, на вводах в здания, электроустановки которых по ПУЭ подлежат заземлению.

При проектировании ВЛ рекомендуется применять провода А-16–А-120, а в гололедных районах – АН-16, АН-25, Ап-35, Ап-50,

А-70—А-120. Для ответвлений от ВЛ к вводам в здания при небольшой мощности могут использоваться стальные однопроволочные провода диаметром 3 и 4 мм. Опоры допускают подвеску сталеалюминиевых проводов АС сечением до 25—50 мм<sup>2</sup>. Количество разнотипных по материалу и сечению проводов, применяемых на участках ВЛ, должно быть минимальным и не превышать 3—4.

Сечения проводов ВЛ 0,38 кВ определяют исходя из минимума затрат на сооружение и эксплуатацию по экономическим интервалам нагрузок. При этом должно быть обеспечено надежное срабатывание защиты при однофазных КЗ и пуск мощных асинхронных короткозамкнутых электродвигателей с соблюдением норм по колебаниям напряжения.

Нулевой провод должен иметь одинаковую проводимость с фазным проводом на линиях, питающих животноводческие и птицеводческие фермы. При невозможности обеспечения другими средствами необходимой селективности защиты линии от однофазных КЗ допускается применение нулевого провода большего сечения, чем фазных проводов. Во всех остальных случаях проводимость нулевого провода должна быть не менее 50% проводимости фазных проводов.

При проектировании кабельных линий следует преимущественно использовать облегченные кабели с пластмассовой изоляцией и оболочкой при прокладке в траншеях. Выбор сечений кабелей производится по допустимому нагреву.

#### **Основные принципы построения схем электроснабжения сельского хозяйства**

Практически во всех обжитых районах страны существуют системы распределения электроэнергии для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Для повышения надежности существующего электроснабжения и повышения качества электроэнергии, а также для обеспечения электроснабжения новых потребителей и расширения зоны централизованного электроснабжения необходимо дальнейшее развитие электрических сетей сельскохозяйственного назначения. Для обоснования технических решений по развитию сетей разрабатываются схемы развития питающих сетей 35—110 кВ и распределительных сетей 10 кВ. Они предназначаются для использования при текущем и перспективном планировании развития сетей на пятилетку и являются основой для составления проектов строительства и реконструкции линий 10—110 кВ, ПС 35—110 кВ.

При выборе схемы электроснабжения при развитии должны быть удовлетворены следующие основные требования:

1) максимальное использование существующих сетей напряжением 10—110 кВ с необходимыми расширением и реконструкцией существующих подстанций и линий;

2) обеспечение надежного электроснабжения с учетом категорий потребителей по надежности;

3) обеспечение требуемого качества электроэнергии;

4) гибкость схем, т. е. их приспособляемость к различным режимам передачи и распределения мощности при изменении нагрузок потребителей, включая послеаварийные режимы работы сети;

5) возможность последующего (за расчетным периодом) развития электрических сетей без больших изменений.

Выбор схем электроснабжения зависит в основном от следующих факторов:

количества и размещения потребителей по рассматриваемой территории;

значений расчетных нагрузок потребителей;

категории потребителей по надежности электроснабжения;

количества и расположения опорных подстанций энергосистем.

Число возможных вариантов схем построения и конфигурации электрических систем, обладающих разными технико-экономическими показателями, может быть большим. Выбор наиболее целесообразного варианта является довольно сложной задачей проектирования и возможен с применением вычислительной техники по разработанным программам [47.2, 47.4].

Общие принципы выбора схем электроснабжения потребителей следующие.

Выбор схем электроснабжения для новых животноводческих комплексов и других крупных потребителей, а также существующих потребителей при росте их нагрузок производится путем технико-экономического сравнения вариантов питания их от действующих ЦП (подстанций 35—110/10 кВ) по сетям 10 кВ с учетом их расширения с вариантами строительства дополнительных (разукрупняющих) ТП 35—110/10 кВ. Для комплексов основное их питание осуществляется, как правило, по новым, специально для них предусматриваемым линиям 10 кВ, подключенным к независимым источникам.

Если существующие сети 35 кВ не обеспечивают передачу требуемых расчетных электрических мощностей, то предусматривается увеличение их пропускной способности путем:

1) строительства дополнительных (новых) участков ВЛ 35 кВ;

2) перевода существующих сетей 35 кВ на напряжение 110 кВ;

3) строительства дополнительных ТП 110/35/10 кВ.

Аналогично решается вопрос повышения пропускной способности сетей 110 кВ.

Радиальная схема сетей, получившая широкое распространение на первом этапе электрификации сельского хозяйства, проектируется только в отдельных случаях с учетом в перспективе кольцевания сетей.

Двойная радиальная схема сети, при которой дублируются линии по параллельным трассам, широко не применяется по экономическим соображениям и возможна в отдельных случаях при соответствующем обосновании.

Самой распространенной в настоящее время является кольцевая схема сетей, при которой осуществляется двустороннее питание ТП 35–110/10 кВ. При кольцевании сетей 10 кВ магистральные линии 10 кВ с ответвлениями для присоединения потребителей, как правило, должны иметь двустороннее питание от разных ЦП или от одного ЦП с двусторонним питанием от ВЛ 35–110 кВ.

Для электроснабжения потребителей I категории применяются петлевые схемы электрических сетей 10 кВ.

### 47.3. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

#### Основные требования к надежности электроснабжения и оценка уровня надежности

По требованиям к надежности сельскохозяйственных потребителей электрической энергии делят на три категории.

К I категории относят потребителей, нарушение электроснабжения которых влечет за собой значительный материальный ущерб вследствие массовой порчи продукции и серьезное расстройство технологического процесса. Крупные животноводческие фермы и комплексы, производящие продукцию на промышленной основе, являются потребителями I категории. Категория надежности крупных ферм и комплексов и их отдельных электроприемников определяется по показателям табл. 47.19, 47.20 [47.3].

К I категории также относят электроприемники особо важных объектов несельско-

Таблица 47.19. Потребители I категории

Фермы и комплексы	Производственная мощность
По производству молока	400 и более голов
По выращиванию и откорму свиней	12 тыс. и более голов в год
По выращиванию и откорму молодняка крупного рогатого скота	5 тыс. и более голов в год
Открытые площадки по откорму молодняка крупного рогатого скота	5 тыс. и более ското-мест
По откорму коров мясных пород (с законченным оборотом стада)	600 и более голов
Племенные хозяйства и хозяйства по выращиванию ремонтного молодняка:	
кур	25 тыс. и более голов в год
гусей, уток и индюшек	10 тыс. голов и более
кур-несушек	100 тыс. голов и более
мясных цыплят	1 млн. и более голов

хозяйственного назначения, расположенных в сельской местности: операционные отделения больниц, родильные дома и т. д.

Потребители I категории должны быть обеспечены резервным электроснабжением. Источником резервного питания могут быть сети электроэнергетической системы или специальная резервная электростанция. Выбор источника резервного питания решается путем технико-экономического сравнения различных вариантов.

Резервные источники электроснабжения наиболее ответственных потребителей I категории должны вводиться в действие автоматически. При неавтоматическом вводе в действие резервное питание должно быть обеспечено не позднее 25 мин после отключения основного источника электроснабжения.

Крупные фермы и комплексы как потребители I категории необходимо снабжать электроэнергией от двух независимых источников питания. При выходе из строя любого из источников оставшийся в работе должен обеспечить покрытие нагрузок электроприемников I и II категорий при снижении напряжения на значение не более  $\pm 10\%$  номинального.

Ко II категории относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых свыше 3,5 ч приводит к нарушению производственного процесса, снижению выхода сельскохозяйственной продукции и ее частичной порче. При плановых отключениях электроприемников II категории длительность одного перерыва электроснабжения не должна превышать 3,5 ч. В течение суток допускаются повторные плановые отключения через 2 ч. Их не допу-

Таблица 47.20. Категории надежности основных электроприемников крупных ферм и комплексов

Предприятие	I категория	II категория
По производству молока	Системы доения, охлаждения, сбора, первичной обработки и переработки молока, микроклимата, дежурного освещения	Системы обогрева животных, раздачи кормов, водоснабжения и уборки навоза
По выращиванию и откорму свиней	Линии подготовки и раздачи кормов для подсосных поросят, установки микроклимата, дежурного освещения	Линии подготовки и раздачи кормов для взрослых свиней, установки навозоудаления
По выращиванию и откорму крупного рогатого скота на мясо	Линии подготовки и раздачи кормов для телят до четырехмесячного возраста, установки микроклимата помещения телят, системы дежурного освещения	Линии подготовки и раздачи кормов и установки микроклимата для молодняка крупного рогатого скота на откорме, установки навозоудаления, приготовления и раздачи кормов на открытых площадках
Для производства продуктов птицеводства	Установки кормоприготовления, приема и раздачи кормов, поения птиц, местного обогрева молодняка до 30-дневного возраста, сбора, приема и обработки яиц, систем вентиляции, микроклимата и технологического освещения	Установки для удаления помета, убоя и переработки птицы

скают в часы работы электрифицированных доильных установок.

К III категории относятся все остальные потребители, не подходящие под определение I и II категорий.

Для электроприемников III категории допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более 1 сут.

Уровень надежности системы электроснабжения на определенном сложившемся этапе развития техники в конечном счете определяется затратами на сооружение и эксплуатацию системы. Повышение уровня надежности, как правило, связано с увеличением затрат на сооружение и эксплуатацию системы. Однако при этом уменьшается ущерб от перерывов электроснабжения потребителей. Экономически целесообразная степень надежности будет соответствовать минимуму суммарных приведенных затрат с учетом вероятного годового народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения.

Для оценки надежности электроснабжения принимается для линий число аварий на 100 км линий в год, для ТП — число повреждений на одну ТП в год и средняя продолжительность одного отключения в часах, определяемые статистическими методами.

В тех случаях, когда отсутствуют данные об ущербах от перерывов в электроснабжении, возможен другой подход к оценке уровня надежности, заключающийся в нормировании общей продолжительности отключения потребителей.

При проектировании распределительных электрических сетей сельскохозяйственного

назначения (по методике ВГПИ и НИИ Сельэнергопроект) в качестве показателя надежности может быть принята эквивалентная продолжительность отключений

$$T = T_{ав} + \gamma T_{пл},$$

где  $T_{ав}$ ,  $T_{пл}$  — соответственно продолжительности аварийных и плановых отключений, ч/год;  $\gamma$  — коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений,  $\gamma = 0,33$ .

Расчетная допустимая продолжительность перерывов электроснабжения для потребителей I категории принимается равной нулю. Максимально допустимая эквивалентная продолжительность отключений остальных потребителей не должна превышать 25 ч/г.

Удельные значения эквивалентной продолжительности отключений отдельных элементов сельских электрических сетей приведены в табл. 47.21 [47.3].

В общем случае эквивалентную продолжительность отключений потребителей электроэнергии за год определяют по формуле

$$T = \alpha_n l_n + \alpha_t + \alpha_p (l_p - \Delta l_B) - \alpha_p \beta \Delta l_{рд} + \alpha_{тп} + \alpha_n l_n,$$

где  $l_n$  — длина нерезервированной линии 35(110) кВ, при отключении которой нарушается электроснабжение потребителей, км;  $l_p$  — суммарная длина всех участков линии 10(6) кВ, км;  $l_n$  — длина нерезервированной линии 380/220 В, при отключении которой нарушается электроснабжение потребителей, км;  $\Delta l_B$  — суммарная длина участков линий 10(6) кВ, при аварийных и плановых отключениях которых электроснабжение потребителей не нарушается благодаря срабатыванию сек-

Таблица 47.21. Удельные значения эквивалентной продолжительности отключений элементов сети

Элемент распределительной сети	Условные обозначения	Единица измерения	Удельная эквивалентная продолжительность
Питающая ВЛ 110 кВ одноцепная (двухцепная)	$\alpha_{п1}$	ч/год·км	0,4 (0,16)
Питающая ВЛ 35 кВ одноцепная (двухцепная)	$\alpha_{п2}$	ч/год·км	0,7 (0,28)
Распределительная ВЛ 10(6) кВ	$\alpha_{р}$	ч/год·км	0,9
Кабельная линия 10 кВ	$\alpha_{р}$	ч/год·км	0,5
Низковольтная ВЛ 380/220 В	$\alpha_{н}$	ч/год·км	4,3
Однотрансформаторная районная подстанция 35/110/10 кВ	$\alpha_{т}$	ч/год	12
Трансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ	$\alpha_{тп}$	ч/год	2,7

ционирующих выключателей, км;  $\Delta l_{рд}$  — суммарная длина участков линий 10(6) кВ, при плановых отключениях которых электроснабжение потребителей не нарушается благодаря применению секционирующих разъединителей, км;  $\beta$  — коэффициент, представляющий собой отношение продолжительности плановых отключений линий 10(6) кВ к эквивалентной продолжительности отключений ( $\beta = 0,25$ ).

При двух питающих линиях принимают  $\alpha_{п1п} \approx 0,4$ . Для двухцепной питающей линии  $\alpha_{п1п} = 0,4$ , а при двух силовых трансформаторах на районной подстанции  $\alpha_{т} \approx 0$ .

При проектировании сетей осуществляется выбор вариантов типовых схем, начиная с простейших (без секционирования и резервирования) [47.3]. Окончательно отбирают схему, обеспечивающую эквивалентную продолжительность отключений не выше нормированной при наименьших приведенных затратах.

#### Ущерб сельскохозяйственных потребителей от перерывов в электроснабжении

Определение ущерба сельскохозяйственному производству от перерывов в электроснабжении является достаточно сложной задачей, требующей учета количества различных факторов.

Так, на ряде сельскохозяйственных предприятий нарушение электроснабжения приводит к необходимости перестройки технологии производства и организации труда, что связано с увеличением ущерба.

По некоторым технологическим процессам приходится учитывать ущерб от перерывов

Таблица 47.22. Составляющие народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения сельского хозяйства

Составляющие ущерба	Содержание составляющих
Первая составляющая ущерба	Недоиспользование основных фондов предприятий (простой оборудования, рабочей силы), а также недоиспользование животных, составляющих значительную часть стоимости животноводческих ферм
Вторая составляющая ущерба	Порча сырья и оборудования, порча или невозвратимая потеря готовой продукции и полуфабрикатов, а также гибель животных или снижение их продуктивности в дальнейшем
Ущерб в энергосистемах, системный ущерб	Недоиспользование оборудования и снижение производительности труда персонала электрических станций и сетей

вов в электроснабжении: снижаются удои, уменьшается яйценоскость.

Народнохозяйственный ущерб от перерывов в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей складывается из ущерба, наносимого непосредственно производству, и ущерба в энергосистеме, от которой питаются данные потребители, системного ущерба (табл. 47.22).

Одна из методик определения ущерба по сельскохозяйственным объектам изложена в [47.4].

Удельные ущербы по сельскохозяйственному предприятию определяют за недоотпущенную электроэнергию, руб/(кВт·ч), и на одно животное на 1 ч перерыва, руб/животное [47.4, 47.5].

При приближенных расчетах для хозяйств Центральной зоны страны можно принимать средний удельный ущерб на недоотпущенную электроэнергию от всех видов перерывов для потребителей II и III категорий равным 0,6–0,9 руб/(кВт·ч).

Системный ущерб пропорционален всей недоотпущенной электроэнергии независимо от категорийности потребителей (производственная и коммунально-бытовая нагрузка). Этот ущерб можно считать равным приведенным затратам на электроэнергию за вычетом топливной составляющей. В настоящее время для приближенных расчетов значение удельного системного ущерба можно принять равным 4,0–4,5 коп/(кВт·ч).

#### Мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей

Повышение уровня надежности электроснабжения является технико-экономической за-



дачей. Как уже отмечалось, выбор средств обеспечения надежного электроснабжения можно проводить исходя из минимума приведенных затрат с учетом ущерба от перерывов в электроснабжении или при отсутствии данных об ущербах – по допустимому нормированному времени отключения потребителей.

Для обеспечения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей предусматриваются следующие технические мероприятия: повышение надежности отдельных элементов электрических сетей и в том числе за счет применения новых материалов; секционирование сетей при помощи выключателей с АПВ, автоматических отделителей и разъединителей; резервирование как сетевое, так и местное, энергетическое и технологическое; приближение напряжений 35–110 кВ к потребителям, разукрупнение ПС 35–110 кВ, позволяющее сократить протяженность электрических сетей 10 кВ; увеличение количества двухтрансформаторных ПС 35–110 кВ и подстанций с двусторонним питанием; разукрупнение ТП напряжением 10/0,4 кВ и раздельное питание от них производственных и коммунально-бытовых потребителей; применение батарей статических конденсаторов для компенсации реактивной мощности.

Рассмотрим основные из этих мероприятий более подробно.

Секционирование ВЛ, уменьшая отключаемую при авариях протяженность сети, снижает число отключений понизительных ПС. Применяется неавтоматическое и автоматическое секционирование. Неавтоматическое секционирование в первую очередь снижает число и длительность преднамеренных отключений; оно выполняется при помощи линейных разъединителей в дополнение к автоматическому секционированию. Наличие секционирующих разъединителей облегчает отыскание замыканий на землю, уменьшает число потребителей, отключаемых при ремонтных работах. На распределительных линиях напряжением до 35 кВ включительно необходимо устанавливать разъединители на всех ответвлениях, длина которых больше 1,5–2 км, а на ВЛ 35 кВ, питающих ТП 35/10 кВ, на всех ответвлениях длиной более 0,5 км. При длине ответвлений к потребительским ТП 100–200 м рекомендуется устанавливать подстанционные разъединители в начале ответвлений.

При автоматическом секционировании ВЛ разбивают на участки, в начале которых устанавливают специальные секционирующие аппараты, отключающие поврежденные участки, не нарушая нормальной работы остальной части линии. Оптимальные места установки сек-

ционирующих аппаратов определяются из условия максимального сокращения ущерба сельскохозяйственным потребителям от перерывов в электроснабжении. Для эффективного использования автоматического секционирования составляется карта секционирования, которая используется для выявления целесообразных мест установки секционирующих аппаратов, определения очередности секционирования отдельных линий, а также для расчета потребности в оборудовании.

Использование сетевого резервирования предполагает достаточно высокую надежность самих сетей. Наиболее целесообразна разомкнутая схема работы линий в нормальном режиме с автоматическим подключением неповрежденных участков к другому источнику энергии при авариях. Наряду с сетевым резервированием применяется местное резервирование, так как при неблагоприятных атмосферных условиях (гололеде, урагане, грозе и т. д.) возможно одновременное повреждение двух линий.

Резервные электростанции предназначаются для выборочного резервирования потребителей I и II категорий.

Для повышения надежности электроснабжения большое значение имеют также организационно-технические мероприятия, особенно в части, касающейся сокращения преднамеренных отключений.

Проведение ремонтных и других видов работ в сетях следует подчинить требованию минимального ущерба для потребителей, согласовав их с режимами работы сельскохозяйственных потребителей. Для сокращения числа отключений потребителей надо совмещать во времени работы, проводимые на разных ступенях напряжения.

Эффективным средством повышения надежности электроснабжения является рациональная организация эксплуатации электрических сетей и установок. Поскольку точность технико-экономических расчетов надежности электроснабжения зависит от достоверности исходных данных, то важнейшая задача эксплуатации состоит в организации системы сбора и обработки информации для оценки показателей надежности электроснабжения и величин ущербов от перерывов в электроснабжении для конкретных потребителей (на основе тщательного экономического анализа фактических данных).

Важным фактором повышения надежности электроснабжения является строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил технической эксплуатации. В частности, это касается обязательных регулярных обходов распределительных ВЛ и осмотров мачтовых ТП.

## Список литературы

47.1. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М.: Сельэнергопроект, 1971–1985.

47.2. Справочник по проектированию электрических сетей в сельской местности/Под ред. П. А. Каткова и В. И. Франгуляна. М.: Энергия, 1980. 352 с.

47.3. Электроснабжение сельскохозяйственного производства. Справочник/Под ред. И. А. Будзко. М.: Колос, 1977. 352 с.

47.4. Будзко И. А., Левин М. С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. М.: Агропромиздат, 1985. 320 с.

47.5. Будзко И. А., Гессен В. Ю. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 1979. 480 с.

47.6. Правила устройства электроустановок (Минэнерго СССР). М.: Энергоатомиздат, 1985. 640 с.

47.7. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения и дизельных электростанций. М.: Сельэнергопроект, 1974. 41 с.

## Раздел 48

## ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ТРАНСПОРТА

## СОДЕРЖАНИЕ

48.1. Электрические нагрузки и способы их определения . . . . .	778	48.5. Качество электроэнергии в сетях промышленных предприятий . . . . .	811
Общие положения (778). Средняя нагрузка и расход электроэнергии (778). Расчетная электрическая нагрузка (779). Рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок (782). Определение пиковых нагрузок (782)		Характеристика показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-67 (811). Оценка ущерба от несоответствия качества электроэнергии нормам ГОСТ (812). Способы и средства улучшения качества электроэнергии (813)	
48.2. Выбор схем электроснабжения промышленных предприятий . . . . .	783	48.6. Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях . . . . .	818
48.3. Цеховые подстанции промышленных предприятий . . . . .	789	Основные мероприятия по экономии электроэнергии на промышленных предприятиях (818). Регулирование графиков электрических нагрузок (822). Учет и контроль расхода электроэнергии на промышленных предприятиях (823). Электробалансы промышленных предприятий (823)	
Схемы электрических соединений (796). Технические данные цеховых ТП (797)		48.7. Технико-экономические расчеты систем электроснабжения промышленных предприятий . . . . .	825
48.4. Цеховые электрические сети . . . . .	798		
Конструктивное исполнение цеховых сетей (798). Коммутационные аппараты напряжением до 1000 В (803). Особенности расчета токов КЗ в установках напряжением до 1000 В (807). Защита цеховых электрических сетей от токов перегрузки и КЗ (809)			

## 48.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ И СПОСОБЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

### Общие положения

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий необходима информация о работе потребителей электроэнергии. Основоположающими при этом будут два показателя — мощность ( $P$  — активная,  $Q$  — реактивная,  $S$  — полная) и электрический ток  $I$ . Эти параметры принято называть электрическими нагрузками, изменение их во времени характеризуется графиками, которые могут относиться к рабочей смене, суткам, году и т. д. в зависимости от интервала, за который рассматривается электрическая нагрузка.

Определяют следующие значения электрических нагрузок:

- средние на наиболее загруженную смену  $P_{см}$ ,  $Q_{см}$ ,  $S_{см}$ ,  $I_{см}$ ;
- расчетные — максимальные за 30-минутный интервал осреднения  $P_p$ ,  $Q_p$ ,  $S_p$ ,  $I_p$ ;
- пиковые — кратковременные длительно-стью 1–2 с  $P_{пик}$ ,  $Q_{пик}$ ,  $S_{пик}$ ,  $I_{пик}$ .

Для инженерных расчетов электрических нагрузок используются коэффициенты, наименования которых и аналитические выражения для их определения представлены в табл. 48.1. В формулах строчные буквы относятся к индивидуальным, а прописные к групповым графикам электрических нагрузок.

В табл. 48.1 все коэффициенты записаны применительно к активной мощности, поэтому в обозначениях следует указывать дополнительный индекс, например, «а»,  $K_{и,а}$  — коэффициент использования по активной мощности. При определении коэффициентов по реактивной мощности и току следует указывать в индексах буквы  $r$  и  $i$ , формулы их расчета анало-

гичны приведенным в таблице. Обозначения в табл. 48.1:  $P_{ср}$ ,  $P_{ср}$  — средняя мощность одного и группы приемников соответственно;  $t_{в}$  — время включения приемника электрической энергии в течение производственного цикла  $t_{ц}$ ;  $P_{св}$ ,  $P_{св}$  — средняя мощность одного или группы приемников электроэнергии за время включения  $t_{в}$ ;  $P_{ск}$  — среднеквадратичная мощность приемника электроэнергии;  $\Delta \mathcal{E}_a$  — расход электроэнергии за периоды  $T$  или  $\Delta t$  соответственно (рис. 48.1).

### Средняя нагрузка и расход электроэнергии

Средняя мощность  $P_{ср max}$  за наиболее загруженную смену группы приемников электроэнергии одинакового режима работы определяется путем умножения установленной мощности рабочих приемников электроэнергии  $P_{ном}$  (для приемников повторно-кратковременного режима — приведенной к  $PВ = 100\%$ ) на их характерный коэффициент использования  $k_{и}$ :

$$P_{см} = k_{и} P_{ном}.$$

Для группы приемников электроэнергии, состоящей из подгрупп с одинаковым режимом работы, средневзвешенный коэффициент использования активной мощности определяется с достаточной для практических расчетов точностью по той же формуле, если в нее подставить значения  $k_{и}$  и  $P_{ном}$  для подгрупп приемников.

Значения коэффициента использования должны быть отнесены к тому же промежутку времени (цикл, смена, год), к которому отнесены средние мощности, на основе которых этот коэффициент вычисляется.

При наличии данных об удельных плотностях максимальной нагрузки на  $1 \text{ м}^2$   $p_{уд}$  площади цеха  $F$  (данные о  $p_{уд}$  см. в [48.6])

$$P_{ср max} = p_{уд} F.$$

При наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении  $\mathcal{E}_{уд}$  и объеме выпускаемой продукции  $M$

$$P_{ср max} = \mathcal{E}_{уд} M / T,$$

где  $T$  — продолжительность смены.

Годовой расход активной энергии для отдельных цехов и предприятия в целом

$$\Delta \mathcal{E}_{а,г} = K_{и,г} P_{ном} T_g,$$

где  $K_{и,г}$  — среднее значение коэффициента использования активной мощности за год;  $T_g$  — годовой фонд рабочего времени.

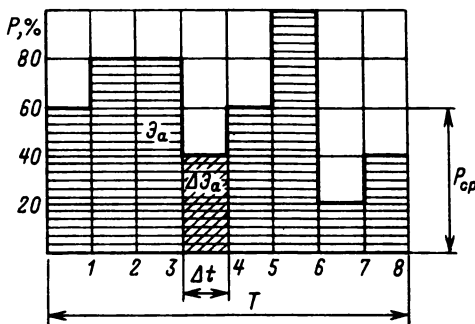


Рис. 48.1. График электрических нагрузок по активной мощности за наиболее загруженную смену

Таблица 48.1. Коэффициенты, используемые при расчете электрических нагрузок

№ п/п	Коэффициент	Обозначение	Для одного потребителя	Для группы потребителей
1	Использования	$K_{и}$	$k_{и} = \frac{P_{ср}}{P_{ном}}$	$K_{и} = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и} P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}}$
2	Включения	$K_{в}$	$k_{в} = \frac{t_{в}}{t_{ц}}$	$K_{в} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{в} P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}}$
3	Загрузки	$K_{з}$	$k_{з} = \frac{P_{св}}{P_{ном}} = \frac{k_{и}}{k_{в}}$	$K_{з} = P_{св} / P_{ном}$
4	Формы	$K_{ф}$	$k_{ф} = \frac{P_{сх}}{P_{ср}}$	$K_{ф} = \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^m (\Delta \varepsilon_{ai})^2}}{\varepsilon_a}$
5	Спроса	$K_{с}$	$k_{с} = \frac{P_p}{P_{ном}}$	$K_{с} = \frac{P_p}{P_{ном}}$
6	Максимума	$K_{max}$	$k_{max} = \frac{P_p}{P_{ср}}$	$K_{max} = \frac{P_p}{P_{ср}}$
7	Разновременности максимумов нагрузки	$K_{pmax}$	—	$K_{pmax} = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}$

При невозможности определения годового расхода электроэнергии допускается расчет по формуле

$$\mathcal{E}_{a,г} = P_{max} T_{max},$$

где  $T_{max}$  — годовое число часов использования максимума активной мощности, которое для различных отраслей промышленности принимается по [48.6].

С. Д. Волобринским предложен коэффициент сменности по энергоиспользованию

$$\alpha = \mathcal{E}_{a,г} / P_{ср max} T_{г}.$$

Тогда

$$\mathcal{E}_{a,г} = \alpha P_{ср max} T_{г}$$

и

$$P_{ср max} = P_{ср,г} / \alpha,$$

где  $P_{ср,г}$  — среднегодовая нагрузка.

### Расчетная электрическая нагрузка

Расчетной нагрузкой по допустимому нагреву называют такую неизменную нагрузку, выраженную в амперах ( $I_p$ ), киловаттах ( $P_p$ ) или киловольт-амперах ( $S_p$ ), которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию (максимальной температуре или тепловому износу изоляции проводников, обмоток транс-

форматоров и обмоток электрических машин) за наиболее загруженную смену. Расчетная нагрузка определяется за период осреднения (30-минутный максимум).

Основными исходными данными для определения расчетных нагрузок служит перечень приемников электроэнергии с указанием их номинальной мощности, назначения механизма или технологической установки, режима работы и числа фаз.

Основным методом согласно [48.7] является метод упорядоченных диаграмм. Предварительно все приемники электрической энергии разбиваются на характерные группы с близким режимом работы.

По каждой характерной группе определяется суммарная номинальная мощность  $P_{ном} = \sum_1^n P_{ном i}$ , в которую входят мощности только рабочих (не резервных) механизмов. Расчет электрических нагрузок производится всегда за наиболее загруженную смену.

Определение расчетных электрических нагрузок осуществляется по формуле

$$P_p = K_{max} P_{ср max} = K_{max} K_n P_{ном}$$

Разработанная Г. М. Каяловым методика позволяет найти  $K_{max}$  с точностью не более 5%, поскольку из многочисленных факторов, влияющих на величину  $K_{max}$ , она учитывает только важнейшие – среднюю мощность каждого потребителя, их количество, характер изменения нагрузок. Для использования указан-

ной методики необходимо рассчитать значение приведенного (эффективного) числа приемников электрической энергии по формуле

$$n_{эф} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{ном i} n_i)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}^2 n_i}$$

Значение  $K_{max}$  определяется в зависимости от  $K_n$  и  $n_{эф}$  по кривым (рис. 48.2). Графики построены в предположении, что групповой коэффициент загрузки  $K_n = 0,8$ .

Зависимости  $K_{max} = f(n_{эф})$  построены для интервала осреднения  $T_{оср} = 3T_0 = 30$  мин ( $T_0$  – постоянная нагрева проводника). В тех случаях, когда выбираемый по нагреву проводник имеет  $T_0 \gg 10$  мин, расчетная нагрузка должна быть пересчитана на максимум большей длительности

$$P_{p T} = K_{max T} P_{ср max}$$

где  $P_{p T}$  – расчетная активная нагрузка при длительности интервала осреднения  $T > 30$  мин;  $K_{max T}$  – коэффициент максимума продолжительностью  $T > 30$  мин, определяемый по формуле

$$K_{max T} = 1 + (K_{max} - 1) / \sqrt{2T}$$

где  $K_{max}$  – коэффициент максимума при  $T_{оср} = 30$  мин, найденный по кривым (рис. 48.2).

Расчетная реактивная нагрузка группы приемников принимается равной:

$$\text{при } n_{эф} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_{ср max};$$

$$\text{при } n_{эф} > 10 \quad Q_p = Q_{ср max}$$

где  $Q_{ср max}$  – средняя реактивная мощность приемников за наиболее загруженную смену при любом методе ее определения.

Полная расчетная нагрузка рассчитывается по формуле

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = P_p / \cos \varphi$$

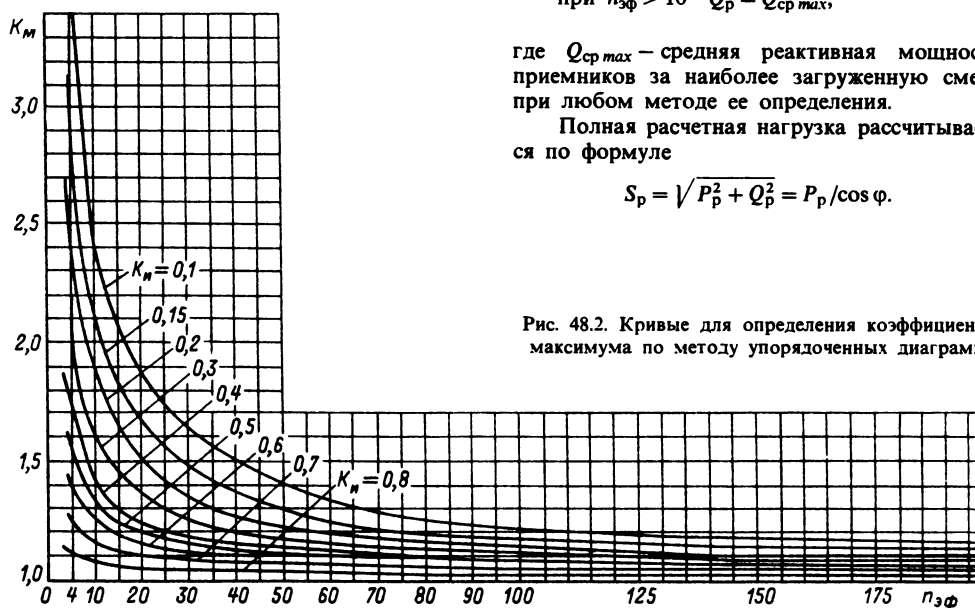


Рис. 48.2. Кривые для определения коэффициента максимума по методу упорядоченных диаграмм

Таблица 48.2. Показатели электрических нагрузок приемников и потребителей электроэнергии в машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности

Потребитель электроэнергии	Коэффициенты			
	$K_{и}$	$\cos\varphi$	$K_c$	$K_b$
<b>Металлорежущие станки:</b>				
мелкосерийного производства с нормальным режимом работы:	0,12	0,4	0,14	0,56
мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и т. п.				
крупносерийного производства	0,16	0,5	0,2	0,57
при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные и расточные станки с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,17	0,65	0,25	—
Многоподшипниковые автоматы для изготовления деталей из прутков	0,2	0,65	0,35	—
Шлифовальные станки шарикоподшипниковых заводов	0,2	0,5	0,23	0,88
Автоматические поточные линии обработки металлов	0,2—0,35	0,65	0,25—0,4	—
Переносный электроинструмент	0,5—0,6	0,7	0,5—0,6	—
Подъемно-транспортные механизмы:	0,06	0,5	0,1	—
элеваторы, транспортеры, шнеки, конвейеры несблокированные	0,4	0,75	0,5	—
то же заблокированные	0,55	0,75	0,65	—
краны, тельферы при ПВ 25 %	0,05	0,5	0,1	—
то же при ПВ 40 %	0,1	0,5	0,2	—
Сварочное оборудование:				
трансформаторы для ручной сварки	0,3	0,35	0,35	—
трансформаторы для автоматической и полуавтоматической сварки машины:				
шовные	0,35	0,5	0,5	—
стыковые и точечные	0,25	0,7	0,35	—
дуговые сталеплавильные емкостью 0,5—1,5 т для фасонного литья (в цехах с автоматическим регулированием электродов)	0,35	0,6	0,6	—
Насосы, компрессоры, двигатели-генераторы	0,5	0,8	0,55	0,6
Вентиляторы, эксгаустеры, вентиляционное оборудование	0,7	0,8	0,75	—
Литейные машины, очистные и кантовочные барабаны, бегуны, шаровые мельницы и т. п.	0,65	0,8	0,7	—
Однопостовые двигатели-генераторы	0,3	0,6	9,35	—
То же многопостовые	0,5	0,7	0,7	—
Электрические печи:				
сопротивления с непрерывной (автоматической) загрузкой, сушильные шкафы с периодической загрузкой	0,7	0,95	0,8	—
индукционные низкой частоты	0,5	0,85	0,6	0,6
дуговые сталеплавильные емкостью 3—10 т с автоматическим регулированием электроприводов:	0,7	0,35	0,8	—
для качественных сталей с механизированной загрузкой	0,75	0,9	0,8	0,85
для качественных сталей без механизированной загрузки	0,6	0,87	0,65	0,7
для фасонного литья с механизированной загрузкой	0,75	0,9	0,8	0,85
Механизмы непрерывного транспорта:				
Питатели пластинчатые, барабанные, дисковые и т. п.	0,3—0,4	—	0,6	—
Конвейеры легкие мощностью до 10 кВт	0,4—0,5	—	0,6	—
То же мощностью свыше 10 кВт	0,55—0,75	—	0,6—0,8	—
Транспортеры ленточные	0,5—0,6	—	0,6—0,8	—
Транспортеры винтовые	0,65	—	0,7	—
Элеваторы ковшовые, вертикальные и наклонные, шнеки, конвейеры и т. п. несблокированные	0,4	—	0,5	—
То же заблокированные	0,55	—	0,65	—
Механизмы дробления и измельчения:				
Дробилки шнековые и конусные для крупного дробления	0,4	—	0,5	—
То же для среднего дробления	0,6—0,7	—	0,7—0,8	—
Дробилки конусные для мелкого дробления, валковые и молотковые мощностью до 100 кВт	0,75—0,8	—	0,85	—
То же мощностью свыше 100 кВт	0,75—0,85	—	0,9	—
Грохоты	0,5—0,6	—	0,6—0,7	—
Мельницы шаровые	0,75—0,9	—	0,85	—
Краны, тельферы, подъемники:				
Грейферные	0,35	—	0,4	—
Магнитные	0,5	—	0,55	—
Штабелеры	0,16	—	0,35	—
Скиповой подъемник	0,05	—	0,1	—
Электротележки	0,1	—	0,2	—
Дымососы	0,9	—	0,95	—
Газодувки	0,8	—	0,95	—
Воздуходувки	0,5—0,7	—	0,75	—
Компрессоры	0,65	—	0,8	—

Другим менее трудоемким и менее точным методом определения расчетной нагрузки является метод коэффициента спроса. Применен его рекомендуется при ориентировочной оценке уровня электрических нагрузок на стадии предварительного проектирования.

Расчетная нагрузка для группы однородных по режиму работы приемников определяется из следующих выражений:

$$P_p = K_c P_{\text{ном}};$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi,$$

где  $K_c$  — коэффициент спроса данной группы приемников, принимаемый по [48.1] и табл. 48.2;  $\operatorname{tg} \varphi$  соответствует характерному для данной группы приемников  $\cos \varphi$ , определяемому также по справочным материалам.

Ориентировочно коэффициент спроса определяется по данным, приведенным ниже:

$K_c$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9				
$K_{\text{н}}$	0,5	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,92	0,95

При условии, что расчетная нагрузка принимается равной среднеквадратичной,  $P_p = P_{\text{ср}}$  ее можно определять с помощью коэффициента формы по формуле

$$P_p = K_{\text{ф.а}} P_{\text{ср.}}$$

Для подавляющего большинства приемников электроэнергии  $K_{\text{ф.а}}$  изменяется в пределах от 1,05 до 1,15.

Расчетная нагрузка узла системы электроснабжения (участка, цеха, всего предприятия)  $S_{p, \text{уз}}$  определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп приемников, входящих в данный узел, с учетом коэффициента одновременности максимумов нагрузки  $K_{p, \text{max}}$ .

Для отдельных групп приемников принимается  $K_{p, \text{max}} = 0,85 \div 1,0$  в зависимости от места нахождения данного узла в системе электроснабжения предприятия

$$S_{p, \text{уз}} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_p\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_p\right)^2} K_{p, \text{max}}.$$

Для оценочных расчетов можно рекомендовать

$$P_p = P_{\text{ср.}}$$

### Рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок

1. При определении расчетных нагрузок в цеховых сетях используется метод, предписанный «Указаниями по определению электрических нагрузок в промышленных установках».

2. Для определения расчетных нагрузок на высших ступенях системы электроснабжения (начиная от цеховых шинопроводов или шин цеховых ТП и кончая линиями, питающими предприятие) следует использовать методы расчета, основанные на использовании средней мощности и коэффициентов  $K_{\text{max}}$  и  $K_{\text{ф}}$ .

3. На высших ступенях системы внутризаводского электроснабжения возможно применение метода расчета по установленной мощности и  $K_c$  или по удельным показателям потребления электроэнергии (при равномерно распределенной электрической нагрузке по производственной площади и при стабильном выпуске продукции, когда удельное потребление электроэнергии на единицу продукции постоянно).

### Определение пиковых нагрузок

Пиковой нагрузкой называется кратковременная максимальная нагрузка (длительность 1–2 с). Пиковый ток группы приемников  $I_{\text{пик}}$  напряжением до 1000 В, работающей при отстоящем токе, определяется по формуле

$$I_{\text{пик}} = i_{\text{п max}} + (I_p - k_{\text{н.а}} i_{\text{ном max}}),$$

где  $i_{\text{п max}}$  — наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным;  $i_{\text{ном max}}$  — номинальный ток потребителя с наибольшим пусковым током, приведенный к длительному режиму работы [приведенный к продолжительности включения (ПВ) 100%];  $k_{\text{н.а}}$  — коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;  $I_p$  — расчетный ток нагрузки группы приемников.

В качестве наибольшего пикового тока одного приемника принимается: для двигателей — пусковой ток, для печных и сварочных трансформаторов — пиковый ток, принимаемый по заводским данным. В случае отсутствия этих данных пусковой ток асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей можно принять равным пятикратному номинальному, пусковой ток двигателей постоянного тока или асинхронных с фазным ротором — не ниже 1,5-кратного номинального, пиковый ток печных и сварочных трансформаторов — не менее трехкратного номинального паспортного.

Пиковые нагрузки, как правило, определяются для приемников электроэнергии повторно-кратковременного режима работы (ПКР).

Паспортная мощность приемников ПКР приводится к номинальной длительной мощности при  $PВ = 100\%$  по формулам:

для электродвигателей

$$P_{ном} = P_{пасп} \sqrt{PВ_{пасп}}$$

для трансформаторов

$$S_{ном} = S_{пасп} \sqrt{PВ_{пасп}}$$

где  $P_{пасп}$ ,  $S_{пасп}$ ,  $PВ_{пасп}$  — паспортные сведения о мощности потребителей и об относительной продолжительности включения приемника.

Пиковая мощность машины контактной сварки может быть определена по паспортным данным по формуле

$$S_{пик} = u_{2пик} i_{2пик}$$

где  $u_{2пик}$  и  $i_{2пик}$  — максимальные вторичное напряжение и сварочный ток.

#### 48.2. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Системы электроснабжения промышленных предприятий подразделяют на системы внешнего и внутреннего электроснабжения.

К системе внутреннего электроснабжения относят главную понизительную (ГПП) или распределительную (ГРП) подстанцию и распределительную сеть напряжением выше 1 кВ предприятия вместе с РП и ТП.

Внешнее электроснабжение осуществляют от энергосистемы при наличии на промышленном предприятии собственной электростанции или когда последняя отсутствует. Схемы электроснабжения выбирают, исходя из требований надежности, экономичности, удобства, безопасности эксплуатации, а также обеспечения необходимого качества электроэнергии у приемников и возможности дальнейшего развития сети. Количество электроэнергии, передаваемое сетью, определяется правильным выбором ее пропускной способности.

Экономичность сети характеризуется стоимостными показателями — приведенными затратами. Надежность определяется категорией потребителей.

Приемники электроэнергии I категории обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При нарушении их электроснабжения от одного из источников питания допускается перерыв электроснабжения лишь на время автоматического восстановления питания. При

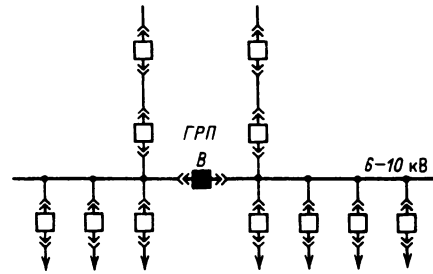


Рис. 48.3. Схема электроснабжения при наличии ГРП

выключатель В отключен, остальные — включены

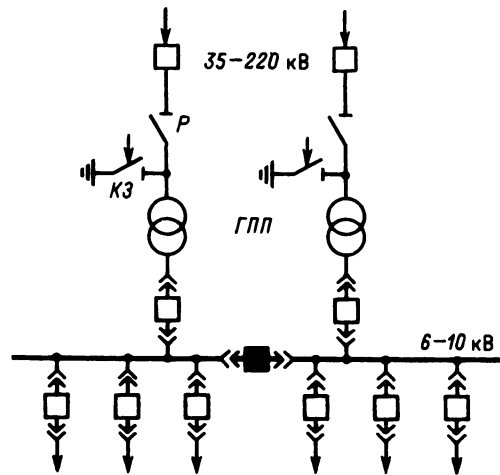


Рис. 48.4. Схема электроснабжения при наличии ГПП с двухобмоточными трансформаторами

КЗ — короткозамыкатель, Р — разъем индент

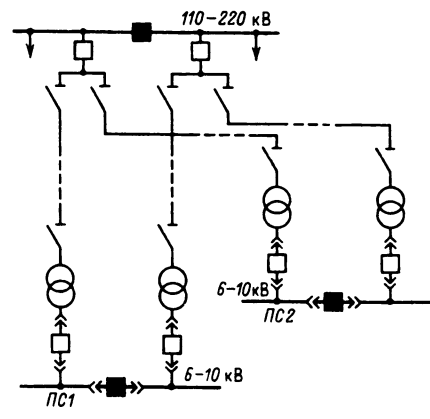


Рис. 48.5. Радиальная схема электроснабжения трансформаторных подстанций ПС1 и ПС2



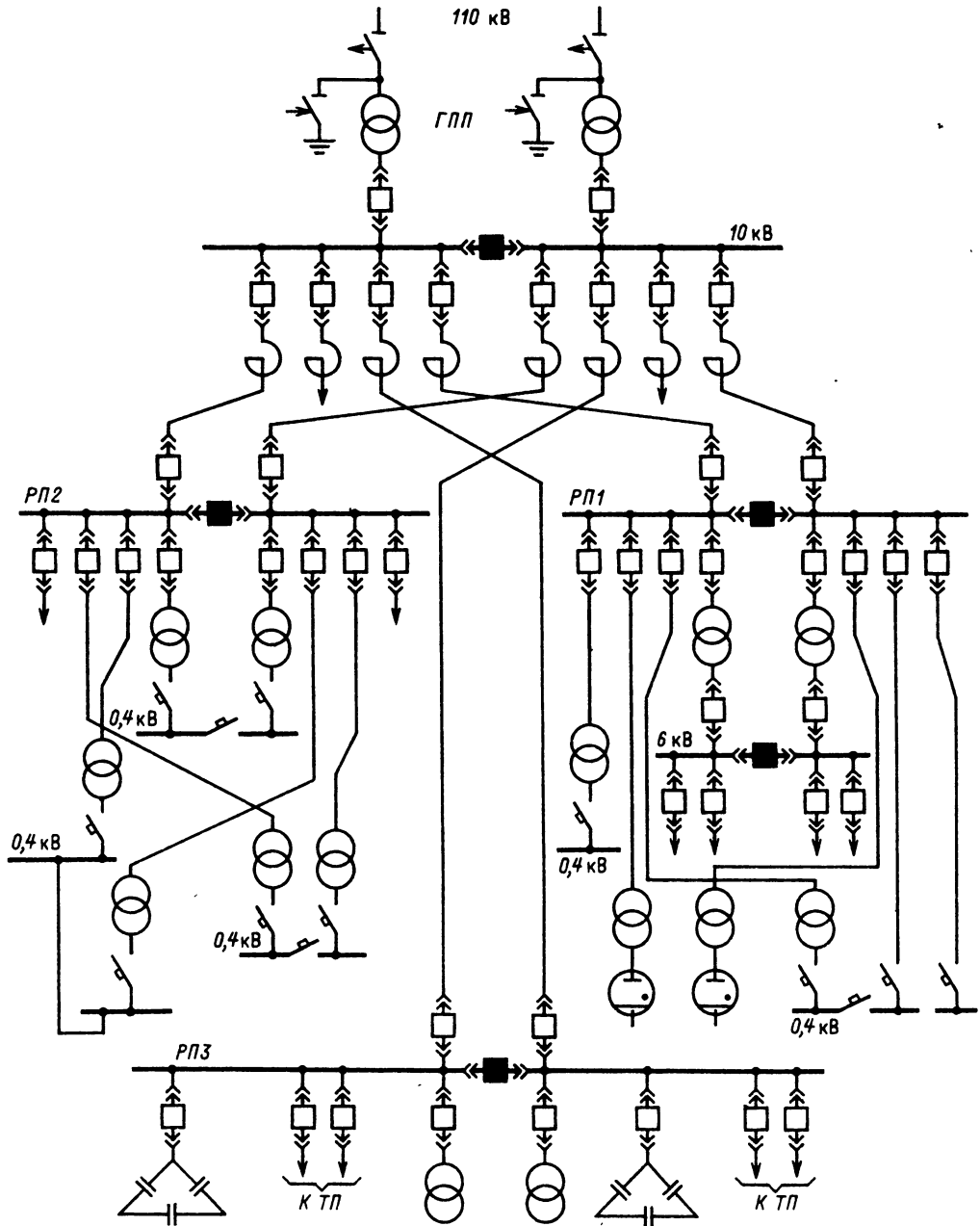


Рис. 48.6. Двухступенчатая радиальная схема с промежуточными распределительными пунктами (РП)

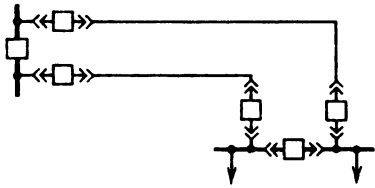


Рис. 48.7. Схема питания по двум радиальным линиям:  
ИП – источник питания

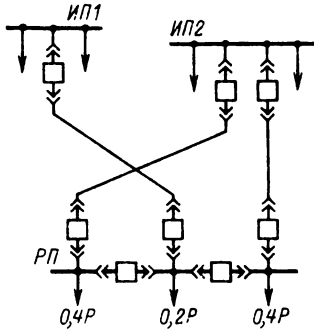


Рис. 48.8. Схема радиального питания одного РП от двух источников ИП1 и ИП2

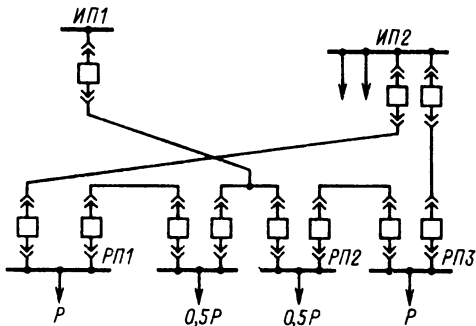


Рис. 48.9. Схема радиального питания группы РП с резервированием от второго источника ИП2

наличии особой группы приемников электроэнергии I категории предусматривают дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника. Независимым считают такой источник питания, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентированных ПУЭ для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках, питающих эти же приемники электроэнергии. Две секции или системы шин одной или двух электростан-

Рис. 48.10. Схема радиального питания однотрансформаторной подстанции по однокабельной (а) и двухкабельной (б) линиям

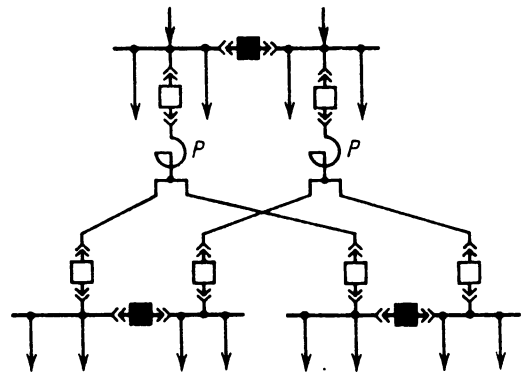
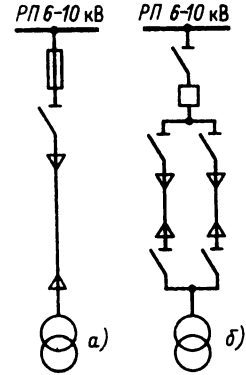


Рис. 48.11. Радиальная схема электроснабжения с присоединением двух линий под один выключатель:  
Р – реактор

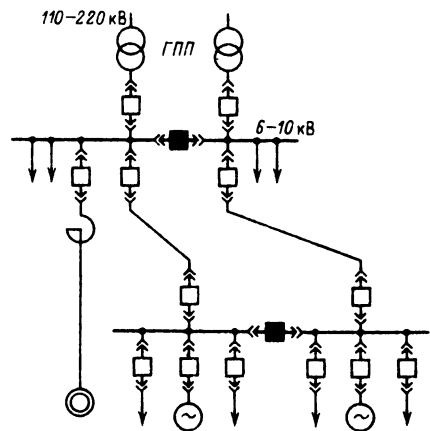


Рис. 48.12. Схема электроснабжения с мощными сосредоточенными нагрузками на высоком напряжении

ций и подстанций считают независимыми источниками питания, если одновременно соблюдаются следующие условия:

а) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин;

б) каждая из секций (систем) шин в свою очередь имеют питание от независимого источника.

Кроме того, к независимым источникам питания относят также местные электростанции, агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. д.

Для приемников электроэнергии I категории ПУЭ допускают питание по одной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

Приемники электроэнергии II категории обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Однако при нарушении их электроснабжения от одного из источников питания допускается перерыв электроснабжения на время, необходимое для восстановления питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. ПУЭ допускают питание приемников электроэнергии II категории: по одной воздушной линии, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут; от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут.

Для приемников электроэнергии III кате-

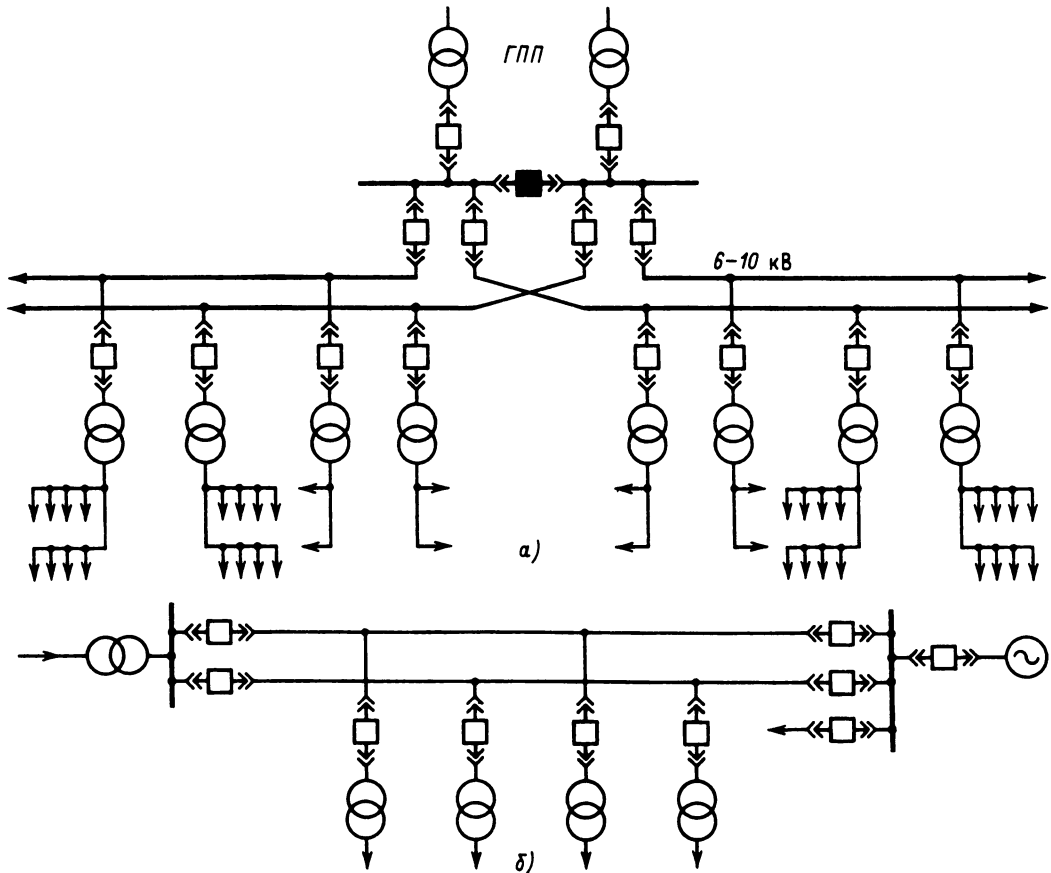


Рис. 48.13. Магистральная схема электроснабжения:  
а — питание от системы, б — питание от системы и электростанции

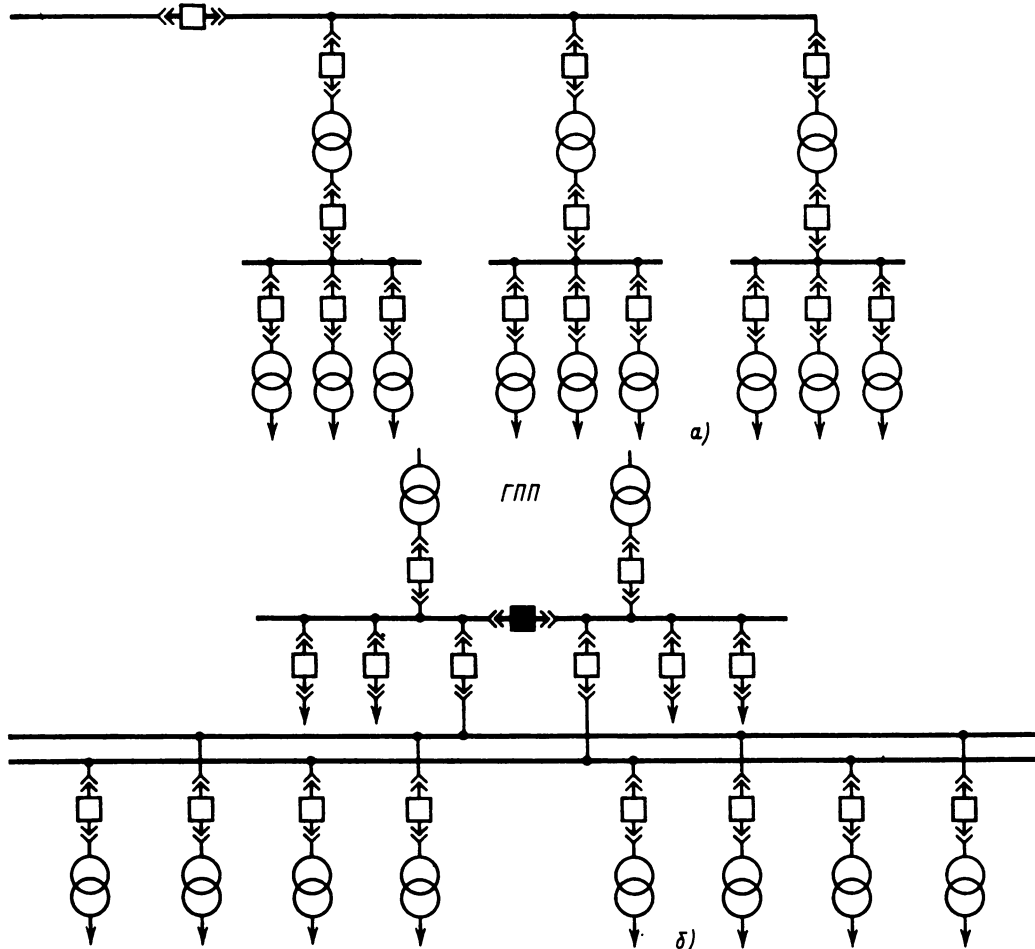


Рис. 48.14. Схемы электроснабжения с распределительными магистралями и радиальными линиями:  
 а — с одной магистралью; б — с двумя магистралями

горни электроснабжение выполняют от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

Внутреннее и внешнее электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляют с помощью радиальных, магистральных и смешанных схем питания.

Радиальными считают такие схемы, в которых электроэнергию от источника питания (электростанция предприятия, энергосистемы и т. д.) передают непосредственно к ПС, без ответвлений на пути для питания, других потребителей. Радиальные схемы имеют большое количество отключающей аппаратуры и питающих линий; эти схемы применяют

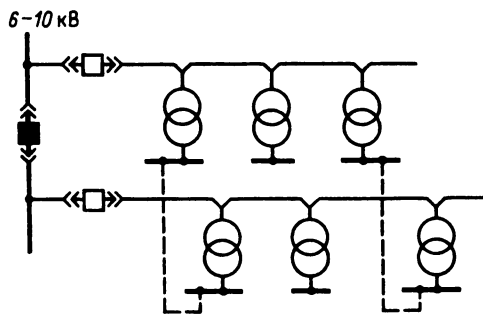


Рис. 48.15. Схема электроснабжения с одиночными магистралями 6–10 кВ с частичным резервированием на вторичном напряжении

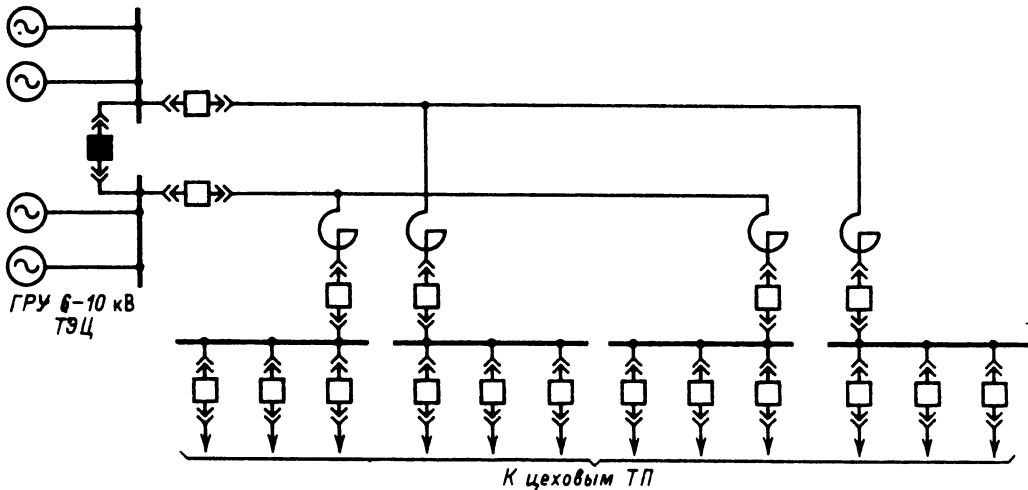


Рис. 48.16. Схема электроснабжения с питанием распределительных пунктов (РП) по магистральному токопроводу от ТЭЦ

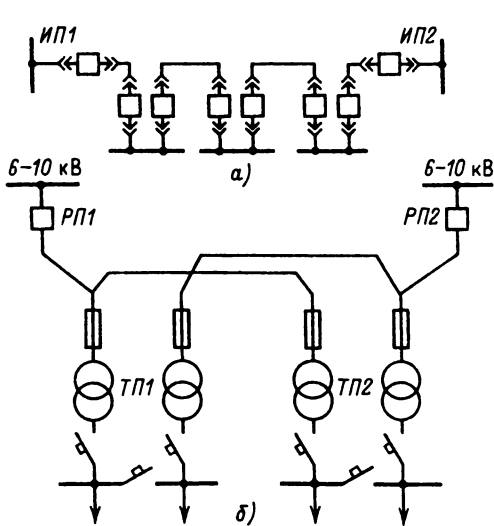


Рис. 48.17. Магистральные схемы с двусторонним питанием:

*а* — одиночная; *б* — двойная; ИП1, ИП2 — источники питания; ТП1, ТП2 — трансформаторные подстанции

только для питания достаточно мощных потребителей (рис. 48.3–48.12).

Магистральными считают такие схемы, в которых электроэнергию от источника питания передают к ПС не непосредственно, а с ответвлениями на пути для питания других потребителей (рис. 48.13–48.15). Как правило, магистральные схемы обеспечивают

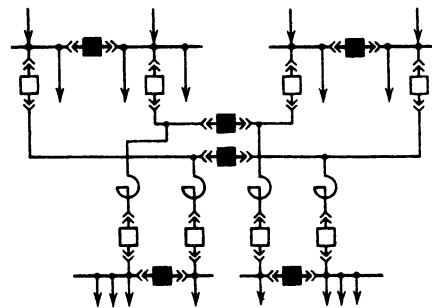


Рис. 48.18. Мощные двойные шинные магистрали двустороннего питания

присоединение пяти-шести ПС с общей мощностью потребителей электроэнергии не более 5000–6000 кВ·А. Схемы характеризуются повышенной надежностью, имеют меньшее число отключающих аппаратов, дают возможность более рационально скомпоновать потребителей. Высокую надежность питания обеспечивают магистральные схемы, соединенные по системе двойных транзитных (сквозных) магистралей (рис. 48.16–48.18).

В таких схемах при повреждении любой из питающих магистралей высшего напряжения питание осуществляется по второй магистрали путем автоматического переключения потребителей на секцию шин НН трансформатора, оставшегося в работе. Это переключение происходит со временем 0,1–0,2 с, что практически не отражается на электроснабжении потребителей.

В практике проектирования и эксплуатации систем промышленного электроснабжения редко встречаются схемы, построенные только по радиальному или только по магистральному принципу. По радиальной схеме питаются обычно крупные и ответственные потребители или приемники электроэнергии. Средние и мелкие потребители питаются по магистральным схемам. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

### 48.3. ЦЕХОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений.

Таблица 48.4. Технические характеристики КТП наружной установки типа КТПН-72М напряжением 6—10 кВ

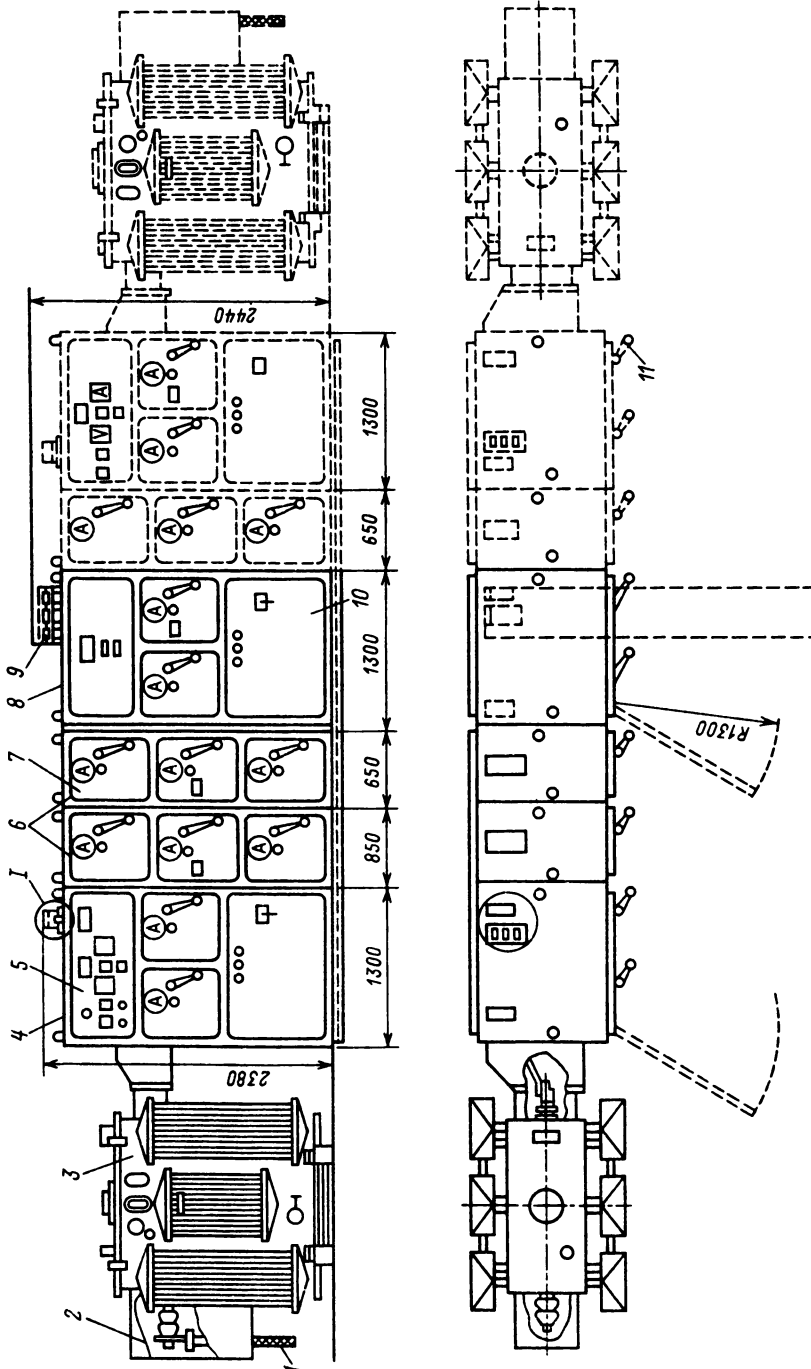
Показатель	КТПН-72М-160	КТПН-72М-250	КТПН-72М-400
Мощность трансформатора, кВ·А	160	250	400
Тип трансформатора	ТМ-160/6(10)	ТМ-250/6(10)	ТМ-400/6(10)
Напряжение, кВ:			
6	40	50	75
10	20	30	50
Разъединитель	—	РВ3-10-400	—
Привод	—	ПР-10	—
Ввод	—	Кабельный	—

Примечание. КТПН поставляются без силовых трансформаторов.

Таблица 48.3. Технические характеристики КТП 6—10 кВ общего назначения для внутренней установки

Тип	Мощность трансформатора, кВ·А	Тип трансформатора	Комплектуемое оборудование	
			Шафы ВН	Шафы НН
КТП 250/6 и 10/0,4	250	ТМФ-250/10	—	—
2КТП 250/6 и 10/0,4	2×250	ТМФ-250/10	—	—
КТП 400/6 и 10/0,4	400	ТМФ-400/10	ВВ-1	КРН-5
2КТП 400/6 и 10/0,4	2×400	ТМФ-400/10	ВВ-1	КРН-5
КТП 630/6 и 10/0,4	630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
2КТН 630/6 и 10/0,4	2×630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
КТПМ 630/6 и 10/0,4	630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
2КТПН 630/6 и 10/0,4	2×630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-9
КТП-630	630	ТМЗ-630/10	ВВ-2	КН-2
2КТП-630	2×630	ТСЗ-630/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-2, КН-3, К5-4
КТП-1000	1000	ТМЗ-1000/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-2, КН-3, КН-4
2КТП-1000	2×1000	ТСЗ-1000/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-5, КН-6, КН-17, КН-20
КТПМ-1000	1000	ТСЗ-1000/10-65	ШВВ-3 или с глухим вводом	ШНВ-1М; ШНЛ-1М
2КТПМ-1000	2×1000	ТСЗ-1000/10-65	То же	ШНВ-1М, ШНЛ-1М
КТПМ-1600	1600	ТСЗ-1600/10-65	» »	ШНС-1М
2КТПМ-1600	2×1600	ТСЗ-1600/10-65	» »	ШНВ-2М, ШНС-2М
КТПУ-630	630	ТМЗ-630/10	ВВН или ШВВ-3	ШН-2М, ШНС-4М
2КТПУ-630	2×630	ТНЗ-630/10	ВВН	ШН-5, ШН-8
КТПУ-1000	1000	ТМЗ-1000/10	ШВВ-3	ШН-10
2КТПУ-1000	2×1000	ТНЗ-1000/10	ШВВ-3	ШН-10
КТПУ-1600	1600	ТМЗ-1600/10	ШВВ-3	ШН-9
2КТПУ-1600	2×1600	ТНЗ-1600/10	ШВВ-3	ШН-9
КТПМ-1000	1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ШВВ-5 с выключателем	ШНВ-1М, ШНВ-2М
2КТПМ-1000-6/0,4	2×1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	То же	ШНЛ-1М, ШНЛ-2М
2КТПМ-1000-6/0,69	2×1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ВН-11 или глухой	ШНС-1М, ШНС-2М
КТПМ-1600/10	1600	ТМЗ, ТНЗ-1600/10	То же	ШНВ-2М, ШНВ-3М
2КТПМ-1600/10	2×1600	ТМЗ, ТНЗ-1600/10	» »	ШНЛ-2М и ШНС-2М
КТПМ-2500-10/0,4	2500	ТНЗ-2500/10	ШВВ-3	ШНЛ-2К, ШНЛ-3К
2КТПМ-2500-10/0,69	2×2500	ТНЗ-2500/10	ШВВ-3	ШНВ-2К

Примечания: 1. Блок высоковольтного ввода выполняется трех типов: ВВ-1 — с глухим присоединением кабеля; ВВ-2 — с присоединением кабеля через разъединитель; ВВ-3 — с присоединением кабеля через разъединитель и предохранитель. 2. Буквы М и У в обозначении типов КТП соответственно означают: модифицированный и унифицированный.



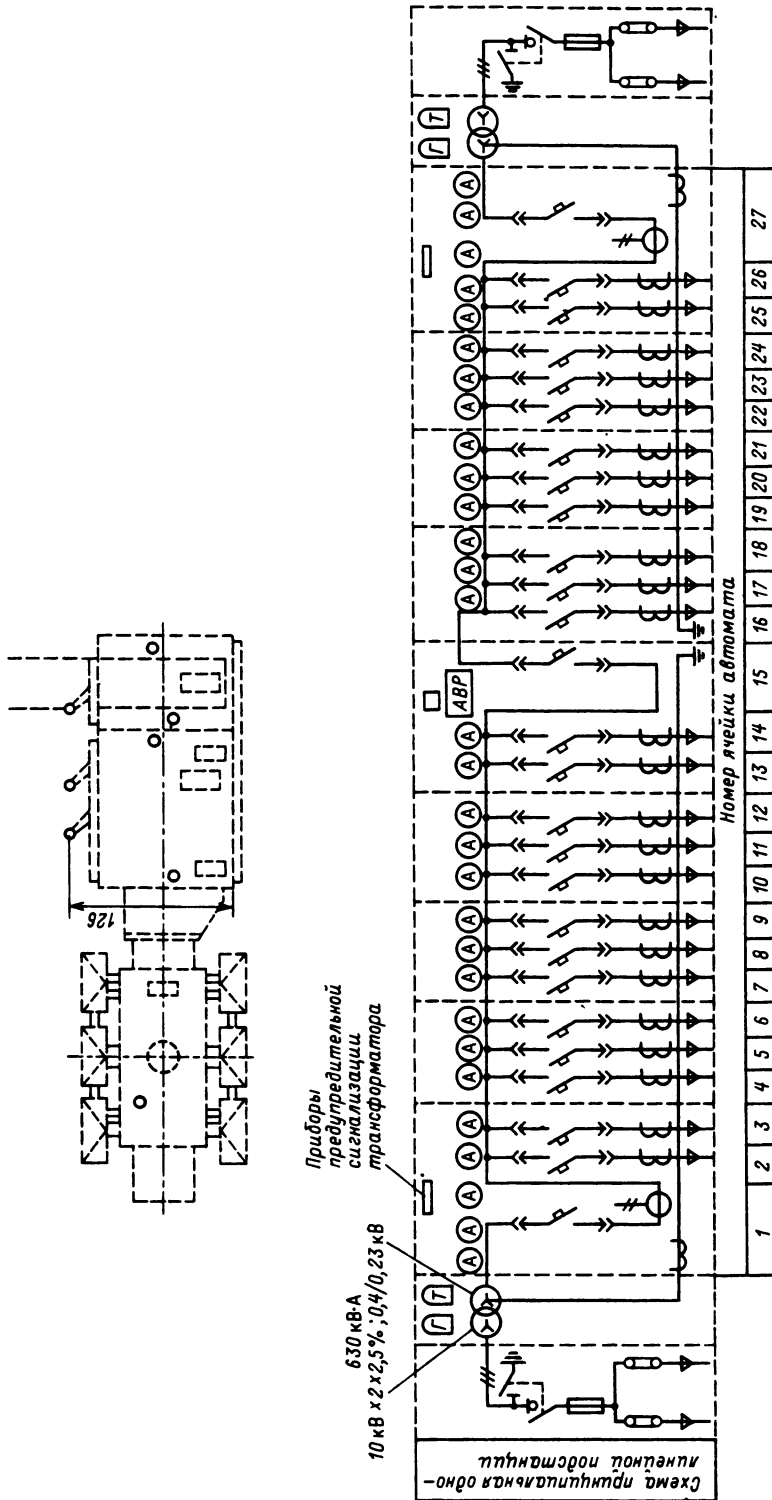
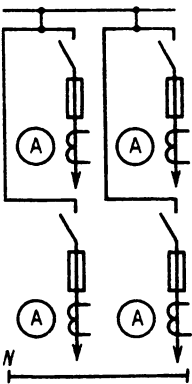
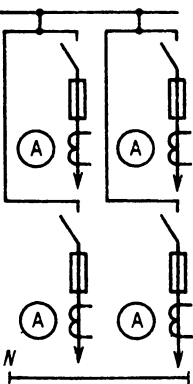
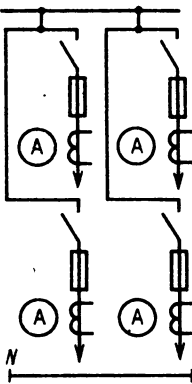
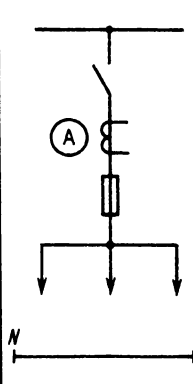
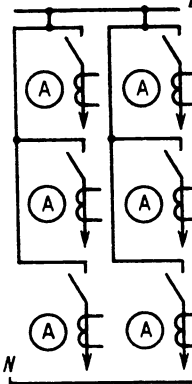
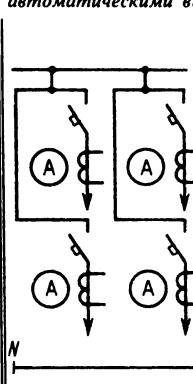


Рис. 48.19. Габаритные и установочные размеры КТП типов КТП-630 и КТП-1000:

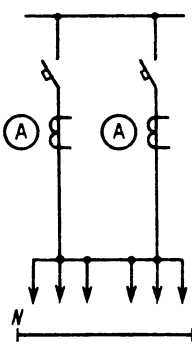
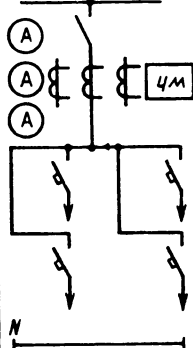
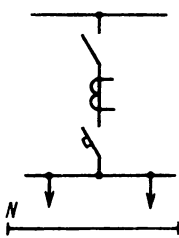
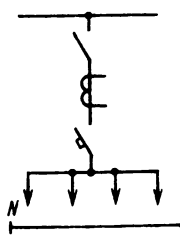
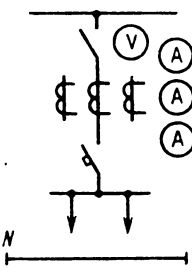
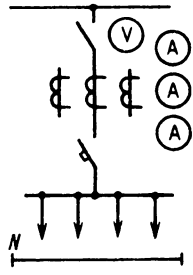
1 — кабель ВН; 2 — шкаф ввода ВН; 3 — силовой трансформатор; 4 — шкаф ввода НН; 5 — отсек приборов шкафа ввода НН; 6 — шкаф отходящих линий; 7 — ячейка автомата; 8 — шкаф секционный НН; 9 — шинный короб; 10 — ячейка автоматического выключателя; 11 — привод автоматического выключателя



Таблица 48.5. Панели распределительных щитов ЩО 70М

Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг	Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг
	тип	номинальный ток, А			тип	номинальный ток, А	
<i>Панели линейные с рубильником</i>							
 <p>ЩО 70М-1</p>	РП-1 ТК-20	100 100/5	115	 <p>ЩО 70М-2</p>	РП-2 ТК-20	250 200/5	118
	РП-2 ТК-20	250 200/5		РП-2 ТК-20	250 200/5		
 <p>ЩО 70М-3</p>	РП-2 ТК-20	250 200/5	124	 <p>ЩО 70М-4</p>	РС-6 РШ-20	600 600/5	101
	РП-4 ТК-20	400 400/5					
<i>Панели линейные с установочными автоматическими выключателями</i>							
 <p>ЩО 70М-5</p>	А 3124 ТК-20	100 100/5	120	 <p>ЩО 70М-6</p>	А 3726 ТК-20	200 200/5	92
	А 3124 ТК-20	100 100/5		А 3726 ТК-20	200 200/5		

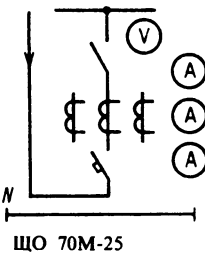
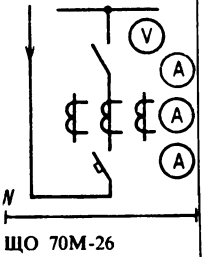
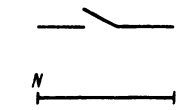
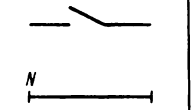
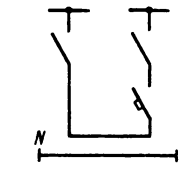
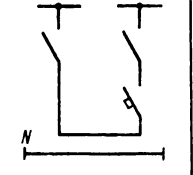
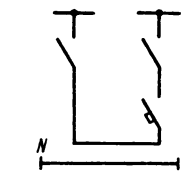
Продолжение табл. 48.5

Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг	Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг
	тип	номинальный ток, А			тип	номинальный ток, А	
<i>Панели линейные с установочными автоматическими выключателями</i>							
 <p>ЩО 70М-7</p>	А 3144 ТШ-20	600 600/5	83	 <p>ЩО 70М-8 осветительная</p>	Р-34 ТК-20 А 3124 А 3124	400 400/5 100 100	104
<i>Панели линейные с автоматическими выключателями АВМ</i>							
 <p>ЩО 70М-13</p>	Р-34 ТК-20 АВМ-4	400 400/5 400	153	 <p>ЩО 70М-14</p>	РПШ-5-1000 ТШ-20 АВМ-10	100 1000/5 1000	186
<i>Панели вводные с автоматическими выключателями АВМ</i>							
 <p>ЩО 70М-19</p>	Р-34 ТК-20 АВМ-4	400 400/5 400	133	 <p>ЩО 70М-20</p>	РПШ-15-1000 ТШ-20 АВМ-10	1000 1000/5 1000	171

Продолжение табл. 48.5

Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг	Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг
	тип	номинальный ток, А			тип	номинальный ток, А	
ЩО 70М-21	Р-3545 ТШ-40 АВМ-15	2000 2000/5 1500	225	ЩО 70М-22	Р-3545 ТИША-0,68 АВМ-20	2000 2000/5 2000	289
<i>Панели вводные с рубильниками</i>							
ЩО 70М-17	ПН-2 ТШ-20 РС-6	600	114	ЩО 70М-13	ТШ-20 РСП-5-1000	1000/5 1000	104
ЩО 70М-15	ПН-2 ТШ-20 РС-6	600 600/5 600	130	ЩО 70М-16	ТШ-20 РПС-5-1000	1000/5 1000	98
<i>Панели вводные с автоматическими выключателями АВМ</i>							
ЩО 70М-23	Р-34 ТК-20 АВМ-4	400 400/5 400	155	ЩО 70М-24	РПШ-5-1000 ТШ-20 АВМ-10	1000 1000/5 1000	178

Продолжение табл. 48.5

Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг	Тип и схема	Аппаратура		Масса, кг
	тип	номинальный ток, А			тип	номинальный ток, А	
 ЩО 70М-25	Р-3545 ТШ-40 АВМ-15	2000 1500/5 1500	239	 ЩО 70М-26	Р-3545 ТНШЛ-0,66 АВМ-20	2000 2000/5 2000	290
<i>Панели секционные с рубильниками</i>							
 ЩО 70М-30 Размер по фасаду 300 мм	РПЦ-35	600	41,5	 ЩО 70М-31 Размер по фасаду 300 мм	РП-5-1000	1000	45
<i>Панели секционные с автоматическими выключателями АВМ</i>							
 ЩО 70М-34	Р-34 АВМ-4	400 400	117	 ЩО 70М-35	РПШ-5-1000 АВМ-10	1000 1000	140
 ЩО 70М-36	Р-3545 АВМ-15	2000 1500	179	ЩО 70М-39 промежуточная, с приводами к разъединителям, размер по фасаду 300 мм	Привод ПР-10	—	33
ЩО 70М-38 с аппаратурой АВР	АВР	—	95	ЩО 70М-41 диспетчерского управления улич- ным освещением	—	—	106
ЩО 70М-40 торцевая	Привод ПР-10	—	32	ЩО 70М-45 торцевая	—	—	21

Распределительным пунктом называется устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без трансформации, не входящее в состав подстанции. Цеховые трансформаторные подстанции (ТП) связаны с источниками питания промышленного предприятия кабельными линиями или токопроводами напряжением 6–10 кВ. Вторичное напряжение цеховых ТП — 0,4–0,69 кВ.

Электроснабжение современных промышленных предприятий базируется в основном на применении комплектных крупноблочных устройств: комплектных трансформаторных подстанций КТП; комплектных распределительных устройств (КРУ) различных напряжений, мощности и назначения; комплектных щитов станций управления (ЩСУ), распределительных силовых устройств (РУС) и релейных щитов, пультов, шкафов, ящиков и т. д.

#### Схемы электрических соединений

На цеховых ТП 6–10/0,4–0,69 кВ применяются схемы без сборных шин первичного напряжения как при радиальной, так и магистральной схеме питания. При радиальной схеме питания цеховой трансформатор обычно имеет глухое присоединение к линии на напряжении 6–10 кВ. Однако в тех случаях, когда источник питания (ИП) находится в ведении другой эксплуатирующей организации, когда ТП значительно (более 3 км) удалена от ИП или она питается по ВЛ, на стороне НН не установлен отключающий аппарат, то применяются коммутационные аппараты 6–10 кВ (выключатели нагрузки или разъединители).

При магистральной схеме трансформатор цеховой ТП в большинстве случаев имеет присоединение через коммутационные аппараты. При открытой установке трансформатора допускается использование разъединителя для трансформаторов с номинальной мощностью  $S_{ном} \leq 630$  кВ·А при напряжении 6–10 кВ. То же при закрытой установке  $S_{ном} \leq 630$  кВ·А при 6 кВ и  $S_{ном} \leq 400$  кВ·А при 10 кВ.

При необходимости обеспечения селективного отключения трансформатора последовательно с выключателем нагрузки или разъединителем включается предохранитель типа ПК. Рекомендуемая схема включения предохранителя — перед выключателем нагрузки.

На вторичном напряжении трансформатора 0,4–0,69 кВ применяется схема с одной

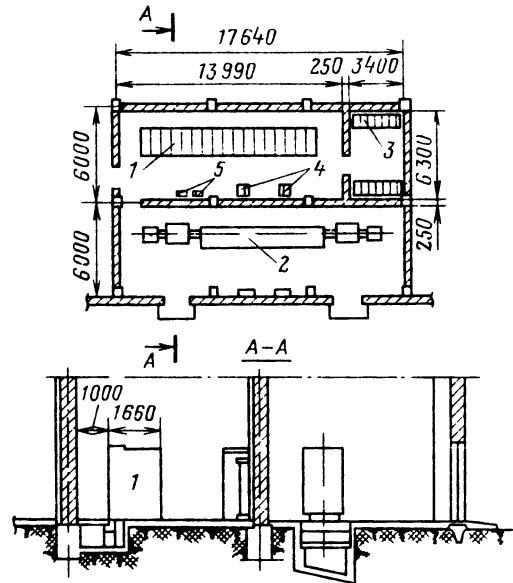


Рис. 48.20. Пример выполнения пристроенной РП (6–10 кВ), совмещенной с КТП и УК:

1 — камеры КРУ или КСО; 2 — КТП; 3 — УК; 4 — ЭПН; 5 — ВУСП

системой шин или схема блока трансформатор — магистраль и устанавливаются автоматические выключатели, рубильники или разъединители. Рекомендуется применять автоматические выключатели во всех случаях, когда их параметры достаточны по нормальному режиму и режиму КЗ; автоматические выключатели же «Электрон» следует предусматривать при больших токах КЗ.

Автоматические выключатели в цепи вторичного напряжения трансформаторов и между секциями шин устанавливаются при устройстве АВР. Разъединители целесообразны при токах более 1000 А. Рубильники применяются сравнительно редко при кабельных вводах от небольших трансформаторов к распределительному щиту. Более широко применяются блоки рубильник — предохранитель. Коммутационные аппараты в цепях НН трансформатора не ставятся, если полностью исключена возможность обратного питания. Для отходящих линий от трансформатора мощностью до 1000 кВ·А на ток менее 600 А, как правило, следует применять автоматические выключатели А-3100, А-3700 или блоки рубильник — предохранитель.

Схемы КТП также базируются на приведенных выше принципах (рис. 48.19).

**Технические данные цеховых ТП**

Технические данные КТП внутренней установки приведены в табл. 48.3, наружной установки – в табл. 48.4.

КТП комплектуются из блока ввода ВН, силового трансформатора и КРУ НН.

Панели распределительных щитов типа ЩО70М применяют для приема и распределения энергии трехфазного тока при напряжении до 0,38 кВ и защиты отходящих линий от перегрузок и токов КЗ.

Схемы панелей и перечень аппаратуры, устанавливаемой на панелях, представлены в табл. 48.5.

Шкафы распределительные силовые типа СПМ 75 (табл. 48.6) применяются в цеховых электроустановках промышленных предприятий для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 380 В с защитой отходящих линий предохранителями. Шкафы имеют вводный рубильник и предохранители на отходящих линиях.

Шкафы распределительные типа СПА 77 (табл. 48.7) применяют в тех же случаях, что и СПМ 75. Шкафы имеют вводный рубильник и автоматические выключатели на отходящих линиях.

Силовые распределительные устройства серии СУ 9500 (табл. 48.8) со встроенными в них установочными автоматическими выключателями применяют в силовых установках с трех- и четырехпроводными системами распределения трехфазного тока частотой 50 Гц напряжением 380 В, а также в двухпроводной системе постоянного тока напряжением 220 В. Максимальная нагрузка на главные шины – 4000 А, на нулевую шину – 2000 А.

На рис. 48.20 показан пример выполнения пристроенной РП, совмещенной с ТП и конденсаторной установкой (УК). Все элементы РП выполнены из комплектного оборудования с применением КРУ или КСО, КТП и УК.

Распределительные устройства до 1000 В, устанавливаемые в помещениях, выполняются в виде щитов станции управления, распре-

Таблица 48.6. Шкафы распределительные силовые СПМ 75

Тип	Номинальный ток рубильника, А	Количество групп предохранителей			Габариты, мм: высота × ширина × глубина	Масса, кг
		НПН2-60	ПН2-100	ПН2-250		
СПМ 75-1	250	5	—	—	1600 × 500 × 350	70
СПМ 75-2		—	5	—		
СПМ 75-3	400	2	3	—	1600 × 700 × 350	90
СПМ 75-4		8	—	—		
СПМ 75-5		—	8	—		
СПМ 75-6		4	4	—		
СПМ 75-7		—	—	5		
СПМ 75-8		—	5	2		
СПМ 75-9		2	4	2		

Таблица 48.7. Шкафы распределительные силовые СПА 77

Тип	Номинальный ток рубильника, А	Количество автоматических выключателей типа				Габариты, мм: высота × ширина × глубина	Масса, кг
		АЕ 2040 (63 А)	АЕ 2050 (100 А)	А 3710 (160 А)	А 3720 (250 А)		
СПА 77-1	250	5	—	—	—	1600 × 700 × 350	100
СПА 77-2		2	—	—	—		
СПА 77-3		—	6	—	—		
СПА 77-4	400	—	—	—	4	1800 × 700 × 350	130
СПА 77-5		8	—	—	—		
СПА 77-6		4	4	—	—		
СПА 77-7		—	8	—	—		
СПА 77-8		—	—	8	—		
СПА 77-9	—	—	5	2			

Таблица 48.8. Силовые распределительные устройства серии СУ 9500 с установочными автоматическими выключателями типов А 3110 и А 3130

Тип	Количество автоматических выключателей, шт.		Количество	Масса, кг	Габариты, мм: высота × × ширина × × глубина
	А 3110	А 3130			
СУ 9521-11	6	—	2	67	850 × 850 × 211
СУ 9521-12	2	1		66	
СУ 9521-14	4	—	2	64	1060 × 850 × 211
СУ 9521-15	—	1		64	
СУ 9522-11	8	—	2	79	1060 × 850 × 211
СУ 9522-12	10	—		85	
СУ 9522-13	2	2	2	76	1165 × 850 × 211
СУ 9522-16	4	1		77	
СУ 9522-17	6	1	2	84	1165 × 850 × 211
СУ 9522-18	—	2		83	
СУ 9523-11	12	—	2	94	1165 × 850 × 211
СУ 9523-12	—	3		91	
СУ 9523-13	8	1	3	93	850 × 850 × 211
СУ 9523-14	4	2		92	
СУ 9531-11	6	—	3	68	850 × 850 × 211
СУ 9531-12	2	1		70	
СУ 9531-14	4	—	3	63	1060 × 850 × 211
СУ 9531-15	—	1		65	
СУ 9541-11	1	1	4	64	1060 × 850 × 211
СУ 9541-12	—	1		66	
СУ 9532-11	8	—	3	82	1060 × 850 × 211
СУ 9532-12	10	—		82	
СУ 9532-13	2	2	3	82	1165 × 850 × 211
СУ 9532-16	4	1		80	
СУ 9532-17	6	1	3	88	1165 × 850 × 211
СУ 9532-18	—	2		85	
СУ 9542-11	8	—	4	83	1165 × 850 × 211
СУ 9542-13	6	—		75	
СУ 9542-14	2	1	4	71	1165 × 850 × 211
СУ 9542-15	4	1		81	
СУ 9542-16	—	2	4	86	1165 × 850 × 211
СУ 9533-11	12	—		98	
СУ 9533-12	—	3	3	95	1165 × 850 × 211
СУ 9533-13	8	1		98	
СУ 9533-14	4	2	3	96	1165 × 850 × 211
СУ 9543-11	10	—		92	
СУ 9543-12	6	1	4	89	1165 × 850 × 211
СУ 9543-13	2	2		92	

делительных и релейных щитов, пультов, шкафов, ящиков и т. д.

Распределительные щиты на цеховых подстанциях применяются одностороннего (для ТП до 630 кВ·А) и двустороннего (для ТП 1000 кВ·А и более) обслуживания. Ширина проходов в свету должна быть не менее 0,8 м, высота проходов в свету — не менее 1,9 м. Проходы обслуживания щитов при длине щита более 7 м должны иметь два выхода. Распределительные устройства, установленные в помещениях, доступных для неинструктированного персонала, должны иметь сплошные ограждения.

Ввод от трансформатора на щит может быть выполнен двумя способами: кабелями снизу на вводных панелях, предназначенных

для кабельных вводов; шинами сверху с помощью вводных панелей или же непосредственно к сборным шинам через разъединитель, установленный на стене.

#### 48.4. ЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

##### Конструктивное исполнение цеховых сетей

Цеховые электрические сети выполняют кабелями и изолированными проводами, прокладываемыми непосредственно на строительных элементах и элементах технологического оборудования, в коробах, на лотках и в трубах, а также тросовыми проводами; комплектными шинопроводами — магистраль-

ными, распределительными и осветительными, устанавливаемыми на опорных конструкциях на полу, стенах, колоннах, фермах и т. п.; комплектными троллеями, укрепляемыми на троллейных кронштейнах, и комплектными троллейными шинопроводами, укрепляемыми на специальных конструкциях.

Электропроводка должна соответствовать условиям окружающей среды, назначению и ценности сооружений, их конструкции и архитектурным особенностям.

В цеховых электрических сетях применяют для прокладки провода марок: АПВ, АПРВ, АТПРФ непосредственно по несгораемым поверхностям; АПР на роликах и изоляторах; АПВ, АПРТО, АПРВ, АПР в пластмассовых трубах; АПВ, АПРТО, АПРВ, АПР в стальных трубах и металлорукавах; АПВ, АПР, АПРВ в коробах и на лотках. Тросовые прокладки выполняют проводами АРТ.

Кабели в неметаллической и металлической оболочках применяются в наружных установках и помещениях всех видов и прокладываются на поверхности стен, потолков, на лотках и в коробах, на тросах.

Кабели в неметаллической оболочке применяются в помещениях всех видов и наружных установках в металлических гибких рукавах, в стальных трубах (за исключением сырых и особо сырых помещений и наружных установок) и в неметаллических трубах и коробах, в замкнутых каналах строительных конструкций.

Для стационарных электропроводок должны применяться преимущественно провода и кабели с алюминиевыми жилами. В помещениях и наружных установках с химически активной средой все элементы электро-

проводки должны быть стойкими по отношению к среде либо защищены от ее воздействия.

В производственных помещениях спуски незащищенных проводов к выключателям, аппаратам, щиткам и т. п. должны быть защищены от механических воздействий до высоты не менее 1,5 м от уровня пола.

Жесткий токопровод напряжением до 1000 В заводского изготовления, поставляемый комплектными секциями, называется шинопроводом. Шинопроводы различных серий и токов комплектуются из отдельных секций различной конфигурации и назначения. Секции могут быть прямые, угловые, гибкие, вводные, ответвительные, компенсационные, переходные, подгоночные. Длины секций унифицированы и кратны 770 мм.

Магистральные шинопроводы предназначены для питания распределительных шинопроводов и пунктов, отдельных крупных электроприемников.

Крановые троллеи, троллейные шинопроводы, кабели в лотках и на конструкциях, блоки труб прокладывают на высоте 7–15 м вдоль стены или подкрановой балки.

Технические данные на провода и кабели приведены в разд. 18, на шинопроводы — в табл. 48.9–48.12.

Магистральные шинопроводы собраны из алюминиевых прямоугольных изолированных шин, расположенных вертикально и зажатых внутри перфорированного кожуха между специальными изоляторами (рис. 48.21). Число шин в магистральных шинопроводах — 3, 4, 6 (три спаренных). Магистральный шинопровод ШМА предназначен для магистральных четырехпроводных электрических сетей в системе с глухозаземленной нейтралью напряжением до

Таблица 48.9. Технические данные магистральных шинопроводов переменного тока

Показатель	ШЗМ 16	ШМА 73	ШМА 68Н	
Номинальный ток, А	1600	1600	2500	4000
Номинальное напряжение, В	380/220	660	660	660
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	70	70	70	100
Соппротивление на фазу, Ом/км:				
активное	0,018	0,031	0,027	0,013
индуктивное	0,012	0,017	0,023	0,020
полное	0,022	0,036	0,035	0,024
Линейная потеря напряжения, В, на длину 100 м при $\cos\phi = 0,8$	—	9,7	15,4	16,4
Количество и размеры шин на фазу, мм	2(10 × 100)	2(90 × 8)	2(120 × 10)	2(160 × 12)
Полное сопротивление петли «фаза — нуль», Ом/км	0,07	0,123	—	—
Количество и сечение нулевых проводников, мм <sup>2</sup>	—	2 × 710	2 × 640	2 × 640
Максимальное расстояние между точками крепления, мм	6000	6000	3000	3000
Степень защиты по ГОСТ 14254-80 (шины изолированы)	P31	P20	P20	P20



Таблица 48.10. Технические данные распределительных шинпроводов переменного тока

Показатель	ШРА 73			ШРА У			ШРМ 75		ШРА 74	
	250 380/220	400 380/220	630 380/220	250 380/220	400 380/220	630 380/220	100 380/220	250 380/220	400 380/220	630 380/220
Номинальный ток, А										
Номинальное напряжение, В										
Сопротивление на фазу, Ом/км:										
активное	0,20	0,13	0,085	—	—	—	—	0,15	0,15	0,14
индуктивное	0,10	0,10	0,075	—	—	—	—	0,20	0,13	0,10
полное	0,24	0,16	0,11	—	—	—	—	0,25	0,20	0,17
Номинальный ток осветительных устройств, А	—	—	100	—	—	—	25	25	100	100
Максимальное расстояние между точками крепления, мм	—	—	3000	—	—	—	2000	—	3000	3000
Размеры шин, мм	35 × 5 9,5	50 × 5 11,5	80 × 5 12,5	35 × 5	50 × 5	80 × 5	—	35 × 5	50 × 5	80 × 5
Линейная потеря напряжения, В, на длину 100 м при cosφ = 0,8				—	—	—	—	—	—	—
Степень защиты по ГОСТ 6815-79		P32			P31			P32		P31

Таблица 48.12. Основные технические данные шинпроводов троллейных серий ШТМ 73, ШТМ 72, ШТА 75 (по ТУ 36-1954-76) и ШТА 76 (по ТУ 36-2098-77)

Показатель	ШТМ 73, ШТА 75	ШТМ 72, ШТА 75	ШТА 76
Номинальный ток, А	250	400	100
Номинальное напряжение, В	660	660	36—380—переменного тока; 24—220—постоянного тока
Частота, Гц	50—60	50—60	17—60
Номинальный ток, А:			
токосъемной каретки	—	—	10,25
токосъемной каретки со сборкой зажимов	25	100	—
токосъемной каретки с автоматическим выключателем	—	—	—
спаренной токосъемной каретки	—	—	15,40
спаренной токосъемной каретки со сборной зажимов	50	200	—
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	10	15	5
Число шин, шт.	3	3	4
Степень защиты по ГОСТ 14254-69	P12	P12	IP41, IP12—с нижней стороны

Таблица 48.11. Основные технические данные шинпровода распределительного для вертикальной прокладки серии ШРА 73В

Показатель	Значения
Номинальный ток, А	400 (при вертикальной прокладке может быть снижен на 10—15% по условиям допустимого нагрева)
Частота, Гц	50
Номинальное напряжение, В	380/220
Степень защиты по ГОСТ 14254-69	IP32
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	15
Компенсация температурного удлинения шин в пределах этажа здания, мм	До 6
Высота этажа здания, м	2,25—6 и выше

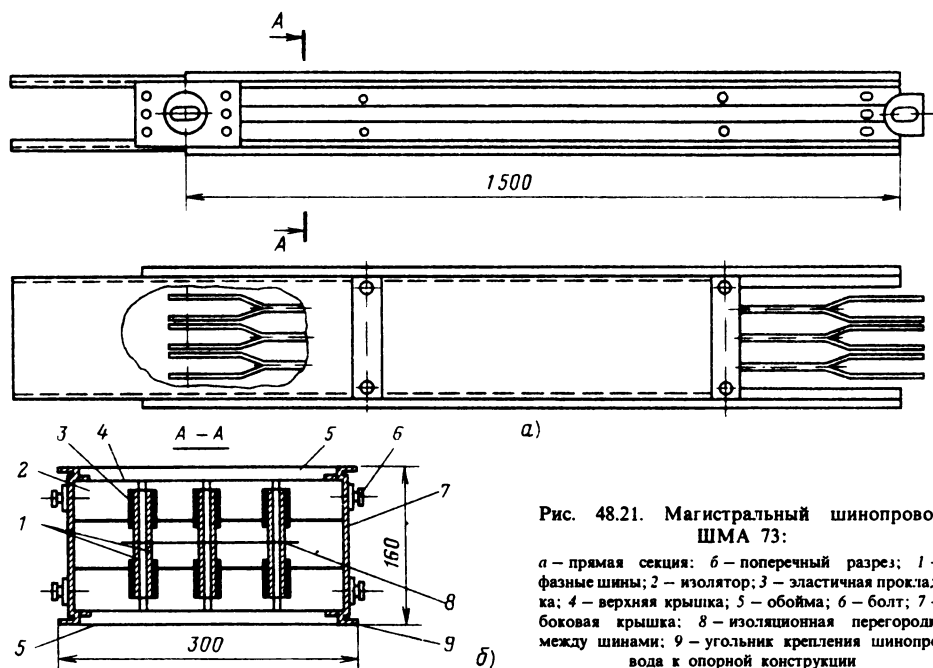


Рис. 48.21. Магистральный шинопровод ШМА 73:

а — прямая секция; б — поперечный разрез; 1 — фазные шины; 2 — изолятор; 3 — эластичная прокладка; 4 — верхняя крышка; 5 — обойма; 6 — болт; 7 — боковая крышка; 8 — изоляционная перегородка между шинами; 9 — угольник крепления шинопровода к опорной конструкции

1000 В. Номинальные токи 400, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3200 и 4000 А.

В шинопровode ШМА 73 кожух состоит из двух боковин двутаврового сечения и верхней и нижней перфорированных стальных крышек. Боковины (из алюминиевого сплава) используются в качестве нулевого провода.

Шинопровод ШМА 73 пригоден для использования в четырехпроводных сетях при напряжении до 660/380 В. Нулевым проводом в этом шинопровode является четвертая шина, сечение которой составляет 50 или 100% сечения разной шины.

Магистральные шинопроводы прокладывают на вертикальных стойках высотой 3 м. В качестве опорных конструкций применяют также кронштейны и тросовые подвески.

В шинопровode ШЗМ 16 шины фаз имеют сплошную изоляцию и плотно сжаты профилированной оболочкой из алюминиевого сплава так, что обеспечивается непрерывное крепление шин по всей длине секции. Оболочка шинопровода сплошная, без отверстий, что делает эту конструкцию закрытой. В качестве нулевого проводника в шинопровode ШЗМ 16 используется его сплошная алюминиевая оболочка.

Кроме того, выпускают магистральные шинопроводы для агрессивных сред гальванических цехов серии ШМА-Х на токи 2500 и 4000 А и шинопроводы постоянного тока

серий ШМАД и ШМАДК на напряжение 1200 В и токи 1600–6300 А.

Распределительные шинопроводы ШРА и ШРМ предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при возможности непосредственного присоединения к ним электроприемников в системах с глухозаземленной нейтралью. Номинальные токи ШРА — 250, 400 и 630 А; ШРМ — 100 и 250 А (рис. 48.22).

Шинопровод ШРМ 75 с медными шинами создан на базе шинопровода ШОС 73 и предназначен для четырехпроводных сетей с напряжением 380 В, а также может быть использован как осветительный.

Распределительные шинопроводы крепят так же, как магистральные: на стойках, кронштейнах, подвесах (рис. 48.23).

Троллейные шинопроводы ШТМ (рис. 48.24) предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов (однобалочных кранов, электрогаблей, подвесных кран-балок, тележек) и переносных электрифицированных инструментов в сетях 380 и 660 В с глухозаземленной нейтралью. Номинальные токи шинопроводов 100, 200 и 400 А.

Комплектные троллейные шинопроводы ШТА выполняются с троллеями из алюминиевого сплава, номинальный ток шинопроводов 200, 250, 400 А.

Осветительные шинопроводы ШОС пред-

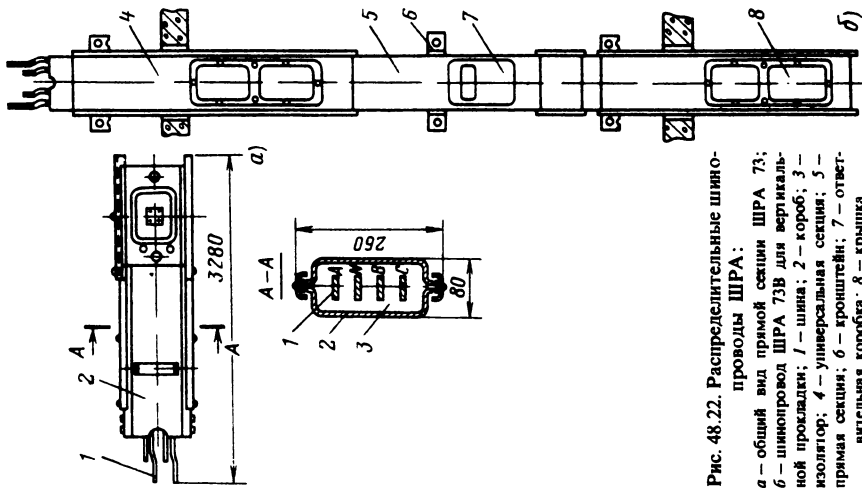


Рис. 48.22. Распределительные шины проводов ШРА:  
 а — общий вид прямой секции ШРА 73;  
 б — шинпровод ШРА 73В для вертикальной прокладки; 1 — шина; 2 — короб; 3 — изолятор; 4 — универсальная секция; 5 — прямая секция; 6 — кронштейн; 7 — ответвленная коробка; 8 — крышка

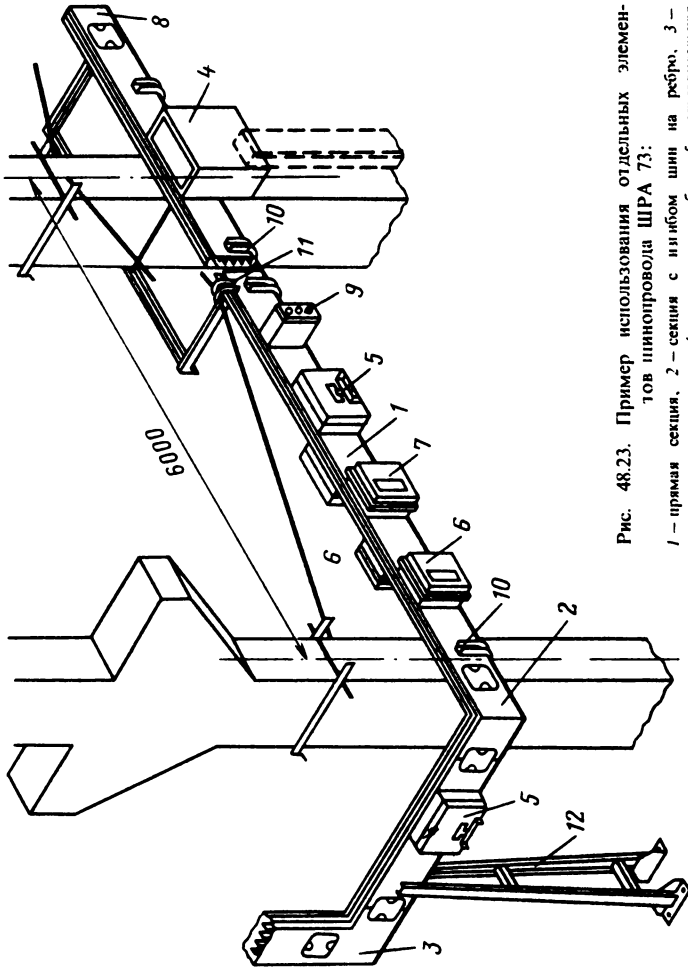


Рис. 48.23. Пример использования отдельных элементов шинпровода ШРА 73:  
 1 — прямая секция; 2 — секция с изгибом шны на ребро; 3 — 10 же на плоскость; 4 — вольная коробка; 5 — ответвленная коробка с автоматом; 6 — 10 же с предохранителем; 7 — коробка ответвления с пусковым аппаратом; 8 — залушка торцевая; 9 — ответвление с указателем на шны напряжения; 10—12 — конструкции для установки и крепления гокопровода

назначены для групповых четырехпроводных линий в сетях 380/220 В с нулевым проводом для питания светильников и электроприемников небольшой мощности. Номинальные токи 25, 63 и 100 А.

В качестве проводников используют медные изолированные провода (ШОС 67), алюминиевые шины, плакированные медью (ШОС 73А), и медные шины (ШОС 73). Прямые и фигурные секции соединяют между собой четырехполюсным штепсельным разъемом. Каждая секция имеет с одной стороны гнезда, а с другой — штыри разъема. На прямых секциях через каждые 500 мм смонтированы соединительные розетки, которые закрыты откидными крышками и служат для подключения светильников втычным контактом. Номинальный ток штепселя 10 А. Короб каждой секции заземлен с помощью нулевого провода. Короба на стыке секций крепятся с помощью муфты винтами.

Светильники подвешивают к несущим конструкциям или непосредственно к осветительным шинопроводам. При этом общая нагрузка на 1 м шинопровода ШОС 73 при максимальном пролете 3 м должна составлять не более 20 кг, а для ШОС 76 — при максимальном пролете 2 м — 12 кг. На рис. 48.25 показана конструкция шинопровода ШОС.

#### Коммутационные аппараты напряжением до 1000 В

В качестве аппаратов, включающих и отключающих электроприемники в нормальном режиме работы, используют магнитные

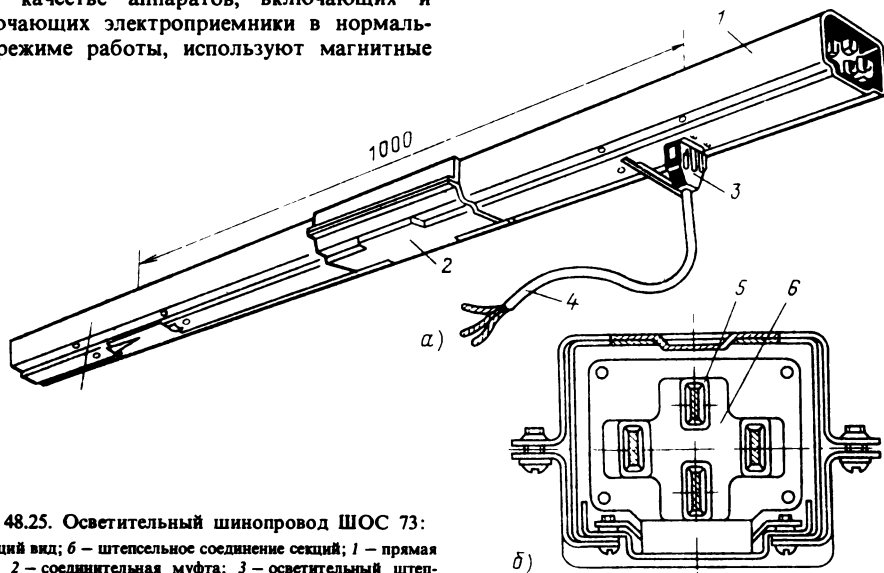


Рис. 48.25. Осветительный шинопровод ШОС 73:  
а — общий вид; б — штепсельное соединение секций; 1 — прямая секция; 2 — соединительная муфта; 3 — осветительный штепсель; 4 — провод к светильнику; 5 — гнездо розетки; 6 — изолятор

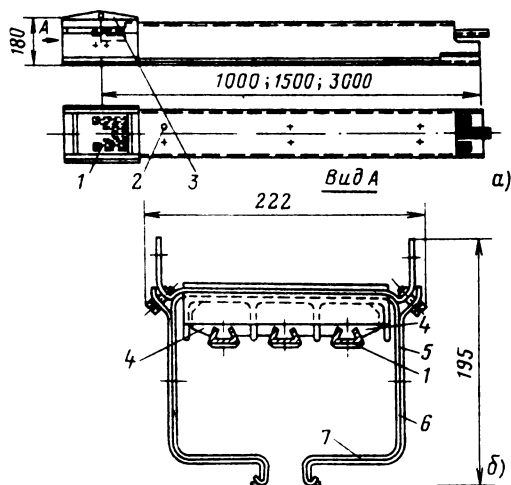


Рис. 48.24. Троллейный шинопровод ШТМ 72:  
а — общий вид; б — поперечный разрез; 1 — троллей; 2 — крепление изолятора; 3 — серьга подвески; 4 — изолятор; 5 — короб; 6 — корпус соединительной муфты; 7 — уступ короба

пускатели серий ПА, ПМЕ, ПАЕ или контакторы КТВ и в некоторых случаях рубильники (табл. 48.13) и пакетные выключатели.

В качестве защитных аппаратов от токов короткого замыкания применяют автоматические выключатели серий АВМ, А 3100, АП 50 «Электрон», А 3700, а также предохранители типов ПН 2 и НПН. Для защиты от перегрузок используют тепловые реле типов

Таблица 48.13. Ящики с рубильниками

Тип	Ток, А	Область применения	Допустимое сечение алюминиевых жил, мм <sup>2</sup>
ЯРВ-6124	200	Для неавтоматического включения и отключения цепей переменного тока, а при плавких предохранителях для защиты при перегрузках и коротких замыканиях	3 × 120
ЯВ 3-22, ЯВ 3-22-1, ЯВ 3-32, ЯВ 3-32-1	200	ЯВ 3 — для неавтоматической коммутации силовых электрических цепей постоянного и переменного тока, для защиты при перегрузках и коротких замыканиях	2 (3 × 95)
ЯВ 3Б-22, ЯВ 3Б-22-1, ЯВ 3Б-32, ЯВ 3Б-32-1	260		
ЯВ 3-23; ЯВ 3-23-1-Т2, ЯВ 3-33-Т2, ЯВ 3-33-1-Т2	315	ЯВ 3Б — для частого присоединения и отсоединения переносных гибких проводов передвижных токоприемников	
ЯБПВ-2 ЯБПВ-4	200 350	Устройство с блоком предохранитель — выключатель переменного тока напряжением до 380 В внутренней установки для приемников, не требующих частых включений и отключений	3 × 120
ЯБПВУ-2 ЯБПВУ-4	200 350	Для защиты линий длительных перегрузок токов короткого замыкания и нечастой коммутации электрических цепей напряжением до 380 В постоянного и переменного токов	2 (3 × 120)

ТРН и ТРП, встраиваемые в пускатели ПА, ПМЕ, ПАЕ, тепловые расцепители автоматических выключателей А 3100, АП 50 или часовые механизмы автоматических выключателей АВМ.

В электроустановках промышленных предприятий в основном используют предохранители серий ПР 2, ПН 2 и НПН-60.

Блок предохранитель — выключатель серии БПВ предназначен для установки в распределительных пунктах серии ПРБ-59 или в отдельных ящиках закрытого исполнения типа ЯБПВ. В блоках БПВ применяются предохранители серии ПР 2 (табл. 48.14).

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) серии АВМ выпускаются в открытом исполнении типов АВМ 4, АВМ 10, АВМ 15 и АВМ 20 (табл. 48.15). Автоматические выключатели изготавливают двух основных исполнений: невыводимые с передним присоединением монтажных шин и выдвигаемые с втычными контактами, расположенными с задней стороны автоматического выключателя (обозначаются буквой В).

Автоматические выключатели серии А 3700 применяют для защиты электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до 660 В и постоянного тока напряжением до 440 В от сверхтоков, а также для пуска короткозамкнутых двигателей (табл. 48.16).

Таблица 48.14. Технические данные блоков серии БПВ

Тип аппарата	Номинальный ток, А	Число полюсов	Номинальный ток предохранителей, А	Ток плавкой вставки, А
БПВ-21	100	2	100	60, 80
БПВ-31		3		100
БПВ-22	200	2	200	100, 125
БПВ-32		3		160, 200
БПВ-24	350	2	350	200, 225
БПВ-34		3		260, 300, 350

Автоматические выключатели с номинальным током более 50 А имеют, кроме тепловых, электромагнитные расцепители, срабатывающие без выдержки времени.

Автоматические выключатели серии «Электрон» применяют в электросиловых установках переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до 660 В и постоянного тока напряжением до 440 В для дистанционного автоматического отключения силовых электрических цепей при коротких замыканиях, недопустимых перегрузках и для нечастой коммутации при минимальных режимах работы.

Технические данные автоматических вы-

Таблица 48.15. Технические данные автоматических выключателей серии АВМ

Тип автоматического выключателя	Номинальный ток, А	Номинальный ток катушки максимального расцепителя, А	Тип привода	Тип добавочного расцепителя	Уставки тока, маркируемые на шкале, А	
					защиты от перегрузки	защиты от токов КЗ
АВМ 4Н АВМ 4НВ*	400	120, 150, 250, 400	1, 2, 3 1, 3	Н или М	Нет	300, 500
АВМ 4Н АВМ 4НВ АВМ 4С	400	120, 150, 200, 250 300, 400	1, 2, 3 1, 3	Н или М	125, 200	800, 1100
АВМ 10Н АВМ 10НВ*	400	120, 150, 200, 250, 300, 400	1, 2, 3 1, 3	Н	125, 200	800, 1100
АВМ 10Н АВМ 10НВ*	1000	600, 800, 1000	1, 2, 3 1, 3	Н или М	Нет	200, 500 200, 500
АВМ 10Н	750	500, 600, 750	1, 3	Н или М	150 и 200 для расцепителей 1000 А, 125 и 200 для остальных	800 и 1100 для расцепителей до 600 А, 800 и 1000 для остальных
АВМ 10Н	1000	500, 600, 800, 1000	1, 2, 3	Н или М	125, 200	800 и 1100 для расцепителей до 600 А, 800 и 1000 для расцепителей 750 А
АВМ 10С АВМ 10СВ	1000	500, 600, 800, 1000	1, 3	Н	125, 200	
АВМ 10СВ	750	500, 600, 750	1, 3	Н	125, 200	

Примечания: 1. Звездочками обозначены автоматические выключатели без часовых механизмов.

2. Буквой В обозначено выдвижное исполнение.

3. Степень защиты оболочки — РЗО.

4 В типе привода цифры соответственно обозначают: 1 — рукоятка для ручного управления, 2 — рычажный, 3 — электромеханический.

5. В типах расцепителей буквы Н и М соответственно обозначают: независимый, минимального напряжения.

Таблица 48.16. Технические данные автоматических выключателей А 3700

Тип	Число полюсов	Номинальный ток, А	Пределы регулирования номинального тока, А	Пределы регулирования времени срабатывания, с	Расцепитель, уставка тока трогания, А
Исполнение токоограничивающее с полупроводниковым и электромагнитным расцепителями максимального тока					
А 3713Б	2	40 80	20, 25, 32, 40 40, 50, 63, 80	4, 8, 16	1600
А 3714Б	3	160	80, 100, 125, 160		
А 3723Б	2	250	160, 200, 250		2500
А 3724Б	3	250	160, 200, 250		
А 3733Б	2	250	160, 200, 250		4000
А 3734Б	3	400	250, 320, 400		
А 3734Б	2	400	250, 320, 400		6300
А 3744Б	3	630	400, 500, 630		
Исполнение токоограничивающее с электромагнитными расцепителями максимального тока					
А 3711Б	2	160			400, 630, 100, 1600
А 3712Б	3				
А 3721Б	2	250			1600, 2000, 2500
А 3722Б			Полупроводникового расцепителя и регулировок уставок по току и времени нет		
А 3731Б	2	400			2500, 3200, 4000
А 3732Б	3				
А 3741Б	2	630			4000, 5000, 6300
А 3742Б					
Исполнение селективное с полупроводниковыми расцепителями максимального тока					
А 3733С	2	250	160, 200, 250	4, 8, 16	Электромагнитного расцепителя нет
А 3734С	3	250 400	160, 200, 250 250, 320, 400	Защиты в зоне перегрузки нет	То же
А 3743С	2	400 630	250, 320, 400 400, 500, 630	4, 8, 16	» »
А 3744С	3	400 630	250, 320, 400 400, 500, 630	Защиты в зоне перегрузки нет	» »

Продолжение табл. 48.16

Тип	Число полюсов	Номинальный ток, А	Пределы регулирования номинального тока, А	Пределы регулирования времени срабатывания, с	Расцепитель, уставка тока трогания, А
Исполнение с термобиметаллическими и электромагнитными расцепителями максимального тока					
А 3715Б	2	160	16, 20, 25, 32	Регулировки уставок по току и времени нет	630, 1600
А 3716Б	3		40, 50, 63, 80, 100, 125, 160		
А 3725Б	2	250	160, 200, 250		
А 3726Б	3				
А 3735Б	2	400	250, 320, 400		
А 3736Б	3				
А 3745Б	2	630	400, 500, 630		4000
А 3746Б	3				6300

Примечания: 1. Пределы регулирования времени срабатывания указаны при  $6I_{ном}$  для переменного тока. Номинальная уставка тока трогания в зоне перегрузок для автоматических выключателей с полупроводниковыми расцепителями —  $1,25 I_{ном}$ .

2. Уставка тока трогания указана для переменного тока.

3. Уставки токов термобиметаллических и электромагнитных расцепителей не регулируются.

4. Нев автоматическое исполнение автоматических выключателей обозначено буквой Н.

5. Степень защиты — Р30.

Таблица 48.17. Технические данные автоматических выключателей серии «Электрон»

Тип	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток токовой защиты, $I_{ном}$ , А	Уставка МТЗ				
			по току $I_{уст}/I_{ном}$		по времени, с		
			в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при $I_{ном}$	при $6I_{ном}$	при КЗ
Э 06С	1000	630; 800; 1000	0,8; 1,25; 2,0	3; 5; 7; 10	100; 150; 200	4; 8; 16	0; 0,25; 0,45; 0,7
Э 25С	3200	800—3200		3; 5; 7			
Э 40С	6300	3200; 4000; 6300		3; 10			
Э 06В	630	400—1000		3; 5; 7; 10			
Э 16В	1600	630—1600		3; 5; 7; 10			
Э 25В	2500	1600—3200		3; 5; 7			
Э 40В	5000	4000—5000		3; 5			

Примечание. По способу установки выключатели стационарные обозначаются буквой С, выдвижные — буквой В.

Таблица 48.18. Технические данные пускателей с напряжением главной цепи 380 В

Номинальный ток, А	Наибольшая мощность управляемого электродвигателя, кВт, при напряжении, В		Номинальный рабочий ток контактов главной цепи, А, при напряжении 380 В для исполнения	
	220	380	открытого	защитного
25	5,5	11	25	23
40	11	18,5	40	36
63	18,5	30	63	60
100	30	55	100	95
160	45	75	160	150

Таблица 48.19. Номинальный рабочий ток пускателей и мощность управляемых электродвигателей

Номинальное напряжение, В	Номинальный рабочий ток главной цепи пускателя, А, для исполнения		Мощность управляемого электродвигателя, кВт	
	открытого (IPOO)	в оболочке (IP30, IP54)	наибольшая	наименьшая
36	25	23	0,8	0,15
110	25	23	2,2	0,3
127	25	23	3	0,4
220	25	23	5,5	1,1
380	25	23	10	2,2

Примечание. Ниже указанной наименьшей мощности тепловая защита тепловым реле пускателя не обеспечивается.

Таблица 48.20. Контакторы типов ПМЕ и ПАЕ

Тип	Максимально допустимая мощность управляемого электродвигателя, кВт, при напряжении, В				
	36	127	220	380	500
ПМЕ-000	—	0,27	0,6	1,1	0,6
ПМЕ-100	—	1,1	2,2	4	4
ПМЕ-200	—	3	5,5	10	10
ПАЕ-300	1,5	4	10	17	17
ПАЕ-400	2,2	10	17	30	22
ПАЕ-500	4	17	30	55	40
ПАЕ-600	5	22	40	75	55

ключателей серии «Электрон» приведены в табл. 48.17.

Технические характеристики пускателей приведены в табл. 48.18—48.21.

#### Особенности расчета токов КЗ в установках напряжением до 1000 В

При расчетах токов КЗ в установках напряжением до 1000 В необходимо учитывать индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи и активные сопротивления всех переходных контактов

этой цепи (болтовые на шинах, вводные зажимы и разъемные контакты аппаратов и контакт в месте короткого замыкания). При отсутствии достоверных данных о числе и сопротивлении контактов в короткозамкнутой цепи рекомендуется их сопротивление учесть совокупно, путем введения в расчет дополнительного активного сопротивления:

при КЗ на шите ПС 0,015 Ом;

на цеховых РП и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными или магистральными линиями от щитов ПС 0,02 Ом;

на вторичных цеховых РП — как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП, 0,025 Ом;

на зажимах аппаратов, получающих питание от вторичных РП, 0,03 Ом.

Расчетные коэффициенты для определения ударного тока  $k_y$  и наибольшего действующего значения полного тока  $k$  могут быть приняты  $k_y = k = 1$  во всех случаях, где ток КЗ подсчитан с учетом указанных выше значений сопротивления контактов в короткозамкнутой цепи.

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности понижающих трансформаторов с соединением обмоток

Таблица 48.21. Магнитные пускатели

Тип	Номинальный ток, А	Максимальная мощность электродвигателя, кВт, при напряжении, В					
		36	127	220	380	500	660
П6, П61, П62ТА, П62ТБ, П63ТА, П64ТА, П65ТА	10	—	1	1,7	2,8	—	—
ПНВ-30, ПНВ-30Т, ПНВ-32	12,5	—	1,7	2,8	4,5	4,5	—
ПМП-1-БР, ПМП-1-Р, ПМП-1-Б, ПМП-1-К, ПМПР-1-Р, ПМПР-1-К	25	—	4	5,5	7,5	17	22
ПМП-2-БР, ПМП-2-Р, ПМП-2-Б, ПМП-2-К, ПМПР-2-Р, ПМПР-2-К	63	—	10	17	30	40	55
ПМП-3-БР, ПМП-3-Р, ПМП-3-Б, ПМП-3-К	125	—	22	30	55	75	100
ПМП-4-БР, ПМП-4-Р, ПМП-4-Б, ПМП-4-К	250	—	40	75	125	160	200
ПА-300	40*, 36**	1,5	4	10	17	17	—
ПА-400	63*, 56**	2,2	10	17	28	28	—
ПА-500	110*, 106**	4	17	30	55	55	—
ПА-600	146*, 140**	5	22	40	75	75	—
ПА-300Т	40*, 36**	1,5	4	10	17	17	—
ПА-400Т	63*, 60**	2,2	10	17	30	30	—
ПА-500Т	110*, 106**	4	17	30	50	50	—
ПА-600Т	146*, 140**	5	22	40	75	75	—
ПМЕ-11, ПМЕ-113, ПМЕ-11Т, ПМЕ-113Т	10,6	0,27	1,1	2,2	4	4	—
	25*	0,8	3	5,5	10	10	—
	240	—	—	—	160	—	—
	25	—	—	—	32	—	55
	250	—	—	—	125	—	200

Примечания: 1. Одной звездочкой при цифре обозначено открытое исполнение, двумя — исполнение в оболочке.

2. Пускатели П, ПА-300Т — ПА-600Т и ПМЕ — реверсивные и нереверсивные, остальные нереверсивные.

3. Исполнение пускателей: П6 — открытое, защищенное, пыленепроницаемое; ПНВ — защищенное, открытое; ПМП — пыленепроницаемое (химически стойкое и общепромышленное); ПАЕ и ПА — открытое, защищенное, пылезащитное, пылебрызгозащищенное; ПА — открытое, пылезащитное, пылебрызгонепроницаемое; ПМЕ — общепромышленное.



$\Delta/Y$ -11 практически равны соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности.

Соотношения сопротивлений прямой и нулевой последовательностей трансформаторов при различных схемах соединений:

Схема . . . . .	$Y/Y_n$	$\Delta/Y_n$	$Y/Z_n$
$Z_{0T}$ . . . . .	5-10	0,7-1,0	0,1-0,3
$r_{0T}$			
$r_{0T}$ . . . . .	10-16	1,0	0,5
$r_{1T}$			

Можно принимать:

- для шин и аппаратов  $x_0 \approx 2x_1$ ;  $r_0 \approx r_1$ ;
- для трехжильных кабелей  $x_0 \approx 4x_1$ ;  $r_0 \approx r_1$ ;
- для четырехжильных кабелей  $x_0 \approx 2,5x_1$ ;  $r_0 \approx r_1$ .

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета влияния непосредственно присоединенных местных асинхронных электродвигателей

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}\sqrt{r_{1\Gamma}^2 + x_{1\Gamma}^2}}$$

где  $U_{cp}$  — среднее номинальное напряжение, междуфазное напряжение ступени, на которой находится точка КЗ;  $r_{1\Gamma}$ ,  $x_{1\Gamma}$  — соответственно суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности цепи КЗ.

Ток однофазного КЗ с учетом комплектного заводского шинпровода определяется по приближенной формуле (ПУЭ)

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}(z_n + z_T/3)}$$

где  $z_n = \sqrt{r_n^2 + x_n^2}$  — полное сопротивление петли фаза — нуль, включая сопротивление шинпровода и все сопротивления аппаратов и переходных сопротивлений контактов, начиная от нейтрали понижающего трансформатора;  $z_T$  — полное сопротивление трансформатора:

$$z_T = \sqrt{(r_{1T} + r_{2T} + r_{0T})^2 + (x_{1T} + x_{2T} + x_{0T})^2}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от местных асинхронных электродвигателей, кА, рекомендуется определять с учетом активных сопротивлений электродвигателей по формуле

$$I_{п0\Delta}^{(3)} = \frac{E''_{0\Delta} \cdot 10^3}{\sqrt{(x''_d + x_{вн})^2 + (r_d + r_{вн})^2}}$$

где  $E''_{0\Delta}$  — фазная сверхпереходная ЭДС

электродвигателя, кВ;  $x''_d$  и  $r_d$  — соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм;  $x_{вн}$  и  $r_{вн}$  — внешние сопротивления (кабель, провод), мОм.

Сверхпереходная ЭДС, В:

$$E''_{0\Delta} = \frac{\sqrt{(U_{\phi(0)} \cos \varphi_0 - I_{(0)} r_d)^2 + (U_{\phi(0)} \sin \varphi_0 - I_0 x''_d)^2}}$$

где  $U_{\phi(0)}$ ,  $I_{(0)}$  и  $\varphi_0$  — соответственно фазное напряжение, В, ток статора, А, и угол между векторами напряжения и тока статора в режиме, предшествующем КЗ (принимаются  $U_{\phi(0)} = U_{ном\phi}$ ,  $I_{(0)} = I_{ном}$ ,  $\cos \varphi_0 = \cos \varphi_{ном}$ ).

В практических расчетах при отсутствии исходных данных можно принимать  $E''_{0\Delta} = 0,9$ ,  $E''_{0\Delta} = 0,9 U_{\phi, cp}$ .

Активное сопротивление асинхронного электродвигателя в момент КЗ:

а) суммарное активное сопротивление статора и ротора:

$$r_d = r_1 + r_2^0/c_2,$$

где  $r_1$  — активное сопротивление статора, мОм;  $r_2^0$  — активное сопротивление ротора, приведенное к статору, мОм;  $c_2 = 1,04$  — коэффициент;

б) активное сопротивление ротора электродвигателя, приведенное к обмотке статора, мОм:

$$r_2^0 = \frac{M_{*пуск} (P_{ном} + \Delta P_{мех}) c_2^2}{3I_{*пуск}^2 I_{ном}^2 (1 - s_{ном})}$$

где  $M_{*пуск}$  — кратность пускового момента,  $M_{*пуск} = M_{пуск}/M_{ном}$ ;  $P_{ном}$  и  $I_{ном}$  — номинальная мощность, кВт, и номинальный ток, А, электродвигателя;  $\Delta P_{мех}$  — механические потери электродвигателя (включая добавочные потери), кВт, которые обычно не превышают  $0,01 P_{ном}$ ;  $I_{*пуск} = I_{пуск}/I_{ном}$ ;  $s_{ном}$  — номинальное скольжение электродвигателя;

в) активное сопротивление обмоток статора асинхронного электродвигателя определяется:

для электродвигателя, у которого параметры ротора изменяются с изменением скольжения (электродвигатель с глубоким пазом или с двумя обмотками на роторе), сопротивление обмотки статора приближенно, мОм:

$$r_1 = \frac{k_m P (1 - \eta_{ном})}{3I_{ном}^2 \eta_{ном}} 10^6,$$

где  $k_m$  — отношение потерь мощности в меди статора к суммарным потерям мощности в электродвигателе при  $I_{ном}$  (обычно  $k_m = 0,25 \div 0,4$ , можно принимать  $k_m = 0,3 \div 0,35$ );  $\eta_{ном}$  — номинальный КПД электродвигателя, отн. ед.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного электродвигателя, мОм,

$$x'_d = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{ном, ф}}}{I_{\text{пуск}} I_{\text{ном}}}\right)^2 - r_d^2},$$

где  $U_{\text{ном, ф}}$  — номинальное фазное напряжение электродвигателя, В;  $r_d$ , мОм.

Ударный ток КЗ от асинхронного электродвигателя, кА:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{\text{п0д}},$$

где  $I_{\text{п0д}}$  — начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ;

$$k_y = e^{-0.01/T_p} + e^{-0.01/T_a},$$

где  $T_p$  — расчетная постоянная времени периодической составляющей тока статора, с;  $T_a$  — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока статора, с:

$$T_p = (x'_d + x_{\text{каб}}) / \omega r_2^2;$$

$$T_a = (x'_d + x_{\text{каб}}) / \omega (r_1 + r_{\text{каб}}).$$

### Защита цеховых электрических сетей от токов перегрузки и КЗ

Согласно ПУЭ защите от перегрузки и токов КЗ подлежат:

1) сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными, незащищенными изолированными проводниками с горючей оболочкой;

2) сети внутри помещений, выполненные защищенными проводниками, проложенными в трубах, в несгораемых строительных конструкциях и т. п., в следующих случаях:

а) осветительные сети в жилых и общественных зданиях, а также в пожароопасных производственных помещениях;

б) силовые сети, когда по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка;

в) сети всех видов во взрывоопасных помещениях независимо от условий технологического процесса.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов КЗ, в частности кабели или проводники в трубах в невзрывоопасных помещениях.

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1000 В по условию нагрева определяется в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки из двух соотношений:

1) по условию нагрева длительным расчетным током

$$I_{\text{ном, доп}} \geq I_{\text{дл, р}} / k_{\text{с, нагр}};$$

2) по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты

$$I_{\text{ном, доп}} \geq k_{\text{заш}} I_{\text{заш}} / k_{\text{с, нагр}},$$

где  $k_{\text{с, нагр}}$  — поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей (на температуру воздуха);  $k_{\text{заш}}$  — кратность допустимого длительного тока для провода или кабеля по отношению к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата (табл. 4.22);  $I_{\text{заш}} = I_{\text{ном, вст}}$ , если линия защищается предохранителем;  $I_{\text{заш}} = I_{\text{сраб}}$ , если линия защищается автоматическим выключателем.

Если допустимая длительная токовая нагрузка не совпадает с данными таблиц допустимых нагрузок, разрешается применение ближайшего проводника меньшего сечения. Однако это сечение не должно быть меньше требуемого при определении допустимой нагрузки.

Автоматический выключатель выбирается по следующим условиям.

1. Номинальное напряжение

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном, уст}},$$

где  $U_{\text{ном, уст}}$  — номинальное напряжение установки.

2. Номинальный ток расцепителя

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р, ф}} \geq I_{\text{р}},$$

где  $I_{\text{р}}$  — расчетный ток нормального режима;  $I_{\text{р, ф}}$  — расчетный ток форсированного (послеаварийного) режима.

3. Номинальный ток автоматического выключателя

$$I_{\text{ном, а}} \geq I_{\text{ном}}.$$

4. Ток срабатывания расцепителя  $I_{\text{сраб}}$ :

а) выбирается по пиковому току

$$I_{\text{сраб}} \geq 1,25 I_{\text{пик}},$$

где  $I_{\text{пик}}$  — кратковременный ток в линии при пуске двигателей.

Для автоматических выключателей типа А 3100

$$I_{\text{сраб}} \geq 1,5 I_{\text{пик}},$$

б) проверяется по току однофазного КЗ  $I_{\text{к}}^{(1)}$ .

В сетях невзрыво- и непожароопасных помещений для автоматического выключателя, имеющего обратную зависимость характеристики,

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 3 I_{\text{сраб}};$$

Таблица 48.22. Коэффициенты защиты  $k_{\text{зщ}}$ , или кратность длительно допустимых токов

Ток, А, и тип защитного аппарата	Сетей, для которых защита от перегрузки обязательна			Сетей, не требующих защиты от перегрузки
	проводники с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		кабели с бумажной изоляцией	
	взрыво- и пожароопасные помещения, жилые, торговые помещения и т. п.	невзрыво- и непжароопасные производственные помещения промпредприятий		
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей	1,25	1,0	1,0	0,33
Ток уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратозависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1,0	1,0	1,0	1,0
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки ее кратность тока не ограничивается)	1,0	1,0	0,8	0,66

для автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель,

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 1,1 I_{\text{сраб}}$$

В сетях взрывоопасных помещений для автоматических выключателей, имеющих обратозависимую характеристику,

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 6 I_{\text{сраб}}$$

Для сетей, защищаемых только от токов КЗ, допускается завышение кратности токов срабатывания расцепителей автоматических выключателей для надежной отстройки от токов самозапуска двигателей, при этом

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 1,5 I_{\text{сраб}}$$

5. Отключающая способность автоматического выключателя

$$I_{\text{к}}^{(3)} < I_{\text{откл}}$$

где  $I_{\text{откл}}$  — предельный ток, отключаемый выключателем;  $I_{\text{к}}^{(3)}$  — ток трехфазного КЗ.

6. Динамическая стойкость токам трехфазного КЗ

$$i_{\text{у, доп}} > i_{\text{у}}$$

где  $i_{\text{у, доп}}$  — ток электродинамической стойкости;  $i_{\text{у}}$  — ударный ток КЗ.

Предохранитель выбирается из следующих условий:

номинальное напряжение

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном, уст}}$$

номинальный ток предохранителя

$$I_{\text{ном, р}} \geq I_{\text{ном, вст}}$$

где  $I_{\text{ном, вст}}$  — номинальный ток плавкой вставки.

Для безынерционного предохранителя номинальный ток плавкой вставки выбирается следующим образом:

$$I_{\text{ном, вст}} \geq I_{\text{maxр}}$$

где  $I_{\text{maxр}}$  — максимальный длительный расчетный ток линии;

при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с нечастыми пусками и длительностью пускового периода не более 2–2,5 с и имеющему пусковой ток  $I_{\text{пуск}}$  (электродвигатели металлообрабатывающих станков, вентиляторов, насосов и т. п.),

$$I_{\text{ном, вст}} \geq I_{\text{пуск}}/2,5;$$

при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с частыми пусками или большой длительностью пускового периода (электродвигатели кранов, центрифуг, дробилок и т. п.),

$$I_{\text{ном, вст}} \geq I_{\text{пуск}}/1,6;$$

при защите магистрали, питающей силовую или смешанную нагрузку,

$$I_{\text{ном, вст}} \geq I_{\text{пик}}/2,5;$$

при защите ответвления к сварочному аппарату с номинальным током  $I_{\text{св}}$  и продол-

жительностью включения ПВ

$$I_{\text{ном.вст}} \geq 1,2 I_{\text{св}} \sqrt{\text{ПВ}}$$

### 48.5. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

#### Характеристика показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-67\*

Под показателями качества электроэнергии в многофазной системе подразумеваются отклонения и колебания частоты, отклонения, размах изменения, несимметрия и несинусоидальность напряжений. При этом если частота является системным параметром, определяемым частотой вращения генераторов, то показатели качества напряжения зависят от режимов работы, системы электропитания, в целом всей цепочки источник — приемник электроэнергии. Показатели качества электроэнергии для трехфазных сетей регламентирует ГОСТ 13109-67\*. Экспертные оценки специалистов установили, что минимальный ущерб от понижения качества электроэнергии в целом по стране оценивается в 2 млрд. руб. в год [48.1].

Отклонения напряжения, %, определяют-ся из выражения

$$\Delta U = \frac{U_{\text{ф}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100,$$

где  $U_{\text{ф}}$  — фактическое напряжение в точке сети, подлежащей анализу, или на зажимах электроприемника;  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение в той же точке.

Под отклонением напряжения подразумевается сравнительно медленное изменение напряжения со скоростью менее  $1\% \cdot \text{с}^{-1}$ .

Для осветительных приемников в производственных и общественных помещениях, а также для прожекторных установок наружного освещения допускаются длительные отклонения напряжений в пределах от  $-2,5$  до  $+5\%$ , для всех остальных потребителей — в пределах  $\pm 5\%$ .

Колебания напряжения в соответствии с новой редакцией ГОСТ 13109-67\* (изменение № 2, действующее с 1 августа 1979 г.) оцениваются:

а) размахом изменений напряжения — разностью между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения. Если огибающая действующих значений напряжения имеет горизонтальные участки, то размах изменений

напряжения имеет горизонтальные участки и определяется как разность между соседними горизонтальными участками или как разность между соседним экстремумом и горизонтальным участком

$$\delta V = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} 100;$$

б) частотой изменений напряжения  $f = m/t$ , где  $m$  — количество изменений напряжения со скоростью изменений более  $1\%$  в 1 с за время  $t$ ;

в) интервалами  $\Delta t$  между следующими друг за другом изменениями напряжения, причем если интервалы времени между концом одного изменения и началом следующего происходят в том же направлении менее чем за  $0,04$  с, эти изменения рассматриваются как одно. Допустимые значения размахов изменения напряжения в зависимости от частоты изменений напряжения или интервалов между изменениями напряжения приведены на рис. 48.26.

Несинусоидальность напряжения сети согласно уточненному стандарту на качество электроэнергии характеризуется коэффициентом несинусоидальности

$$k_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_{\text{ном}}} 100,$$

где  $U_v$  — действующее значение напряжения  $v$ -й гармоники;  $U_1$  — напряжение 1-й гармоники;  $n$  — номер последней из учитываемых гармоник. Допустимое значение  $k_{\text{нс}}$  не должно превышать  $5\%$ .

Несимметрия междуфазных напряжений вызывается наличием составляющих обратной

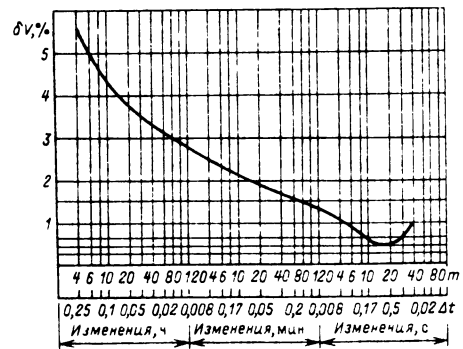


Рис. 48.26. Допустимые размахи колебаний напряжения в зависимости от частоты или интервала между изменениями напряжения

последовательности, а несимметрия фазных — еще и наличием составляющих нулевой последовательности.

Для трехфазных сетей общего назначения согласно ГОСТ несимметричные режимы характеризуются коэффициентами несимметрии  $\epsilon''_u$  и неуровненности  $\epsilon''_0$  напряжений:

$$\epsilon''_u = U''/U_{ном}; \quad \epsilon''_0 = U^0/U_{ном},$$

где  $U''$  и  $U^0$  — напряжения обратной и нулевой последовательностей.

Допустимое стандартом значение  $U''$  не должно превышать 2% номинального напряжения, т. е.  $\epsilon''_u \leq \epsilon''_u = 0,02$ . При этом значение должно быть таким, чтобы величины напряжений на зажимах однофазных приемников (с учетом значений  $U'$  и  $U''$  и высших гармоник напряжения) не выходили за допустимые пределы ( $U'$  — напряжение прямой последовательности).

Под отклонением частоты, %, понимают разность между фактическим  $f_\phi$  и номинальным  $f_{ном}$  значениями основной частоты

$$\Delta f = \frac{f_\phi - f_{ном}}{f_{ном}} 100.$$

Допускаются отклонения частоты в режиме нормальной работы энергосистемы в пределах  $\pm 0,1$  Гц. Кратковременно допускается работа энергосистемы с отклонением частоты, усредненным за 10 мин, в пределах  $\pm 0,2$  Гц.

Размах колебаний частоты в процентах — разность между наибольшим и наименьшим значениями основной частоты за определенный промежуток времени:

$$\delta f = \frac{f_{max} - f_{min}}{f_{ном}} 100.$$

Под колебаниями частоты понимают ее изменения, происходящие со скоростью 0,2 Гц/с. Размах колебаний частоты не должен превышать 0,2 Гц.

#### Оценка ущерба от несоответствия качества электроэнергии нормам ГОСТ

Ущерб, возникающий в связи с качеством электроэнергии, имеет электромагнитную и технологическую составляющие [48.1]. Электромагнитная составляющая определяется дополнительными потерями активной мощности и сокращением срока службы изоляции электрических машин, трансформаторов, кабелей и статических конденсаторов. Ущерб, вызываемый технологическими факторами, определяется в наибольшей степени отклонениями

напряжений от допустимых значений, различных для конкретных электротехнологических установок и агрегатов. Технологическая составляющая ущерба при несимметрии и колебаниях напряжения определяется в первую очередь обусловленными им дополнительными отклонениями напряжения.

Ущерб определяют как разницу между затратами при выработке определенного количества продукции в режиме номинального напряжения  $Z_{ином}$  и напряжения, отличного от номинальных показателей,  $Z_u$ :

$$U = Z_u - Z_{ином}.$$

Ущерб определяют в рублях за определенный промежуток времени: за час, рабочую смену, производственный цикл.

Размер ущерба определяют по формуле

$$U = U_{эм} + U_T = (U_{\Delta p} + U_{\Delta Q} + U_T + U_{\Delta pc}) + (U_{\Delta n} + U_{\Delta t} + U_M),$$

где  $U_{эм}$ ,  $U_T$  — электромагнитная и технологическая составляющие ущерба;  $U_{\Delta p}$ ,  $U_{\Delta Q}$  — ущерб от изменения потребления активной и реактивной мощности соответственно;  $U_T$  — ущерб, связанный с изменением срока службы электрооборудования;  $U_{\Delta pc}$  — ущерб от потерь мощности в системе электроснабжения;  $U_{\Delta n}$  — ущерб от изменения производительности технологического оборудования;  $U_{\Delta t}$  — ущерб от недовыпуска продукции вследствие преждевременного выхода из строя технологического оборудования;  $U_M$  — ущерб, связанный с порчей сырья и материалов.

Преобладающее значение имеет технологическая составляющая ущерба.

Производительность  $P$  различных электро-технологических установок связана с уровнем напряжения

$$P = kU^\rho,$$

где  $k$  и  $\rho$  — постоянные коэффициенты, зависящие от вида производства.

Изменение производительности механизма при отклонении напряжения создает ущерб

$$U_{\Delta n} = (P_{ном} + P) c_{ед} t,$$

где  $P_{ном}$ ,  $P$  — часовая производительность механизма при работе с номинальным и фактическим напряжением;  $c_{ед}$  — стоимость единицы продукции, выпускаемой данным механизмом;  $t$  — время, за которое определяется ущерб.

Ущерб, связанный с недоотпуском продукции из-за преждевременного выхода из строя электрооборудования,

$$U_{\Delta t} = P_{ном} c_{ед} T_{п} I_{из} / B,$$

где  $T_{п}$  — среднее время простоя, связанное с заменой вышедшего из строя элемента;  $I_{из}$  — степень относительного износа изоляции;  $B$  — срок службы данного элемента при номинальном напряжении.

Электромагнитная составляющая ущерба определяется для каждого элемента системы электроснабжения и электроприемника в отдельности, а затем проводят суммирование значений ущерба по всем элементам.

**Способы и средства улучшения качества электроэнергии**

Соответствие показателей качества электроэнергии требованиям ГОСТ 13109-67\* достигается схемными решениями или применением специальных технических средств. Выбор варианта требует технико-экономического обоснования. При этом постановка задачи сводится не к минимизации ущерба, а к выполнению требований ГОСТ.

Рассмотрим возможности улучшения по-

следовательно каждого показателя качества электроэнергии в электрических сетях.

Отклонения напряжения можно снизить, воздействуя на сеть:

изменением параметров сети: выбором схемы, конструктивным исполнением сети (токопроводы, воздушные, кабельные линии), применением различных схем распределительных пунктов (РП), реактированием, последовательным включением индуктивности и емкости; получением добавок напряжения за счет улучшения компенсации реактивной мощности и изменения коэффициентов трансформации трансформаторов.

Централизованное регулирование напряжения позволяет изменить уровень напряжения на шинах центров питания (ТЭЦ, ГПП, ЦРП) и осуществляется как в энергосистеме, так и на промышленном предприятии. Средства местного регулирования напряжения устанавливаются в распределительных и цеховых сетях промышленных предприятий.

Оптимизация системы электроснабжения промышленного предприятия одновременно

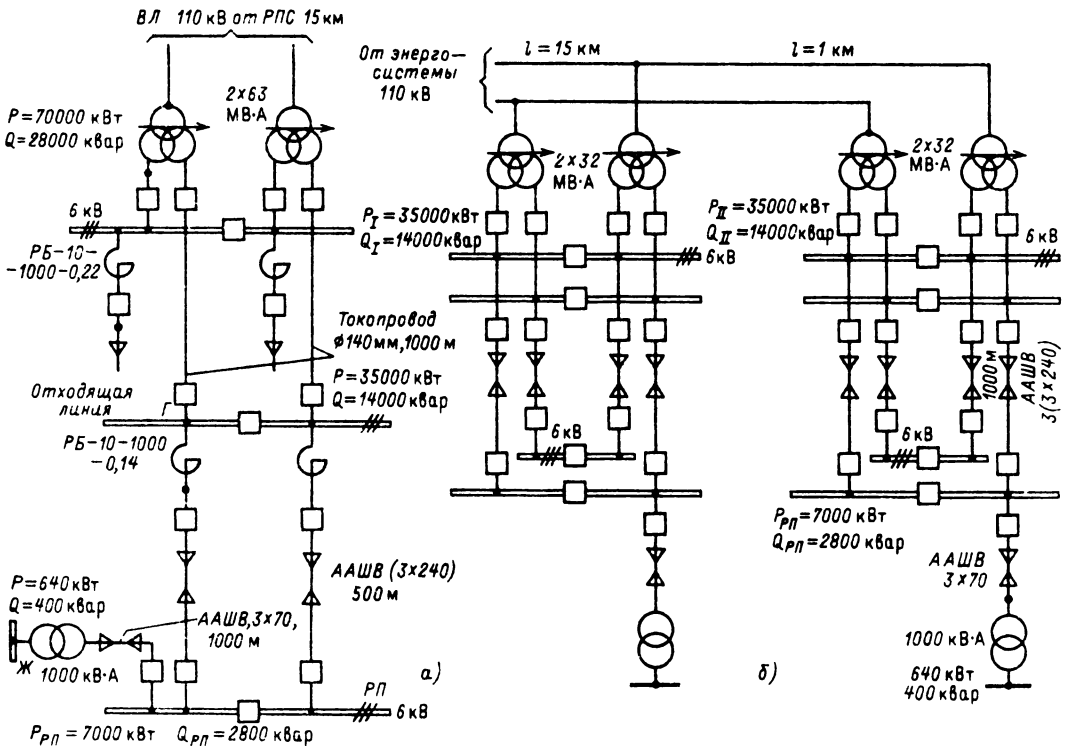


Рис. 48.27. Схема электроснабжения промышленного предприятия:  
а — с одной подстанцией глубокого ввода; б — с двумя подстанциями глубокого ввода

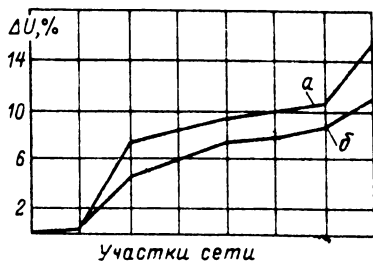


Рис. 48.28. Эпюры потерь напряжения:

а — одна ПС глубокого ввода; б — две ПС глубокого ввода

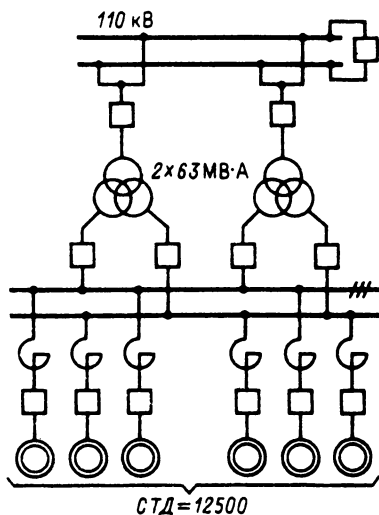


Рис. 48.29. Схема подстанции глубокого ввода с параллельной работой расщепленных обмоток трансформаторов

оказывается способом снижения отклонений напряжения у потребителей электроэнергии. Так, установка главной трансформаторной подстанции (ГПП) вблизи центра электрических нагрузок сокращает протяженность распределительных сетей, разукрупнение цеховых подстанций (ТП) сокращает протяженность цеховых сетей 0,4 кВ, в которых потери напряжения особенно ощутимы.

К схемным решениям, позволяющим снизить отклонения напряжения, относятся: применение параллельной работы трансформаторов ГПП, устройство переключателей между трансформаторами цеховых ТП, создающих возможность при снижении нагрузок (в нерабочую смену, праздничные, выходные дни, в летний период) отключить часть трансформа-

торов для ограничения верхнего предела напряжения на выводах электроприемника.

На рис. 48.27 приведены схемы электропитания промышленного предприятия с одной и двумя ПС глубокого ввода. На схемах нанесены характеристики параметров нормального режима. На рис. 48.28 представлены эпюры потерь напряжения, соответствующие этим схемам. Разукрупнение ПС привело к снижению максимального значения потерь напряжения с 15 до 11%.

Использование схем с расщеплением обмоток НН трансформаторов позволяет не только увеличить надежность электроснабжения промышленного объекта, но при попарном включении ветвей расщепленной обмотки на параллельную работу снизить отклонения напряжения (рис. 48.29).

Применение устройств продольной компенсации реактивной мощности сокращает потери напряжения, что особенно заметно при использовании токопроводов для передачи больших мощностей. Так, токопровод из алюминиевой трубы  $\varnothing 210$  мм при токе 3400 А и  $\cos \varphi = 0,95$  имеет предельную длину при  $U = 6$  кВ 1,1 км, при  $U = 10$  кВ 1,9 км. Потери напряжения в токопроводе составляют 6%. Применение устройства продольной компенсации с суммарной мощностью 8700 квар, получим добавку напряжения, создаваемую устройством продольной компенсации — 5,7%. Это позволит увеличить допустимую длину токопровода в 2 раза.

На промышленных предприятиях эффективным средством регулирования напряжения является использование трансформаторов с регулированием под нагрузкой (РПН). Оснащение трансформаторов РПН не подлежит технико-экономическому обоснованию, так как является наиболее дешевым средством.

Для осуществления автоматического управления регулятором напряжения используется система автоматического регулирования, выполненная на базе устройства АРТ-1Н производства Рижского завода Латвэнерго. Принципиальная схема включения АРТ-1Н показана на рис. 48.30.

Устройство АРТ-1Н осуществляет переключение ответвлений.

На линиях с однородными нагрузками рекомендуется установка местных средств регулирования — линейных регуляторов (ЛР). Кроме того, ЛР можно использовать для расширения диапазона регулирования при реконструкции ПС [с трансформаторами с переключениями ответвлений без возбуждения (ПБВ)]. Но трансформаторы с РПН дешевле, чем трансформаторы с ПБВ и линейными регуляторами, поэтому последнее решение мож-

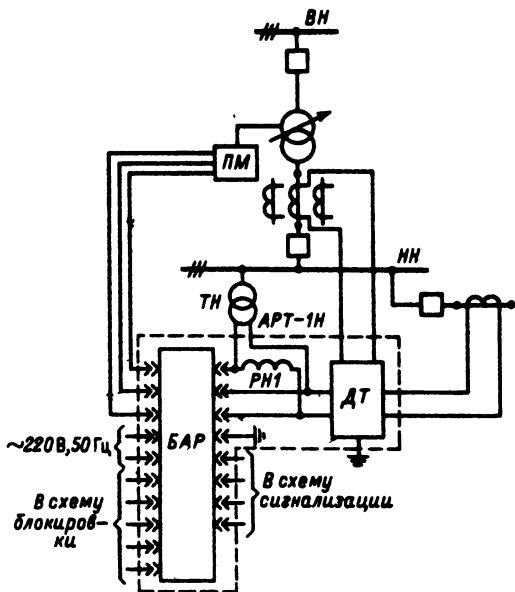


Рис. 48.30. Схема включения устройства АРТ-1Н: БАР – блок автоматического регулирования; ДТ – датчик тока; ПМ – приводной механизм

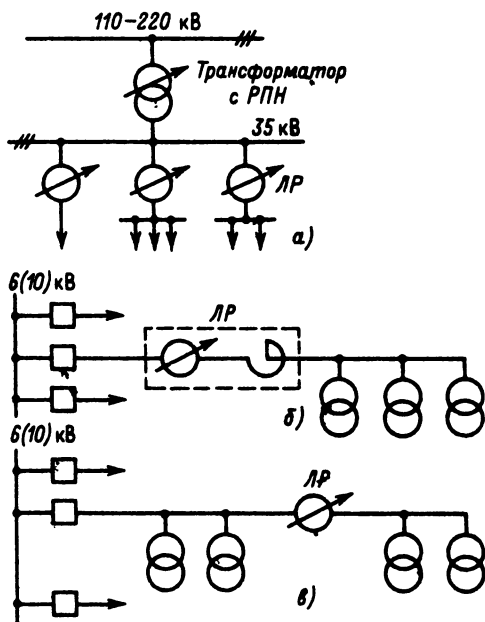


Рис. 48.31. Схемы централизованного регулирования с ЛР:

а – принципиальная схема; б – включение ЛР в начале отходящей линии с большими токами КЗ; в – включение линейного регулятора в рассечку линии

но рекомендовать только при реконструкции действующих предприятий.

Принципиальная схема централизованного регулирования с ЛР представлена на рис. 48.31.

В случаях, когда необходимо регулировать напряжение в распределительных и цеховых сетях, питающих электроёмкие потребители с нестабильным режимом работы, целесообразно использовать как средства местного регулирования. Технические данные линейных регулировочных автотрансформаторов напряжением 6–35 кВ приведены в табл. 48.23 и 48.24. Пределы регулирования ЛР: для ЛТМ 6–10 кВ  $\pm 8 \cdot 1,2\%$ ; для ЛТМН и ЛТДН напряжением 6–35 кВ  $\pm 10 \cdot 1,5\%$ . Схемы включения ЛР для местного регулирования напряжения представлены на рис. 48.31, б, в.

На рис. 48.31, в показано включение ЛР в рассечку электрической линии, что позволяет создать в сети дополнительную ЭДС.

Экономичным средством местного регулирования напряжения являются батареи конденсаторов, снабженные необходимыми коммутирующими и регулирующими аппаратами.

Число секций батарей конденсаторов, необходимых для регулирования напряжения, определяется графиками активной и реактивной мощности. Предел одной ступени регулирования должен составлять 1–2% номинального напряжения сети. Мощность батареи  $Q$ , необходимая для компенсации отклонения  $\Delta U$ , определяется выражением

$$Q \approx [(10U_{\text{ном}}^2 \Delta U) / X_{\text{к}}] U_*^2,$$

где  $X_{\text{к}}$  – сопротивление КЗ на шинах батареи;  $U_* = U / U_{\text{бк}}$ ,  $U$ ,  $U_{\text{бк}}$  – напряжение на шинах батареи и номинальное напряжение, на которое рассчитана батарея.

Выпускаются комплекты конденсаторные установки, оснащенные электронными регуляторами на транзисторах ВАКО (выключатель автоматический конденсаторный) с регулированием по полному току нагрузки для одноступенчатых установок и АРКОН-1 для многоступенчатого регулирования по реактивному току или напряжению с коррекцией по активному или реактивному току.

Современным средством обеспечения плавного регулирования реактивной мощности и напряжения сети являются статические источники реактивной мощности (ИРМ). Реактивная мощность  $Q$ , выдаваемая такой установкой в сеть, регулируется переменной реактивной мощностью индуктивности, т. е.  $Q_C - Q_L = Q$ , где  $Q_C$  – мощность блока конденсаторов.

В МЭИ разработана схема ИРМ, в которой основным рабочим элементом является батарея статических конденсаторов, осна-



Таблица 48.23. Технические данные линейных регулировочных автотрансформаторов типов ЛТМН и ЛТДН

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Напряжение, кВ	Потери, кВт, при различных колебаниях напряжения				$I_x$ , %		$u_k$ , %	Масса, т
			$\Delta P_x$		$\Delta P_k$		$U_{ном}$	$U_{ном} \pm 15\%$		
			$U_{ном}$	$U_{ном} + 15\%$	$U_{ном} - 15\%$	$U_{ном} + 15\%$				
ЛТМН	16	6,6	—	—	—	—	—	—	10,6	25,7
	16	11	3,5	10	20	35	0,35	0,87	10,7	25,7
ЛТДН	40	6,6	—	—	—	—	—	—	10,6	36,1
	40	11	7	20	38	70	0,44	0,62	10,7	36,1
ЛТДН	63	38,5	12	28	60	110	0,37	0,55	—	47,3
ЛТДН	100	38,5	6	43	75	140	0,21	0,62	—	67,6

Таблица 48.24. Технические данные регулировочных автотрансформаторов типа ЛТМ

Тип	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ	Включение регулировочной обмотки	Потери, кВт		$I_x$ , %	$u_k$ , %	Масса, т
				$\Delta P_x$	$\Delta P_k$			
ЛТМ	1600	10	Согласное	1,0	8,8	1,85	0	—
			Встречное	1,7	8,2	1,25	4	7,9
			Согласное	1,0	8,5	1,25	0	—
ЛТМ	4000	10	Встречное	1,7	8,1	1,26	3,8	7,9
			Согласное	1,8	16,5	1,0	0	—
			Встречное	2,8	15,5	1,0	3,8	10
ЛТМ	6800	10	Согласное	2,0	14,5	1,0	0	—
			Встречное	3,2	13,5	1,0	3,2	10
			Согласное	2,8	22,2	0,75	0	—
			Встречное	4,7	20,5	0,75	8,4	12,5

шенная устройством плавного изменения ее мощности (рис. 48.32). Для поддержания номинального напряжения в сетях осветительных установок в настоящее время используются тиристорные ограничители напряжения типа ТОН-3. Они выпускаются на 63 и 100 А на фазу, предназначены для работы в сетях с активно-индуктивной нагрузкой. Точность поддержания заданной уставки напряжения составляет  $\pm 1,5\%$  номинального значения.

Колебания напряжения ограничивают с помощью следующих способов:

рациональным решением схем электро-снабжения;

применением специальных технических устройств;

совершенствованием конструкций и схем агрегатов для уменьшения их влияния на питающую сеть.

Рациональное построение схемы электро-снабжения сводится к увеличению мощности КЗ в общей точке присоединения нелинейной нагрузки.

Специальные вентильные преобразователи с минимальным влиянием на питающую сеть основаны на следующих принципах.

Схемы с поочередным управлением последовательно (параллельно) включенными преобразователями. Эти схемы позволяют значительно уменьшить набросы реактивной мощности в переходных режимах работы вентильных электроприводов и снижают уровень гармоник сетевого тока и напряжения питающей сети на 10–30%.

На рис. 48.33 показана схема, принятая ВНИПИ Тяжпромэлектропроект для тиристорных приводов широкополосного прокатного стана «2000». Режим, промежуточный между 12- и 24-фазным по уровню коэффициента несинусоидальности, обеспечивается (при поочередном управлении) применением для каждого из последовательно включенных преобразователей направления «вперед» 12-фазной схемы. Применение этой схемы позволяет уменьшить  $K_{нс}$  с 20 до 14%.

Форму кривой сетевого тока можно улучшить введением тока тройной частоты в схему преобразователя; управлением магнитным потоком, при котором в кривых потока и тока уничтожаются высшие гармоники (рис. 48.34).

Использование многофазных эквивалентных схем преобразователей целесообразно лишь при относительно небольшом (до 20%)

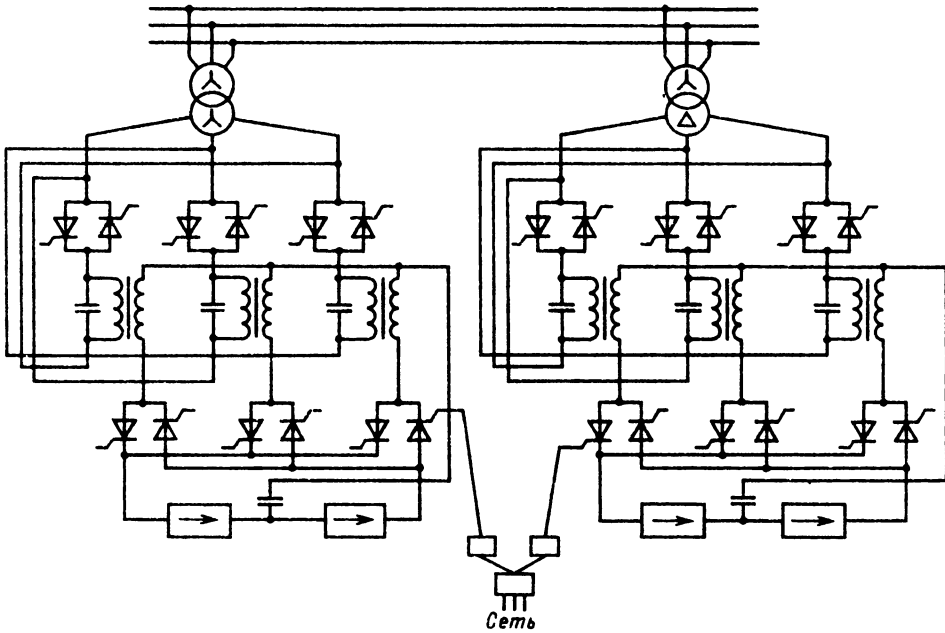


Рис. 48.32. Схема ИРМ, разработанная МЗИ

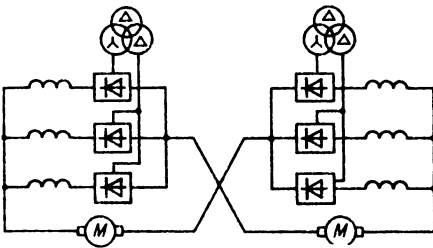


Рис. 48.33. Пример схемы снижения несимметрии для тиристорных приводов широкополосного проткатного стана

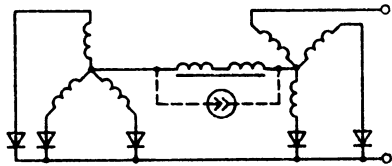


Рис. 48.34. Схема подключения источника тока тройной частоты к преобразователю, коммутируемому по схеме с уравнивающим реактором

различии нагрузок преобразователей, работающих в эквивалентном многофазном режиме.

Средством снижения уровня высших гармоник в электрических сетях промышленных предприятий является использование фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ). Звено фильтра представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенный на частоту определенной гармоники. Идеальный фильтр полностью потребляет ток гармоники  $I_v$ , генерируемой нелинейным элементом.

Номер резонансной гармоники  $v_p$ , на которую настраивается фильтр, определяют

из выражения

$$v_p = \sqrt{X_C/X_L},$$

где  $X_C$ ,  $X_L$  – сопротивление емкости и индуктивности току промышленной частоты.

Наличие активных сопротивлений в емкости и индуктивности и неточная их настройка приводят к неполной фильтрации гармоник. ФКУ представляет собой ряд звеньев, каждое из которых настроено на резонанс для определенной гармоники. Одновременно ФКУ является и средством компенсации реактивной мощности.

Снижение несимметрии напряжений до пределов, предписанных ГОСТ 13109-67\*, осуществляется различными мерами в зависимости от вида несимметрии. При наличии однофазных несимметричных нагрузок несим-

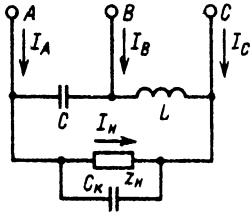


Рис. 48.35. Схема симметрирования стабильных нагрузок (схема Штейнметца)

метрию напряжений можно снизить рациональным пофазным распределением нагрузок.

К специальным симметрирующим устройствам относится схема Штейнметца (рис. 48.35) для симметрирования нагрузок со стабильным графиком и коэффициентом мощности, близким к единице. Требуемую мощность конденсаторной батареи  $Q_C$  и дросселя  $Q_L$  определяют из условия

$$Q_C = Q_L = P_0 \sqrt{3},$$

где  $P_0$  — активная мощность однофазной нагрузки.

Симметрирование несимметричных нагрузок с низким коэффициентом мощности можно осуществить с помощью трехфазной несимметричной батареи конденсаторов. В общем случае мощности конденсаторов в каждой фазе могут быть различны

$$Q_{C_{ав}} \neq Q_{C_{вс}} \neq Q_{C_{са}}.$$

Трехфазные симметричные конденсаторные батареи компенсируют только реактивную составляющую тока и не влияют на активную.

## 48.6. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

### Основные мероприятия по экономии электроэнергии на промышленных предприятиях

**Перевод электрических сетей предприятий на повышенное напряжение и реконструкция сетей.** Экономия электроэнергии в сети при переводе ее на более высокое напряжение определяется следующим выражением:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \rho L t \left( \frac{I_1^2}{s_1} - \frac{I_2^2}{s_2} \right),$$

где  $L$  — длина участка сети, на котором осуществляют повышение номинального напряжения;  $I_1$  и  $I_2$  — среднее значение токов в каждом проводе сети соответственно при низшем (НН) и высшем (ВН) напряжениях;  $s_1$  и  $s_2$  — сечение проводов сети при НН и ВН (при проведении мероприятий без замены проводов  $s_1 = s_2$ );  $\rho$  — удельное сопротивление материала провода при 20 °С (для алюминия  $\rho_a =$

$= 0,026 \div 0,029$ ; для меди  $\rho_m = 0,0175 \div 0,018$ );  $t$  — расчетный период времени.

Экономия электроэнергии при проведении реконструкции сетей (замена сечения и материала проводов, сокращение длины линий без изменения напряжения) подсчитывают следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 I^2 \left( \frac{\rho_1 L_1}{s_1} - \frac{\rho_2 L_2}{s_2} \right) t,$$

где  $I$  — среднеквадратичный ток нагрузки одной фазы;  $L_1, s_1, \rho_1, L_2, s_2, \rho_2$  — соответственно длина, сечение и удельное сопротивление материала провода при 20 °С данного участка сети до и после реконструкции.

**Выключение под нагрузку резервных линий и трансформаторов.** Потери мощности в линиях определяют по их техническим параметрам и токам нагрузки в соответствии с выражением

$$\Delta P_n = 1,1 n \rho I_c^2 \frac{L}{s_n},$$

где  $n$  — число фаз линий;  $L$  — длина линий;  $s_n$  — сечение провода;  $\rho$  — удельное сопротивление материала провода при 20 °С;  $I_c$  — средний ток нагрузки; 1,1 — коэффициент, учитывающий сопротивление переходных контактов, скрутку жил и способ прокладки линий.

Исходными величинами при определении потерь электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах являются каталожные (паспортные) и фактические (расчетные) данные. К первым относят номинальную мощность трансформатора  $S_{ном,т}$ , потери ХХ при номинальном напряжении  $\Delta P_x$  и потери КЗ при номинальной нагрузке  $\Delta P_k$ . Ко вторым — электроэнергию, учтенную за расчетный период по счетчикам, установленным на стороне ВН понижающего трансформатора,  $\mathcal{E}_a$  и  $\mathcal{E}_p$ ; полное число часов работы трансформатора  $T_n$ , принимаемое в месяцах с 31 днем равным 744 ч, в месяцах с 30 днями равным 720 ч и в феврале — 672 ч (для високосного года — 696 ч); число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой  $T_{раб}$ , принимаемое равным при односменной работе 200 ч, двухсменной — 450 ч, трехсменной — 700 ч в месяц.

По этим данным определяют следующие параметры:

1) средневзвешенный коэффициент мощности  $\cos \varphi_{ср}$  (по тригонометрическим таблицам) из соотношения  $\text{tg } \varphi_{ср} = \mathcal{E}_p / \mathcal{E}_a$ ; при отсутствии счетчиков реактивной мощности за  $\cos \varphi_{ср}$  принимают фактический коэффициент степени компенсации реактивной мощности, используемой для расчета скидок или надбавок к тарифам электроэнергии за компенсацию реактивной мощности;

- 2) коэффициент нагрузки трансформатора

$$K_n = \mathcal{E}_a / S_{\text{ном,т}} T_n \cos \varphi_{\text{ср}};$$

- 3) потери электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P_x T_n + \Delta P_{\text{р}} K_n^2 T_{\text{раб}}.$$

Исходными величинами при определении потерь электроэнергии в трехобмоточных трансформаторах являются также каталожные и фактические данные. К первым относят номинальную мощность трансформатора  $S_{\text{ном,т}}$ , мощность обмоток ВН, СН и НН  $S_{\text{ВН}} = S_{\text{ном,т}}$ ;  $S_{\text{СН}}$ ;  $S_{\text{НН}}$  (в паспорте они даны в процентах номинальной мощности), потери ХХ при номинальном напряжении  $\Delta P_x$ , потери КЗ обмоток высшего, среднего и низшего напряжений при полной нагрузке обмоток  $\Delta P_{\text{ВН}}$ ,  $\Delta P_{\text{СН}}$ ,  $\Delta P_{\text{НН}}$ . Ко вторым относят электроэнергию, прошедшую через обмотки высшего  $\mathcal{E}_{\text{а,ВН}} = \mathcal{E}_{\text{а,СН}} + \mathcal{E}_{\text{а,НН}}$ , среднего  $\mathcal{E}_{\text{а,СН}}$  и низшего  $\mathcal{E}_{\text{а,НН}}$  напряжений (понижительный трансформатор), полное число часов работы трансформатора  $T_n$  (принимают, как и в случае двухобмоточного трансформатора), число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой  $T_{\text{раб}}$  (как и в случае двухобмоточного трансформатора).

По этим данным определяют следующие параметры:

1) средневзвешенный  $\cos \varphi_{\text{ср}}$  на сторонах ВН, СН, НН:  $\cos \varphi_{\text{ср,ВН}}$ ,  $\cos \varphi_{\text{ср,СН}}$ ,  $\cos \varphi_{\text{ср,НН}}$ , причем  $\cos \varphi_{\text{ср}}$  определяют по показаниям счетчиков активной энергии и реактивной мощности; при отсутствии счетчиков реактивной мощности за  $\cos \varphi_{\text{ср}}$  принимают фактический коэффициент степени компенсации реактивной мощности;

2) коэффициенты нагрузки каждой из обмоток трансформатора

$$K_{\text{н,ВН}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{а,ВН}}}{S_{\text{ВН}} T_n \cos \varphi_{\text{ср,ВН}}};$$

$$K_{\text{н,СН}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{а,СН}}}{S_{\text{СН}} T_n \cos \varphi_{\text{ср,СН}}};$$

$$K_{\text{н,НН}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{а,НН}}}{S_{\text{НН}} T_n \cos \varphi_{\text{ср,НН}}};$$

- 3) потери электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P_x T_n + (\Delta P_{\text{ВН}} K_{\text{н,ВН}}^2 + \Delta P_{\text{СН}} K_{\text{н,СН}}^2 + \Delta P_{\text{НН}} K_{\text{н,НН}}^2) T_{\text{раб}}.$$

#### Компенсация реактивной мощности (КРМ).

Установка в распределительных сетях предприятий конденсаторных батарей и оптимальное регулирование тока возбуждения синхронных двигателей уменьшают реактивную мощ-

ность, потребляемую из энергосистемы. Уменьшение потерь активной мощности определяют по формуле

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} &= \sum_{i=1}^n (\Delta P_{\text{идк}} - \Delta P_{\text{и,к}}) = \\ &= \sum_{i=1}^n \frac{Q'_{\text{и,у}} (2Q_i - Q_{\text{и,у}}) R_i}{U_{\text{ном}}^2}, \end{aligned}$$

где  $\Delta P_{\Sigma}$  — суммарные потери мощности, вызванные передачей реактивной мощности в элементах системы электроснабжения;  $\Delta P_i$  — потери мощности, вызванные протеканием реактивной мощности в  $i$ -м элементе системы до и после компенсации;  $n$  — число элементов расчетной схемы;  $Q'_{\text{и,у}}$  — суммарная реактивная мощность компенсирующих устройств, подключенных к элементам системы электроснабжения, получающих питание от рассматриваемого узла нагрузки;  $Q_i$  — реактивная мощность, протекающая через  $i$ -й элемент системы электроснабжения до компенсации реактивной мощности;  $R_i$  — активное сопротивление  $i$ -го элемента системы электроснабжения;  $U_{\text{ном}}$  — базисное напряжение, к которому приведены сопротивления элементов системы.

К мероприятиям по снижению потребления реактивной мощности, не требующим значительных капитальных затрат, относятся: упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования; замена малозагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности; понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой; ограничение холостой работы двигателей; применение синхронных двигателей вместо асинхронных той же мощности в случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса; замена и перестановка малозагруженных трансформаторов.

Ниже приведены некоторые сведения о синхронных конденсаторах (табл. 48.25), компактных конденсаторных установках типа ККУ на напряжение 0,38 и 6–10 кВ (табл. 48.26).

**Установка автоматических ограничителей ХХ рабочих машин.** Экономия электроэнергии и экономическую целесообразность применения ограничителей ХХ определяют с помощью специальной диаграммы (рис. 48.36), имея следующие исходные данные:

2) среднюю мощность ХХ  $P_{\text{с,х}}$ , определяемую как сумму механической мощности ХХ системы электропривода  $P_{\text{м,х}}$  и потери мощности в стали электродвигателя  $\Delta P_x$ ; мощность

Таблица 48.25. Компенсаторы

Тип	Номинальная мощность при опережающем токе, кВ·А	Максимальная мощность при отстающем токе, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ
КС-5	5000	2500	6,3; 10,5
КС-7,5	7500	3750	6,6; 11,0
КС-10	10000	5000	6,6; 11,0
КС-15	15000	7500	6,6; 11,0
КС-30	30000	16000	11,0

Таблица 48.26. Конденсаторные установки напряжением 0,38 и 6–10 кВ

Тип	Номинальная мощность, квар	Число и мощность регулируемых ступеней, шт. × квар
УК-0,38-110	110	1 × 110
УК-0,38-220	220	2 × 110
УК-0,38-320	320	3 × 110
УК-0,38-430	430	4 × 110
УК-0,38-540	540	5 × 110
УК-0,38-150	150	1 × 150
УК-0,38-300	300	2 × 150
УК-0,38-450	450	3 × 150
УК-0,38-600	600	4 × 150
УК-0,38-900	900	6 × 150
УК-6/10-450	450	—
УК-6/10-675	675	—
УК-6/10-900	900	—
УК-6/10-1125	1125	—
УК-6/10-1350	1350	1 × 1350
УК-6/10-1800	1800	1 × 1800

$P_{с,х}$  определяют приблизительно путем замера нагрузки привода при холостой работе;

2) номинальную мощность электродвигателя  $P_{д,ном}$ ;

3) продолжительность межоперационного времени  $T_{всп}$ ;

4) число циклов работы  $Z$ .

По этим данным определяют параметры диаграммы

$$a = P_{с,х}/P_{д,ном}; \quad b = 1/4T_{всп}.$$

По параметрам  $a$  и  $b$  на диаграмме находят показатель эффективности  $\epsilon$ , с помощью которого определяют часовую экономию электроэнергии системы электропривода:

$$\Delta \mathcal{E} = \epsilon \frac{Z P_{д,ном} T_{всп}}{3600}.$$

**Замена малозагруженных двигателей.** Если средняя нагрузка двигателя составляет менее 45% номинальной мощности, то замена его менее мощным двигателем всегда целесообразна. При нагрузке двигателя более 70% номи-

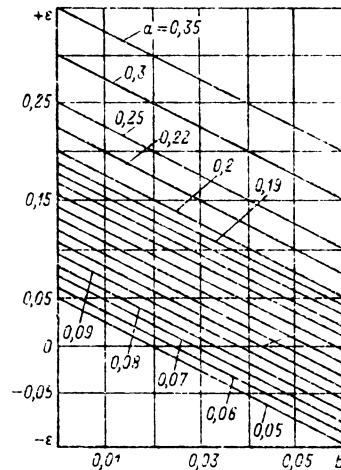


Рис. 48.36. Диаграмма для определения экономии электроэнергии и установления экономической целесообразности применения ограничителей XX

нальной мощности замена его, как правило, нецелесообразна. При нагрузке двигателя в пределах 45–70% номинальной мощности необходимость его замены двигателем меньшей мощности проверяют расчетом.

Замена целесообразна, если суммарные потери при этом уменьшаются:

$$\Delta P_{сум} = [Q_x (1 - K_n^2) + K_n^2 Q_{ном}] K_{н,п} + \Delta P_x + K_n^2 \Delta P_{а,н},$$

где  $Q_x = \sqrt{3} U_{ном} I_x$  — реактивная мощность, потребляемая двигателем из сети при XX;  $I_x$  — ток XX двигателя;  $U_{ном}$  — номинальное напряжение двигателя;  $K_n = P/P_{ном}$  — коэффициент нагрузки двигателя;  $P_c$  — средняя нагрузка двигателя;  $P_{ном}$  — номинальная мощность двигателя;  $Q_{ном} = \frac{P_{ном}}{\eta_d} \operatorname{tg} \varphi_{ном}$  — реак-

тивная мощность двигателя при номинальной нагрузке;  $\eta_d$  — КПД двигателя при полной нагрузке;  $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$  — коэффициент реактивной мощности двигателя;  $\Delta P_x = P_{ном} \left( \frac{1 - \eta_d}{\eta_d} \right) \times$

$\times \left( \frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$  — потери активной мощности при XX двигателя;  $\Delta P_{а,н} = P_{ном} \left( \frac{1 - \eta_d}{\eta_d} \right) \left( \frac{\gamma}{1 + \gamma} \right) -$

прирост потерь активной мощности в двигателе при нагрузке 100%;  $K_{н,п}$  — коэффициент изменения потерь;  $\gamma$  — расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя и определяемый из выражения  $\gamma = \frac{\Delta P_x \%}{(1 - \eta_n) - \Delta P_x \%}$ ;

$\Delta P_x\%$  – потери ХХ в процентах активной мощности, потребляемой двигателем при загрузке 100 %.

**Экономичный режим работы силовых трансформаторов.** На ПС, оборудованных однотипными трансформаторами одинаковой мощности, число одновременно включенных трансформаторов определяют по следующим условиям:

1) при росте нагрузки подключение  $(n + 1)$ -го трансформатора экономически целесообразно, когда коэффициент нагрузки работающих трансформаторов достигает значения

$$K_n \geq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_x + K_{и,п} \Delta Q_x}{\Delta P_k + K_{и,п} \Delta Q_k}}$$

2) при снижении нагрузки экономически целесообразно отключать один из трансформаторов, когда коэффициент нагрузки работающих трансформаторов достигает значения

$$K_n \leq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_x + K_{и,п} \Delta Q_x}{\Delta P_k + K_{и,п} \Delta Q_k}}$$

где  $n$  – число включенных трансформаторов;

$\Delta Q_x = S_{ном,т} \frac{I_x}{100}$  – реактивные потери ХХ

трансформатора;  $\Delta Q_k = S_{ном,т} \frac{u_k}{100}$  – реактивные потери КЗ трансформатора;  $I_x$  – ток ХХ трансформатора (по паспорту), %;  $u_k$  – напряжение КЗ трансформатора (по паспорту), %;  $K_{и,п}$  – коэффициент изменения потерь.

Ориентировочные значения  $K_{и,п}$  в зависимости от места установки трансформаторов приведены в табл. 48.27.

При наличии на ПС двух и более трансформаторов различной мощности целесообразно строить зависимость потерь от нагрузки трансформаторов. Приведенные потери мощности для построения этих зависимостей определяют по выражению

$$\Delta P_{\Sigma} = n(\Delta P_x + K_{и,п} \Delta Q_x) + \frac{1}{n} (\Delta P_k + K_{и,п} \Delta Q_k) K_3^2.$$

По этим зависимостям определяют режим работы трансформаторов, т. е. необходимость подключения дополнительного трансформатора или вывод из работы одного из работающих трансформаторов.

**Увеличение нагрузки рабочих машин.** При определении экономии энергии за счет увеличения нагрузки рабочих машин находят удельный расход энергии в разных режимах работы [48.8].

**Уменьшение несимметрии в сетях напряжением до 1 кВ.** Равномерность загрузки фаз обеспечивают в первую очередь за счет правильного распределения однофазных и двух-

Таблица 48.27. Ориентировочные значения коэффициента изменения потерь в трансформаторах, кВт/квар

Трансформатор	Максимум нагрузки энергосистемы	Минимум нагрузки энергосистемы
Питающийся от шин электростанций	0,02	0,02
Сетевой, питающийся от электростанций на генераторном напряжении	0,07	0,04
Понижающий 110/35/10 кВ, питающийся от районных сетей	0,1	0,06
Повышающий 10–6/0,4 кВ, питающийся от районных сетей	0,15	0,1

фазных нагрузок по фазам. Действенным мероприятием по уменьшению несимметрии в сетях напряжением до 1 кВ является установка нейтраллеров на вводах и заземление оболочек кабеля. Мероприятия по выравниванию нагрузки фаз целесообразно проводить в трансформаторах, загруженных более чем на 30 % номинальной мощности.

**Рациональная эксплуатация цехового электрооборудования.** Она заключается в четкости соблюдения графика по проведению плановых осмотров и поддержанию оборудования в работоспособном состоянии в межремонтный период (смазка подшипников электродвигателей, чистка воздушных фильтров системы подачи воздуха для принудительного охлаждения двигателей, проверка и подтяжка болтовых соединений шин 0,4–10 кВ, измерение сопротивления изоляции электрических машин и т. д.).

**Рациональное использование осветительных сетей.** В настоящее время широкое распространение получили газоразрядные лампы, более экономичные, чем лампы накаливания. Лампы накаливания имеют низкий энергетический КПД; видимое излучение их не более 6 % потребляемой мощности, а у газоразрядных ламп КПД составляет 17 % и более.

К неоправданным потерям электроэнергии приводит завышенная установленная мощность осветительной установки. Потери электроэнергии при этом определяют следующим образом:

$$\Delta E_{осв} = (P_{ф} - P_{л}) K_c T_{ос},$$

где  $P_{ф}$  – фактическая мощность ламп;  $P_{л}$  – мощность ламп, определенная проектом или требуемая нормами освещенности;  $K_c$  – коэффициент спроса осветительной нагрузки;  $T_{ос}$  – годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки.

К увеличению потерь электроэнергии приводит неправильная эксплуатация светильников. В пыльных и грязных производствах освещенность понижается в 8–10 раз. Поэтому постоянное поддержание светильников в чистоте имеет большое значение для рационального использования электроэнергии. Поддержание номинальных уровней напряжения в осветительной сети также является условием рационального расходования электроэнергии. Напряжение на выводах ламп не должно быть выше 105 % и ниже 85 % номинального напряжения. Снижение напряжения на 1 % вызывает уменьшение светового потока ламп (накаливания на 3–4 %, люминесцентных – 1,5 % и ДРЛ – 2,2 %).

Для стабилизации напряжения в осветительных установках применяют автоматическое регулирование напряжения, которое осуществляют, например, с помощью уставки устройств ТОН.

**Преобразование механической энергии в электрическую при испытаниях двигателей внутреннего сгорания (ДВС).** В режимах грузовой обкатки и испытаний ДВС, предусмотренных технологией производства ДВС, испытуемый двигатель является источником механической энергии. Преобразование ее в электрическую нормированного качества позволяет экономить до 15 % и более потребляемой электроэнергии.

Специальные мероприятия по экономии электроэнергии следует предусматривать при эксплуатации электродвигателей (снижение потерь, сокращение простоев, рационализация режимов и др.), при выработке и использовании сжатого воздуха и других энергоносителей (снижение потерь, рациональная эксплуатация оборудования и др.), при работе насосных, вентиляционных и электросварочных установок [48.8].

#### Регулирование графиков электрических нагрузок

**Целесообразность регулирования графиков электрических нагрузок.** Нагрузку энергосистемы определяют большое число различных потребителей, ее суммарный суточный график остается неравномерным, так как режим работы потребителей электроэнергии связан с определенным временем суток (например, одноили двухсменное предприятие).

Практическое значение для регулирования суточного графика нагрузки энергосистемы и снижения ее пиков в течение максимума имеют промышленные предприятия. Основным средством такого регулирования является энергоемкое оборудование, получившее название потребителей-регуляторов (ПР) и обеспе-

чивающее существенное снижение пиков нагрузки.

Выравнивание суточного графика нагрузки целесообразно не только для энергосистемы, но и для промышленного предприятия, поскольку при этом уменьшается плата за мощность и разгружаются от пиковых нагрузок сети и трансформаторы потребителей. Это приводит к уменьшению потерь мощности и, следовательно, к экономии электроэнергии.

**Основные мероприятия по регулированию графиков электрических нагрузок.** Индивидуальность каждого предприятия определяет конкретизированный список потребителей-регуляторов (ПР). В общем виде к ПР относят нагревательные печи, компрессорные, оборотные и другие системы водоснабжения, а также вспомогательные цехи. Основные мероприятия по регулированию графиков электрических нагрузок:

1) широкое применение запасенных материалов, запасенной энергии (например, водонапорные башни, газовые турбины на сжатом воздухе, маховые колеса, химическая энергия водорода);

2) смещение времени работы оборудования с часов максимума нагрузки на другие часы суток, если это оборудование имеет кратковременную суточную нагрузку, т. е. без снижения выработки продукции, но с возможными дополнительными издержками;

3) применение различных аккумулирующих устройств, которые используют как ПР. К ним относят электрохимические аккумуляторы и хранилища водорода (особенно прогрессивный способ при получении водорода для целей восстановления);

4) отключение в часы максимума нагрузки оборудования, работающего по непрерывному графику работы в течение суток, т. е. с уменьшением выработки продукции;

5) временное отключение вспомогательных приемников электроэнергии;

6) рассредоточение по времени пусков крупных приемников электроэнергии;

7) перевод части нагрузок на вспомогательную электростанцию с формированием ее работы в часы максимума нагрузки;

8) смещение перерывов в работе;

9) создание запасов полуфабрикатов на промежуточных складах;

10) временное ограничение производительности отдельных агрегатов, установок или технологических линий;

11) установка дополнительных агрегатов, позволяющих при значительных снижениях нагрузки в часы максимума обеспечить необходимый выпуск продукции вне часов максимума и т. п.

Кроме того, в осенне-зимний период, когда режимы электропотребления наиболее напряженные, промышленные предприятия по требованию энергосистемы переводят на особый режим работы со скользящим выходным днем, что также способствует выравниванию графиков электрических нагрузок.

#### Учет и контроль расхода электроэнергии на промышленных предприятиях

Учет и контроль расхода энергоносителей осуществляют с помощью специализированных информационно-измерительных систем типа ИИСЭ.

**Автоматизированная информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии ИИСЭ1-48** предназначена для расчетов промышленными предприятиями за электроэнергию по двухставочному тарифу с основной платой за заявленную получасовую совмещенную мощность в часы максимумов нагрузки ЭС и дополнительной платой за потребленную электроэнергию, а также для расчетов по многоставочным позонным тарифам в соответствии с прейскурантом № 09-01. Систему ИИСЭ1-48 выпускают в трех модификациях, каждая из которых может быть двух видов — с передачей информации от счетчиков-датчиков до 3 и до 12 км. Система может применяться также для технического учета электроэнергии в цехах промышленных предприятий для межцехового учета, на электростанциях, подстанциях, в качестве нижней ступени АСУ ТП.

**Автоматизированная информационно-измерительная система ИИСЭ2** имеет более гибкую структуру построения и обладает дополнительными функциональными возможностями по сравнению с ИИСЭ1-48. Система ИИСЭ2 может более широко использоваться в качестве первичных устройств сбора и предварительной обработки информации для АСУ и АСУ ТП промышленных предприятий, электростанций и подстанций, сетевых районов.

Дополнительными функциональными возможностями ИИСЭ2 являются:

а) увеличение числа каналов с 48 до 96 и 192;

б) наличие ячеек памяти для накопления нарастающим итогом информации о расходе электроэнергии индивидуально по каждому каналу учета;

в) увеличение числа итоговых ячеек памяти (регистров) до 32;

г) простота привязки системы к конкретной схеме электроснабжения путем набора и занесения в перепрограммируемое запоминающее устройство соответствующих микропро-

грамм обработки поканальной и итоговой информации, а также легкость смены этих микропрограмм при изменении схемы электроснабжения, вызов задаваемых микропрограмм на индикаторное табло пульта или на печать;

д) определение минимальной совмещенной получасовой (часовой) мощности за расчетный период, что необходимо для генерирующих установок;

е) увеличение расстояния передачи информации с помощью ретрансляторов (каждый ретранслятор увеличивает дальность передачи информации на следующие 12 км).

Система ИИСЭ2 конструктивно стыкуется с подсистемой контроля качества электроэнергии (ПКЭ). Все итоговые показатели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-67 и дополнительные параметры рассчитываются на ЭВМ, получающей информацию от ПКЭ.

**Автоматизированная информационно-измерительная система ИИСЭ3** предназначена для построения локальных и многоуровневых информационно-измерительных систем, обеспечивающих автоматизацию коммерческого и технического учета энергии на предприятиях промышленности, энергетики, транспорта и сельского хозяйства. Комплекс ИИСЭ позволяет вести коммерческий расчет промпредприятий с любой схемой электроснабжения по действующим тарифам, организовать контроль за потребляемой подразделениями промпредприятия электроэнергией при ограничении на электропотребление.

Наравне с устройствами ИИСЭ серийно выпускается устройство СЛУКЭ-256. Устройства ИЛСЭ-1, ИУСЭ-1, ИУСЭ-64, СЛРМ-14, выпущенные в незначительном количестве, не прошли государственных испытаний и могут использоваться только для технического (не коммерческого) учета.

#### Электробалансы промышленных предприятий

Электробаланс (ЭБ) предприятия состоит из приходной и расходной частей. Приходная часть ЭБ отражает количество электроэнергии, поступающей из энергосистемы или других источников на предприятие; расходная часть ЭБ — количество израсходованной электроэнергии. Приходная и расходная части ЭБ должны быть равны между собой.

В условиях действующих предприятий ЭБ составляют для отдельных агрегатов или их групп, цехов или предприятия в целом. Он охватывает все основные части прихода и расхода электроэнергии, затрачиваемой на технологический процесс, вспомогательные рабо-



ты и процессы, а также на потери в оборудовании и электрических сетях.

Различают три основных вида ЭБ:

1) фактические, отражающие сложившиеся в цехе или предприятии производственные условия;

2) нормализованные, в которых учитываются возможности рационализации и оптимизации процессов электропотребления и снижения потерь в механизмах и электрических сетях;

3) перспективные, составляемые с учетом прогнозируемого развития производства и его качественных изменений на ближайший период или более длительный срок.

В сводном ЭБ всего предприятия приходная часть электробаланса включает в себя энергию, поступившую от собственных источников ее выработки. Приходная часть ЭБ реактивной мощности в целом содержит также данные о выработке энергии всеми источниками реактивной мощности (конденсаторными батареями, перевозбужденными синхронными двигателями и синхронными компенсаторами).

Расходная часть содержит:

1) прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс с выделением полезного расхода электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в различных звеньях энергоемкого технологического оборудования (компрессорные, насосные установки и т. д.);

2) косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или нарушения технических норм (например, старение электролизеров и т. д.);

3) затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция помещений цехов, освещенные и т. п.);

4) потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения (линиях, трансформаторах, электродвигателях и др.);

5) отпуск электроэнергии посторонним потребителям.

Задачами составления ЭБ являются:

а) определение расхода электроэнергии для четкого выделения расхода электроэнергии на основную продукцию предприятия;

б) определение действительных норм расхода электроэнергии на единицу продукции предприятия;

в) выявление возможности сокращения непроизводительных расходов электроэнергии и уменьшения расхода электроэнергии на выпуск основной продукции путем проведения мероприятий, совершенствующих технологический процесс, и сопоставления по месяцам и годам

Таблица 48.28. Удельные расходы электроэнергии по отраслям

Вид производства	Вид продукции и единица измерения	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч
<i>Черная металлургия</i>		
Добыча железной руды и производство концентрата	т	56,6
Производство агломерата	т	31,1
	Производство: окатышей	61,1
кокса	6%-ной влажности, т	31,0
	т	9,7
чугуна	1000 м <sup>3</sup>	102,9
	т	11,9
сжатого воздуха	т	25,1
	т годных слитков	677,2
мартеновской стали	т	465
	1000 м <sup>3</sup>	102,5
конверторной стали	т	2816
	т	133,3
электростали	т	
Производство: кислорода	1000 м <sup>3</sup>	465
проката	т	102,5
ферросплавов (ферросилиций 25%)	т	2816
Прокат труб стальных	т	133,3
<i>Цветная металлургия</i>		
Добыча медной руды	т	12
Переработка медной руды	т	31,2
Производство черновой меди	т	762,8
Производство рафинированной меди	т	547,9
Добыча никелевой руды	т	50,8
Передел никелевой руды	т	716—791
Добыча свинцово-цинковых руд	т	34,6
Производство глинозема	т	691,5
Производство алюминия	т	17 527,6
Производство свинцово-цинковых руд	т	39,1
Прокат цветных металлов	т	1370,9
<i>Машиностроение и металлообработка (по отдельным отраслям промышленности)</i>		
Электротехническая	Валовая продукция тыс. руб.	604,8
Химическое машиностроение	тыс. руб.	841,6
Автомобилестроение	тыс. руб.	994,6
Строительная	тыс. руб.	362—578
Химическая	тыс. руб.	470
Энергетическая	тыс. руб.	824,6
Нефтяная	тыс. руб.	436,9
Пищевая и мясомолочная	тыс. руб.	308—345
Производство сжатого воздуха	1000 м <sup>3</sup>	98—125

Продолжение табл. 48.28

Вид производства	Вид продукции и единица измерения	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч
<i>Химическая и нефтехимическая промышленность</i>		
Сода каустическая	т	3281
Спирт	т	1350
Аммиак конверсионный	т	1730—1961
Аммиак электролитический	т	12 550
Автопокрышки	тыс. шт.	39 800
Целлофан	т	2942
Капролактан	т	4119,9
Обувь резиновая	1000 пар	1004
Каучук синтетический	т	1000—2643
Аммиачная селитра	т	43
Калийные удобрения	т	200,6
Синтетические смолы и пластмассы	т	1283—1523
Ткань кордная вискозная	1000 м <sup>3</sup>	1047—1990
Жидкое стекло	т	70,5
Серная кислота	т	111—118
Карбид кальция	т	3058—4328
Химические волокна	т	4952,7
Водород	т	6706

*Промышленность строительных материалов и строительства*

Цемент	т	109—132
Стекло (листовое)	т	97,6
Красный кирпич	1000 шт.	76,1
Силикатный кирпич	1000 шт.	34,9
Лесопиломатериалы	м <sup>3</sup>	24
Древесноволокнистые плиты (по отраслям)	м <sup>3</sup>	1,7—2,4
Древесностружечные плиты (по отраслям)	м <sup>3</sup>	51—80
Картон (по отраслям)	т	203,6—641,1
Гипс	т	24,4—48,6
Железобетонные конструкции (по отраслям)	м <sup>3</sup>	8,2—54,6

*Бумажная промышленность*

Бумага	т	648,1
Картон	т	498,3
Древесная масса	т	1133,7
Целлюлоза	т	371

*Легкая промышленность*

<i>Ткани:</i>		
хлопчатобумажные	1000 м <sup>2</sup>	1018,6
льняные	1000 м <sup>2</sup>	1039
шерстяные	1000 м <sup>2</sup>	2394
шелковые	1000 м <sup>2</sup>	1292,2
Обувь	1000 пар	525—781

Продолжение табл. 48.28

Вид производства	Вид продукции и единица измерения	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч
<i>Пищевая, мясомолочная и рыбная промышленность</i>		
Мука и крупа	т	31—57
Сахар (песок)	1 т переработанной свеклы	24,2
Сахар (рафинад)	т	79,4
Мясо	т	59,2
Колбаса	т	74,6—90
Масло растительное	т	132—184
Животное масло	т	92,4—109,5
Цельномолочная продукция	т	7,4—16,9
Рыбная продукция (по видам)	т	7,5—7860

действительных удельных норм расхода электроэнергии на основную продукцию.

Ниже приведены удельные расходы электроэнергии по отраслям производства (табл. 48.28).

#### 48.7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**Общие положения.** Цель технико-экономических расчетов (ТЭР) состоит в определении оптимального варианта схемы, параметров электросети и ее элементов. Основным документом, в котором обобщены и методически оформлены руководящие указания по экономическим расчетам, является «Методика технико-экономических расчетов в энергетике», в соответствии с которой критерием оптимальности варианта служит минимальный уровень приведенных годовых затрат.

Для систем промышленного электроснабжения характерна многовариантность решения задач, поэтому проведение ТЭР требует выполнения значительного числа трудоемких вычислений. Для автоматизации последних широко применяют ЭВМ.

**Методика технико-экономических расчетов.** При ТЭР систем электроснабжения промышленных предприятий соблюдают следующие условия сопоставимости:

1) технические, при которых сравнивают только взаимозаменяемые (по надежности, качеству, производственному эффекту и т. д.) варианты при оптимальных режимах работы и параметрах;

2) экономические, при которых расчет ведут применительно к одинаковому уровню цен и одинаковой достижимости принятых уровней развития техники с учетом одних и тех же экономических показателей.

При ТЭР учитывают имеющие место различия в расходе на собственные нужды, аварийном резерве, нормативах простоя в ремонтах, потерях мощности и электроэнергии и т. д. Каждый из рассматриваемых вариантов должен соответствовать требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения промышленных предприятий директивными материалами, отраслевыми инструкциями и ПУЭ. После приведения рассматриваемых вариантов к сопоставимому виду для каждого из них рассчитывают приведенные годовые затраты по формулам, приведенным ниже.

Для ТЭР используют укрупненные показатели стоимости (УПС) элементов системы электроснабжения, а также УПС сооружения подстанций в целом. При этом исходные данные для ТЭР используют из одного или из равнозначных справочных материалов.

**Ново проектируемые системы электроснабжения.** При одновременных капитальных вложениях  $K$  (для сроков строительства в пределах до 1 года) и постоянных ежегодных эксплуатационных расходах  $I$  (издержках производства), связанных с эксплуатацией систем электроснабжения, приведенные годовые затраты определяют по формуле

$$z = E_n K + I,$$

где  $E_n$  — нормативный коэффициент экономической эффективности.

Если сравниваемые варианты отличаются объемом производимой продукции, рекомендуется определять удельные приведенные затраты в соответствии с выражением

$$z = 3/P_n,$$

где  $P_n$  — объем продукции за год нормальной эксплуатации.

При постоянных годовых эксплуатационных расходах и сроках строительства свыше 1 года в качестве капитальных вложений принимают их приведенные значения  $K_{пр}$ , определяемые по формуле сложных процентов

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{T_c} K_t (1 + E_{н,п})^{T_c - t},$$

где  $T_c$  — период строительства в годах;  $K_t$  — капитальные вложения за  $t$ -й год строительст-

ва;  $t$  — текущие значения лет строительства;  $E_{н,п}$  — нормативный коэффициент разновременных затрат, учитывающих потери от замораживания капитальных вложений в незавершенное строительство, равный 0,08.

Вышеприведенную формулу подробно можно представить следующим образом:

$$K_{пр} = K_1 (1 + E_{н,п})^{T_c - 1} + K_2 (1 + E_{н,п})^{T_c - 2} + \dots \\ \dots + K_{T_c - 1} (1 + E_{н,п}) + K_{T_c},$$

тогда

$$3 = E_n \sum_{t=1}^{T_c} K_t (1 + E_{н,п})^{T_c - t} + I.$$

Если капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные расходы изменяются по годам расчетного периода  $T$ , за пределами которого рассматриваемые промышленные объекты не требуют капитальных вложений, а ежегодные эксплуатационные расходы остаются практически постоянными для каждого из сравниваемых вариантов, то приведенные затраты определяют так:

$$3_T = E_n \sum_{t=1}^T (K_t + I_t) (1 + E_{н,п})^{T-t} + \\ + I_{н,э} (1 + E_{н,п})^{T-T},$$

где  $K_t$ ,  $I_t$  — капитальные вложения и эксплуатационные расходы в  $t$ -й год расчетного периода;  $I_{н,э}$  — ежегодные эксплуатационные расходы при нормальной эксплуатации после завершения строительства;  $\tau$  — любой год, к которому могут быть приведены все затраты на строительство.

Абсолютные приведенные затраты  $3_T$  при изменении года приведения умножают на одинаковый для всех рассматриваемых вариантов множитель. Поэтому выбор года приведения не влияет на соотношение затрат, а также на выбор варианта.

При  $\tau = T$

$$3_T = E_n \sum_{t=1}^T (K_t + I_t) (1 + E_{н,п})^{T-t} + I_{н,э}$$

или

$$3_T = [E_n (K_1 + I_1) (1 + E_{н,п})^{T-1} + \\ + E_n (K_2 + I_2) (1 + E_{н,п})^{T-2} + \dots \\ \dots + E_n (K_{T-1} + I_{T-1}) (1 + E_{н,п}) + \\ + E_n (K_T + I_T)] + I_{н,э}.$$

При приведении затрат к первому году ( $\tau = 0$ ) приведенная выше формула принимает вид:

$$3_T = E_n (K_1 + I_1) \frac{1}{1 + E_{н,п}} + E_n (K_2 + I_2) \times$$

$$\begin{aligned} & \times \frac{1}{(1 + E_{н,п})^2} + \dots + E_n(K_{T-1} + I_{T-1}) \times \\ & \times \frac{1}{(1 + E_{н,п})^{T-1}} + E_n(K_T + I_T) \frac{1}{(1 + E_{н,п})^T} + \\ & + I_{н,з} \frac{1}{(1 + E_{н,п})^T}. \end{aligned}$$

Эксплуатационные расходы для каждого года расчетного периода определяют по формуле

$$I = Z_{пот} + I_a,$$

где  $Z_{пот}$  — стоимость потерь электроэнергии;  $I_a$  — амортизационные расходы (отчисления).

**Реконструируемые системы электроснабжения.** Приведенные годовые затраты при реконструкции систем электроснабжения (полная замена существующего оборудования) равны:

$$Z_{р,з} = E_n(K_b + K_{м,д} + K_{л,о}) + K_c K_b + Z_{пот},$$

где  $K_b$  — капиталовложения во вновь сооружаемые элементы электроснабжения в действующих ценах по УПС;  $K_{м,д} = K_m + K_d$  — капиталные вложения в существующие элементы электроснабжения, ликвидируемые при демонтаже элементов и состоящие из стоимости монтажа  $K_m$  и демонтажа  $K_d$  этих элементов, включая ликвидируемые при этом конструкции;  $K_{л,о} = K_{в,с}(1 - a_n t) - K_d + K_d$  — капиталные вложения в существующие элементы электроснабжения, ликвидируемые при реконструкции;  $K_{в,с} = K_{ст} + K_{и,с}$  — восстановительная стоимость существующих элементов по УПС;  $K_{ст}$  — капиталные вложения в существующие (старые) элементы электроснабжения, сохраняемые при реконструкции;  $K_{и,с} = a_n t K_{в,с}$  — износ существующих элементов электроснабжения;  $a_n$  — норма амортизационных отчислений;  $t$  — время с начала эксплуатации до момента реконструкции в годах;  $K_d$  — ликвидируемая стоимость элементов (стоимость лома);  $a_c$  — норма отчислений на амортизацию и текущий ремонт.

Приведенные годовые затраты при реконструкции систем электроснабжения (при использовании существующего оборудования и установке нового) равны:

$$Z_{р,и} = E_n K_b + a_c (K_b + K_{в,с}) + Z_{пот}.$$

**Рекомендации по выполнению ТЭР.** При сравнении двух вариантов используют формулу срока окупаемости

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2},$$

где  $K_1, K_2$  — капиталные вложения в вариантах;  $I_1, I_2$  — ежегодные эксплуатационные расходы в тех же вариантах;  $T_{ок}$  — срок окупаемости.

Эти расчеты позволяют выяснить целесообразность использования варианта: имеющего большие капиталные вложения ( $K_1 > K_2$ ), но меньшие эксплуатационные расходы ( $I_1 < I_2$ ) или имеющего  $K_1 < K_2$  и  $I_1 > I_2$ . Величина  $T_{ок}$  определяет период, в течение которого возмещаются дополнительные капиталовложения по более капиталоемкому варианту за счет экономии, получаемой на ежегодных эксплуатационных расходах. Величину, обратную сроку окупаемости,  $1/T_{ок}$  называют коэффициентом сравнительной экономической эффективности  $E_n$ . Он показывает, какова относительная ежегодная экономия эксплуатационных расходов в расчете на каждый рубль дополнительных капиталовложений по более дорогому варианту. Эффективность использования дополнительных капиталовложений тем выше, чем больше  $E_n$ . Экономически целесообразный срок окупаемости называют нормативным сроком окупаемости  $T_n$ , отношение  $1/T_n = E_n$  — нормативным коэффициентом экономической эффективности. Для расчетов в энергетике этот коэффициент принят равным 0,12 ( $T_n = 8,3$  лет).

Вычисленное значение срока окупаемости  $T_{ок}$  сравнивают с нормативным  $T_n$ . При  $T_{ок} = T_n$  сравниваемые варианты считают равноэкономичными; при  $T_{ок} < T_n$  экономичным будет вариант с большими капиталными вложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами; при  $T_{ок} > T_n$  экономичнее будет вариант с меньшими капиталными вложениями и большими годовыми эксплуатационными расходами.

При рассмотрении трех и более вариантов используют формулу приведенных затрат.

При ТЭР используют нормы амортизационных отчислений, приведенные ниже.

**Нормы амортизационных отчислений, %, на основное электрооборудование и электрические линии**

ВЛ на металлических или железобетонных опорах на напряжение:	
до 20 кВ . . . . .	3,5
35—160 кВ . . . . .	2,8
220 кВ и выше . . . . .	2,4

ВЛ на опорах из пропитанной древесины на напряжение:	
до 20 кВ . . . . .	6,6
35—160 кВ . . . . .	5,3

ВЛ на деревянных опорах с железобетонными пасынками на напряжение:	
до 20 кВ . . . . .	5,3
35—160 кВ . . . . .	4,2

Кабельные линии, проложенные в земле и под водой, на напряжение:	
до 10 кВ . . . . .	3
35 кВ . . . . .	4,1
110 кВ . . . . .	2,2
Кабельные линии, проложенные в помещении или на открытом воздухе, на напряжение:	
до 10 кВ . . . . .	2,4
35 кВ . . . . .	3,3
Распределительные устройства и ПС . . . . .	
	6,3
Токопроводы на напряжение 6—10 кВ . . . . .	
	3
Батареи статических конденсаторов . . . . .	
	7,5
Электродвигатели мощностью:	
до 100 кВт . . . . .	10,2
выше 100 кВт . . . . .	7,4

Если сравниваемые варианты различны по надежности, а также не обеспечивают одинакового качества напряжения у потребителей, то в формулы приведенных затрат следует включить вероятный ежегодный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей  $У_{\text{п}}$  и математическое ожидание ущерба от снижения качества напряжения  $У_{\text{к}}$ , т. е.

$$Z = E_{\text{н}}K + И + У_{\text{п}} + У_{\text{к}}$$

В табл. 48.29 приведены основные показатели, характеризующие надежность трансформаторов, воздушных и кабельных линий.

При определении ущерба используют приведенные в технической литературе данные по повреждению. Ущерб от подачи электроэнергии низкого качества (отклонения от номинальных напряжений и частоты) рассматривается в специальной литературе. Использование математических методов для решения технико-экономических задач позволяет широко применять ЭВМ при проектировании и эксплуатации систем промышленного электроснабжения.

**Применение ЭВМ для технико-экономических расчетов при выборе сечений проводов и жил кабелей по потерям напряжения.** Ниже приведен пример выбора сечений проводов и жил кабелей по потерям напряжения с помощью ЭВМ.

Для участка сети потери напряжения выражаются следующей формулой:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{а}} + \Delta U_{\text{р}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \left( \sum_{i=1}^n P_i \frac{l_i}{s_i \gamma_{0i}} + \sum_{i=1}^n Q_i l_i x_{0i} \right),$$

где  $P_i$  и  $Q_i$  — активные и реактивные мощности, передаваемые по участкам магистральной сети;  $l_i$  и  $s_i$  — длины и сечения этих

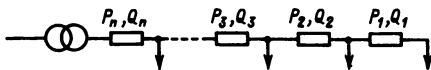


Рис. 48.37. Схема магистральной сети

Таблица 48.29. Основные показатели, характеризующие надежность силовых трансформаторов и линий

Сооружения	Параметр потерь, %/год	Время восстановления, ч	Частота плановых ремонтов, 1/год	Продолжительность планового ремонта, ч
<b>Трансформатор с высшим напряжением, кВ:</b>				
220	0,02	250	1	40
110	0,015	200	1	30
35—20	0,02	150	1	30
6—10 (кабельная сеть)	0,005	100	0,5	10
6—10 (воздушная сеть)	0,05	100	0,5	10
<b>Воздушные линии с АПВ напряжением, кВ:</b>				
на металлических или железобетонных опорах:				
220	0,7	16	6	8
110	1	14	5	8
35	2	12	5	8
на деревянных опорах:				
110	0,5	10	7	8
35	1,2	8	6	8
10	2	5	4	8
<b>Кабели напряжением, кВ:</b>				
6—10 (в грунте)	3	40	1	8
6—10 (в блоках)	0,5	5	1	8

участков;  $\gamma_{0i}$  и  $x_{0i}$  — электрическая проводимость и реактивное сопротивление 1 км линии.

В качестве исходных данных для расчета сечений по потерям напряжения задают следующие величины:

- 1)  $\Delta U$  — допустимые потери напряжения;
- 2)  $P_i, Q_i, l_i$  — нагрузки на отдельных участках магистрали и их длины;
- 3)  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение;
- 4)  $\gamma_0$  и  $x_0$  — электрическая проводимость материала проводов и реактивное сопротивление 1 км линии (принимают одинаковыми для рассчитываемых участков сети);
- 5)  $s_i$  — стандартные сечения проводов или жил кабелей.

На рис. 48.37 приведена схема магистральной сети.

Нумерацию участков сети удобно проводить в направлении от наиболее удаленного приемника электроэнергии (ПЭ) к источнику питания (ИП). Потери напряжения, обусловленные реактивным сопротивлением, вычисляют заранее, так как они не зависят от сечения проводников.

**Алгоритм расчета сечений по потерям напряжения**

1) Определение потерь напряжения, обусловленных реактивным сопротивлением,

$$\Delta U_{\text{р}} = \frac{x_0}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n Q_i l_i.$$

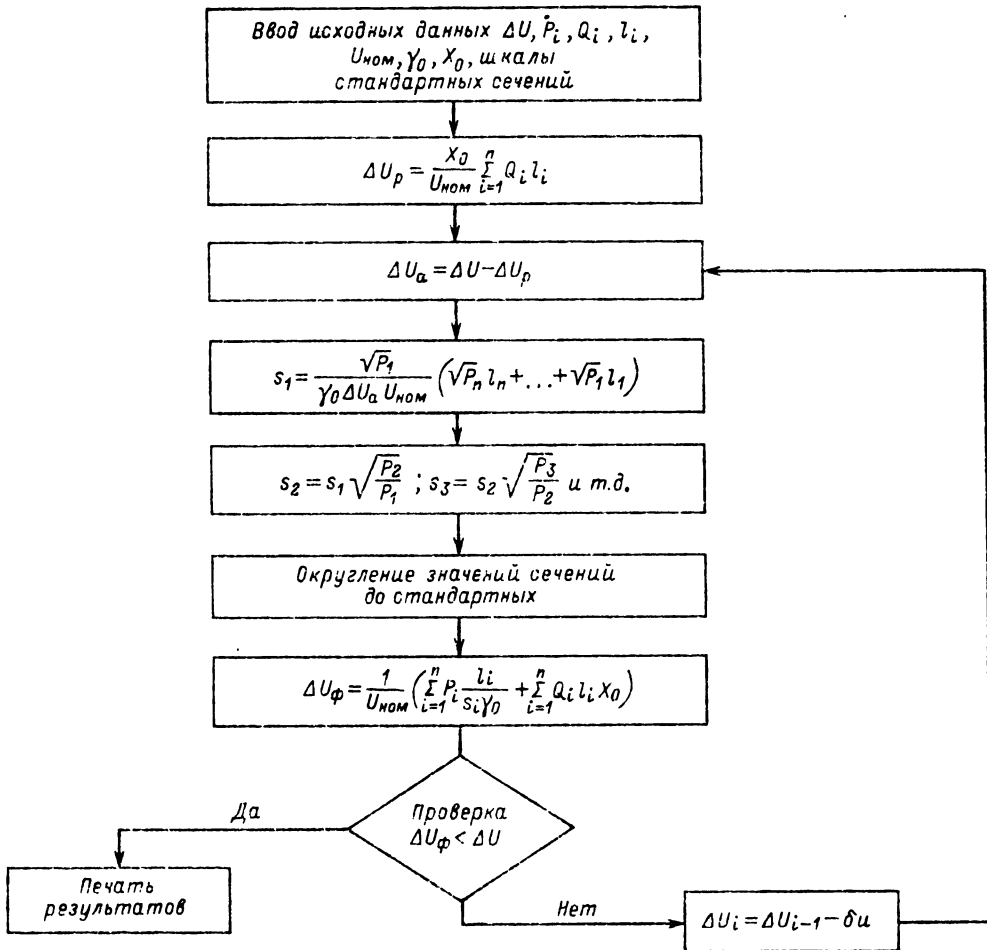


Рис. 48.38. Схема алгоритма

2) Определение допустимых потерь напряжения

$$\Delta U_a = \Delta U - \Delta U_p.$$

3) Вычисление сечения последнего участка

$$s_1 = \frac{\sqrt{P_1}}{\Delta U_a U_{ном} \gamma_0} (\sqrt{P_1} l_1 + \sqrt{P_1} l_2 + \dots + \sqrt{P_n} l_n).$$

4) Расчет сечений следующих участков:

$$s_2 = s_1 \frac{\sqrt{P_2}}{\sqrt{P_1}}; \quad s_3 = s_2 \frac{\sqrt{P_3}}{\sqrt{P_2}} \text{ и т. д.}$$

5) Округление полученных сечений до ближайших больших стандартных сечений.

6) Проверка потерь напряжения по фор-

муле

$$\Delta U_\phi = \frac{1}{U_{ном}} \left( \frac{1}{\gamma_0} \sum_{i=1}^n \frac{P_i l_i}{s_i} + x_0 \sum_{i=1}^n Q_i l_i \right).$$

Если окажется, что фактические потери напряжения больше заданных, производят новый расчет сечения, исходя из меньшего значения потерь, т. е.  $\Delta U_{j+1} = \Delta U_j - \delta U$ .

Если полученное значение  $\Delta U_\phi$  окажется меньше заданного, дается команда на печать и останов.

На рис. 48.38 приведена схема алгоритма.

Программа выбора сечений проводов и жил кабелей по потерям напряжения

```

DIMENSION P(N), Q(N), L(N), S(N+1),
SECH(M)
REAL L(N)
READ (5, 20) SECH
20 FORMAT (14 F 5.2)
READ (5, 21) DELTU, UN, GAMMA Ø,
xØ
21 FORMAT (4 F 1 Ø. 5)
READ (5, 22) P, Q, L
22 FORMAT (8 F 1 Ø. 5)
READ (5, 23) POGR
23 FORMAT (F 4. 2)
SUM = Ø
DO 6 I = 1, N
6 SUM = SUM + Q(I) * L(I)
DELTUR = xØ/UM * SUM
14 DELTUA = DELTU - DELTUR
SUM = Ø
DO 2 I = 1, N
2 SUM = SUM + SQRT(P(I)) * L(I)
S(I) = SQRT(P(I)) * SUM / (GAMMA Ø
* DELTUA * UN)
DO 3 I = 2, N + 1
3 S(I) = S(I - 1) * SQRT(P(I)/P(I - 1))
I = 1
J = 1
7 IF = (S(I) - SECH(J)) 4, 4, 5
4 S(I) = SECH(J)
GOTO 8
5 J = J + 1
GOTO 7
8 I = I + 1
IF (I - N) 7, 3Ø, 3Ø
3Ø CONTINUE
SUM = Ø
SUM1 = Ø
DO 1 Ø I = 1, N
SUM = SUM + P(I) * L(I) / (S(I) * GAMMA Ø)
10 SUM1 = SUM1 + Q(I) * L(I) * xØ
DELTUFH = (SUM + SUM1) / UN
IF (DELTUFH, LT, PELTU) GO TO 12
DELTU = DELTU - POGR
DELTUR = DELTUR - POGR
GOTO 14

```

```

12 WRITE (5, 15) DELTUFH
15 FORMAT (1 Ø x, 'РЕЗУЛЬТАТ: ← DELTA
← UF = ←', F 13. 8)
STOP
END

```

Описание условных обозначений:

GAMMA Ø, xØ — проводимость и индуктивное сопротивление 1 км линий; DELTU — допустимые потери напряжения; P(I), Q(I), L(I) — нагрузки на отдельных участках магистрали и их длины; UN — номинальное напряжение; SECH(M) — стандартные сечения проводников; DELTUR — потери напряжения, обусловленные реактивным сопротивлением; DELTUA — потери напряжения, обусловленные активным сопротивлением; DELTUF — фактические потери напряжения; POGR —  $\delta U$

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 48.1. Шадловский А. К., Кузнецов В. Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. Киев: Наукова думка, 1985. 265 с.
- 48.2. Жежеленко И. В., Рабинович М. Л., Божко В. М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. Киев: Техніка, 1981. 160 с.
- 48.3. Федоров А. А., Камнева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1984. 472 с.
- 48.4. Ермшлов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1983. 208 с.
- 48.5. Веселов А. Е., Доветкин С. Л., Кучумов Л. А. Повышение эффективности работы систем электроснабжения при использовании бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих аппаратов. — В кн.: Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. М.: МДНТП, 1978. С. 173—179.
- 48.6. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под ред. А. А. Федорова. М.: Энергоатомиздат, 1986. 568 с.
- 48.7. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. 1968, № 6. С. 3—17.
- 48.8. Копытов Ю. В., Чулашов Б. А. Экономия электроэнергии в промышленности. М.: Энергоатомиздат, 1982. 112 с.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

**ВОПРОСЫ ОПТИМИЗАЦИИ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**СОДЕРЖАНИЕ**

49.1. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей . . . . .	831	Программное обеспечение подсистемы САПР ЭН . . . . .	856
49.2. Укрупненные показатели стоимости сооружений линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше . . . . .	831	49.6. Применение математических моделей при проектировании энергосистем . . . . .	866
49.3. Учет стоимости ремонтно-производственных баз . . . . .	848	49.7. Методические рекомендации по выполнению технико-экономических расчетов Алгоритм проведения расчетов (868). Пример расчета по выбору оптимального варианта развития схемы электроснабжения района (869).	868
49.4. Автоматизированные системы проектирования в электроэнергетике . . . . .	849	Список литературы . . . . .	868
49.5. Структура и задачи САПР . . . . .	852		

**49.1. УКРУПНЕННЫЕ СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей приведены в ценах 1984 г. и предназначены для выполнения технико-экономических расчетов по сопоставлению вариантов решений и выбору схем электрических сетей.

В основу определения укрупненных стоимостных показателей положены действующие прейскуранты, а также сметные расчеты к проектам конкретных объектов.

Укрупненные стоимостные показатели приведены на 1 км воздушных и кабельных линий, а также на основные элементы подстанций (ПС) для средних условий строительства в европейской части страны. Для определения стоимости электрических сетей в других районах страны следует применять повышающие поправочные коэффициенты (табл. 49.1).

Для удаленных районов севера и северо-востока страны при отсутствии показателей стоимости по проектам объектов, сооружаемых в аналогичных условиях, допускается применять повышающие коэффициенты: к стоимости ВЛ до 2–2,7 (наряду с повышающими коэффициентами на мерзлоту, заболоченность и ветер) с тем, чтобы общий повышающий коэффициент был не выше 4 и ПС до 1,5–2,0, а в отдельных случаях для мощных подстанций со сложной схемой доставки тя-

желого оборудования и сложными условиями строительства – до 3.

Укрупненные стоимостные показатели по ВЛ и ПС учитывают все затраты производственного назначения (без строительства ремонтно-производственных баз, жилищного строительства и за вычетом возвратных сумм). Поэтому эти показатели не предназначены для определения полной сметной стоимости сооружения объекта.

Составляющие капитальных вложений по ЛЭП и ПС – строительные и монтажные работы, оборудование и прочие затраты – приведены в табл. 49.2.

**Укрупненные показатели стоимости сооружения, линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше**

**Воздушные линии.** Укрупненные стоимостные показатели составлены для ВЛ напряжением 35–500 кВ на унифицированных стальных, железобетонных и деревянных опорах, 750 кВ на типовых стальных опорах и 1150 кВ на опорах индивидуального проектирования, изготовленных по проектам института «Энергосетьпроект». В основу определения укрупненных стоимостных показателей положены цены и нормы, введенные в действие с 1 января 1984 г.

Показатели стоимости ВЛ учитывают высокую степень индустриализации строительства. Стоимостные показатели приведены для



Таблица 49.1. Поправочные коэффициенты на стоимость электрических сетей в зависимости от района строительства

Район	Поправочный коэффициент	
	ВЛ	ПС
Европа (без Урала)	1,0	1,0
Урал, Казахстан, Средняя Азия	1,1	1,1
Сибирь	1,2	1,2
Дальний Восток	1,4	1,3

Таблица 49.2. Стоимость электропередач напряжением 35 кВ и выше, %

Объект	Напряже-ние, кВ	Строитель-ные работы	Монтаж	Оборудова-ние	Прочие шт-раты
Линии электро-передачи: Воздушные, на стальных опорах	35	87	—	5	8
	110—150	88	—	5	7
	220	89	—	5	6
	330	84	—	10	6
	500	82	—	13	5
	750	84	—	11	5
на железобетонных опорах	1150	70	—	18	12
	35	86	—	5	9
	110—150	85	—	7	8
	220	87	—	7	6
на деревянных опорах	330	83	—	11	6
	500	80	—	15	5
	35	84	—	8	8
Кабельные	110—150	81	—	11	8
	220	82	—	11	7
Подстанции: открытого типа	35	6	76	15	3
	110—220	20	62	15	3
	35	30	11	54	5
	110—150	32	12	51	5
	220	29	12	55	4
	330	24	10	62	4
закрытого типа	500	27	11	59	3
	750	27	10	59	4
	1150	27	6	60	7
	110—220	35	7	53	5
КТПБ	35—220	14	7	73	6

одно- и двухцепных стальных, железобетонных и деревянных опор с подвеской сталеалюминиевых проводов (сталеалюминиевых сплавов) стандартных сечений.

Для двухцепных ВЛ приведены затраты при одновременной и разновременной подвеске цепей.

Укрупненные стоимостные показатели сооружения ВЛ учитывают все затраты по объектам производственного назначения при сооружении ВЛ в средних грунтах, спокойном рельефе трассы, расчетном напоре ветра

Таблица 49.3. Поправочные коэффициенты на условия строительства

Условия строительства ВЛ	Материал опор ВЛ				
	Сталь		Железобетон		Дерево
	35—150 кВ	220—750 кВ	35—150 кВ	220—500 кВ	35—220 кВ
Скоростной напор ветра, кПа.					
0,60—0,75	1,06	1,06	1,06	1,06	1,08
более 0,75	1,15	1,15	1,11	1,11	1,1
В горных условиях	1,6	1,32	1,5	1,35	1,7
В условиях городской и промышленной застройки	1,6	1,62	1,7	—	1,4
Болотистая трасса	1,46	1,16	2,1	1,7	1,5
Пойма рек	1,14	1,09	1,18	1,1	1,35
Особо гололедные районы по отношению к IV РКУ	1,27	1,27	1,28	1,21	1,29
В прибрежных и загрязненных районах при минимальной длине утечки, см/кВ:					
1,5—2	1,02	1,02	1,09	1,05	1,05
более 2	1,05	1,05	1,17	1,17	1,19

до 0,6 кПа и расположении в европейской части страны для соответствующих климатических районов по гололеду. При прохождении ВЛ в залесенной местности к стоимости ВЛ добавляется стоимость вырубке просеки и вводятся поправочные коэффициенты на условия строительства (табл. 49.3).

Стоимость вырубке просеки для леса со средними показателями крупности, высоты и твердости с учетом корчевки пней под дороги и площадки опор, уборки валежника составляет для ВЛ 35 кВ — 1,2, 110—150 кВ — 1,3, 220—330 кВ — 1,4 и 1,6; 500—750 кВ — 1,8 и 2,0 и 1150 кВ — 2,5 тыс.руб/км. При использовании оцинкованных стальных конструкций опор к стоимости ВЛ, определенной по табл. 49.4—49.8, следует применять повышающий коэффициент 1,1.

Стоимость переходов через судоходные реки, проливы, каналы с высотой опор 50 м и более, а также через любые водные преграды с пролетом пересечений 700 м и более при отсутствии специальных расчетов может определяться с учетом данных, приведенных в табл. 49.9.

**Кабельные линии.** Укрупненные стоимостные показатели по кабельным линиям (КЛ) 6, 10, 35, 110 и 220 кВ приняты в соответствии с прейскурантом и на основании обобщения смет к рабочей документации конкретных объектов (табл. 49.10, 49.11).

Укрупненные стоимостные показатели КЛ составлены для условий прокладки по терри-

Таблица 49.4. Стоимость, тыс. руб/км, ВЛ 500, 750 и 1150 кВ из сталеалюминиевого провода

Характеристика и материал опор	Район по гололеду	1150 кВ	750 кВ				500 кВ			
		Сечение провода, мм <sup>2</sup>								
		8 × 330/43	5 × 240/56	5 × 300/66	5 × 400/51	4 × 500/64	3 × 300/66	3 × 330/43	3 × 400/51	3 × 500/64
Стальные, болтовые, оцинкованные (ВЛ Кокчетав – Кустанай – Челябинск)	I – II	170	–	–	–	–	–	–	–	–
Стальные с оттяжками	III	–	88	95	97	100	–	–	–	–
Стальные с оттяжками	II	–	–	–	–	–	48,3	49,0	53,4	62,0
	III	–	–	–	–	–	49,3	51,0	55,3	63,6
	IV	–	–	–	–	–	51,5	53,0	57,4	66,0
Стальные свободстоящие	II	–	–	–	–	–	62,2	63,7	68,6	79,5
	III	–	–	–	–	–	65,8	67,2	72,0	83,2
	IV	–	–	–	–	–	70,5	72,0	77,0	87,0
Железобетонные	I	–	–	–	–	–	48,4	49,9	52,4	63,5
	III	–	–	–	–	–	50,3	52,0	54,3	65,5
	IV	–	–	–	–	–	53,0	54,4	57,0	68,5

Примечание. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,8; 2,0 и 2,5 тыс. руб. для ВЛ 500, 750 и 1150 кВ соответственно.

Таблица 49.5. Стоимость, тыс. руб/км, ВЛ 220 и 330 кВ (провода сталеалюминиевые)

Характеристика и материал опор	Район по гололеду	330 кВ			220 кВ		
		Сечение провода, мм <sup>2</sup>					
		2 × 240/32	2 × 300/39	2 × 400/51	240/32	300/39	400/51
Стальные одноцепные	I – II	37,3	38,5	42,5	21,0	21,6	23,8
	III	39,6	40,8	44,0	22,9	23,1	25,0
	IV	41,4	42,7	45,0	24,5	24,7	26,6
Стальные двухцепные	I – II	70,4	74,0	80,2	34,4	36,2	41,3
	III	73,8	77,5	82,4	37,8	38,7	42,8
	IV	77,2	81,0	84,0	40,6	41,1	44,5
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I – II	55,5	57,0	59,4	28,8	29,5	31,0
	III	59,7	61,2	61,7	31,1	31,4	31,9
	IV	61,7	63,2	65,1	33,1	33,3	33,5
Железобетонные одноцепные	I – II	33,1	35,0	38,0	16,4	17,3	19,4
	III	34,8	36,8	39,6	17,3	18,2	20,0
	IV	36,6	38,6	40,4	18,9	19,2	21,8
Железобетонные двухцепные	I – II	–	–	–	27,8	30,0	33,8
	III	–	–	–	30,6	31,2	35,0
	IV	–	–	–	33,2	33,8	39,0
Деревянные тросовые	I – II	–	–	–	16,8	17,8	20,6
	III	–	–	–	18,0	18,2	20,8
	IV	–	–	–	18,2	18,6	21,2
Подвеска второй цепи	I – IV	15,8	18,2	21,4	7,0	8,0	11,0

Примечание. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,4 и 1,6 тыс. руб. для ВЛ 220 и 330 кВ соответственно.

Таблица 49.6. Стоимость, тыс. руб/км, ВЛ 150 кВ (провода сталеалюминиевые)

Характеристика и материал опор	Район по гололеду	Сечение провода, мм <sup>2</sup>			
		120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	15,9	16,6	17,5	18,8
	II	17,2	17,4	18,0	18,9
	III	18,6	18,7	19,1	19,5
	IV	20,2	20,8	21,0	21,8
Стальные двухцепные	I	25,4	27,2	30,6	33,0
	II	26,2	28,0	30,6	33,0
	III	28,0	30,0	32,5	33,8
	IV	30,0	31,8	34,2	35,8
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	22,3	23,4	25,4	27,4
	II	24,1	24,1	25,4	27,4
	III	24,6	25,8	27,5	28,0
	IV	26,4	27,5	28,9	29,7
Железобетонные одноцепные	I	13,0	13,0	14,4	15,1
	II	13,5	13,1	14,4	15,1
	III	14,8	14,2	15,5	15,7
	IV	16,3	15,4	16,4	16,5
Железобетонные двухцепные	I	20,9	22,2	23,8	26,2
	II	21,2	22,4	23,8	26,2
	III	21,4	24,2	25,5	26,9
	IV	23,2	26,0	26,8	29,4
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	17,6	18,3	19,2	20,4
	II	17,9	18,5	19,2	20,4
	III	18,1	19,8	20,4	21,0
	IV	19,7	21,3	21,4	22,3
Подвеска второй цепи	I-IV	4,1	4,8	5,5	6,6

Примечание. Стоимость 1 км вырубki просек учитывается дополнительно и составляет 1,3 тыс. руб.

Таблица 49.7. Стоимость, тыс. руб/км, ВЛ 110 кВ (провода сталеалюминиевые)

Характеристика и материал опор	Район по гололеду	Сечение провода, мм <sup>2</sup>					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Стальные двухцепные	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22,0	22,0	24,0	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27,0	27,2	28,0	29,2
Железобетонные одноцепные	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6

Продолжение табл. 49.7

Характеристика и материал опор	Район по гололеду	Сечение провода, мм <sup>2</sup>					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Железобетонные двухцепные	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27,0
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15,0	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Деревянные двухстоечные бестросовые	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2	—
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	—
	III	5,7	6,0	6,2	6,8	7,5	—
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	—
Подвеска второй цепи	I—IV	2,5—4,1	3,0—4,1	3,3—4,3	3,8—4,6	4,8—5,4	6,0—6,3

Примечания: 1. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,3 тыс. руб.

2. Стоимость 1 км ВЛ с проводом АЖ 120/19 следует принимать, как для АС 120/19.

Таблица 49.8. Стоимость, тыс. руб/км, ВЛ 35 кВ (провода сталеалюминиевые)

Характеристика и материал опор	Район по гололеду	Сечение провода, мм <sup>2</sup>			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Стальные одноцепные	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16,0	16,0	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Стальные двухцепные	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,2	25,2	25,5
	IV	27,2	27,2	28,9	29,3
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	15,4	15,7	16,2	16,2
	II	17,9	17,3	17,3	17,5
	III	21,5	20,8	21,4	20,9
	IV	24,2	23,4	23,7	24,0
Железобетонные одноцепные	I	—	9,4	10,3	10,9
	II	—	10,6	10,8	11,2
	III	—	12,2	12,3	12,3
	IV	—	13,7	13,6	13,4
Железобетонные двухцепные	I	—	15,3	14,1	14,8
	II	—	16,7	14,5	15,3
	III	—	19,5	17,3	17,8
	IV	—	21,7	18,8	19,1
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	—	12,8	11,4	11,7
	II	—	13,9	11,7	12,2
	III	—	16,6	14,0	14,1
	IV	—	18,4	15,2	15,1
Деревянные двухстоечные бестросовые	I	5,0	5,4	5,9	6,7
	II	5,5	5,8	6,0	6,8
	III	6,0	6,3	6,4	7,1
	IV	6,7	6,8	6,9	7,5

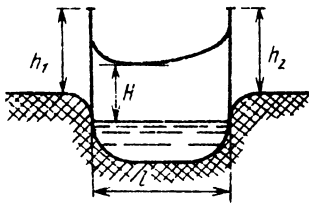
Продолжение табл. 49.8

Характеристика и материал опор	Район по гололеду	Сечение проводов, мм <sup>2</sup>			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Подвеска второй цепи	I-IV	2,3-3,1	2,9-3,9	3,2-5,3	4,0-5,5

Примечания: 1. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,2 тыс. руб.

2. Стоимость 1 км ВЛ с проводом АЖ 120/19 следует принимать, как для АС 120/19.

Таблица 49.9 Переходы ВЛ 110 кВ и выше через водные преграды



Обозначения опор: К – конечная; А – анкерная; П – промежуточная; ПА – анкерно-промежуточная

Напряжение, кВ	Количество цепей	Марка и сечение провода, мм <sup>2</sup>	Длина переходного пролета l, м	Формула перехода	Высота опор $h_1$ , $h_2$ и расстояние до воды $H$ , м	Полная сметная стоимость в ценах 1984 г., тыс. руб.
750	1	4АСУС-300	1280	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 172, H = 35$	2200
500	2	3АС-500/336	1005	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 125, H = 26,5$	1590
220	2	АС-500/336				
500	1	2АСУС-500	1460	К-А-А-К	$h_1 = h_2 = 101, H = 31$	750
500	1	2АКСК-500/336	1505	К-А-А-К	$h_1 = h_2 = 156, H = 22$	1970
500	1	2АСУС-500	1300	К-А-ПА-К	$h_1 = 101, h_2 = 50, H = 33$	540
500	1	3АСУС-300	950	К-А-А-К	$h_1 = 58, h_2 = 47, H = 26,3$	870
500	1	2АСУС-500	730	К-ПА-ПА-К	$h_1 = h_2 = 50, H = 20,7$	340
330	2	2АСУС-500	1000	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 100, H = 25$	960
330	2	2АСУС-300	1150	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 150, H = 30$	1020
220	2	АСУС-300	1230	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 106, H = 29,5$	240
220	2	АСУС-300	755	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 94, H = 30,8$	360
220	1	АС-500	610	К-П-К	$h_2 = 89, H = 15,5$	350
220	2	АСУ-300	600	К-А-А-К	$h_1 = h_2 = 75,5, H = 30$	700
220	2	АС-300/39	495	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 74, H = 31$	600
110	1	С-200	1350	К-А-А-К	$h_1 = h_2 = 105, H = 27,5$	1030
110	1	С-200	900	К-П-П-К	$h_1 = h_2 = 81, H = 24$	470

тории крупнейших городов с высокой насыщенностью подземными коммуникациями и учитывают затраты на: кабель и оборудование; строительные и монтажные работы; специальные переходы (железнодорожные узлы, магистральные автодороги, реки и т. д.); разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий.

Пример расчета стоимости сооружения ВЛ в зависимости от напряжения, марки провода,

типа и материала опор, климатического района и прочих условий приведен в табл. 49.12.

Техническая характеристика ВЛ

Напряжение ВЛ – 500 кВ.

Тип опор – одноцепные стальные.

Марка провода – 3 × 400/51.

Район строительства – европейская часть страны.

Протяженность линии – 215 км, из кото-

Таблица 49.10. Стоимость 1 км кабельных линий 110 кВ и выше (3 фазы), тыс. руб.

Напряжение, кВ	500		330		220			110				
	МВДТ	МВДТ	МВДТ	МНСК	МВДТ	МНСК	МНА <sub>Г</sub> Ш <sub>ву</sub>	АП <sub>Б</sub> П				
Сечение, мм <sup>2</sup>	625	550	1200	550	550	550	625	270	625	300	625	350
Расчетная стоимость (3 фазы), тыс руб/км	960	790	700	640	360	440	290	260	250	240	190*	170*
	1400	1150	1000	930	530	660	420	380	370	350	280	250

\* Данные предварительные.

Примечание. В числителе приведена стоимость прокладки одной, в знаменателе – двух кабельных линий.

Таблица 49.11. Стоимость 1 км кабельных линий 6–10–35 кВ с бумажной изоляцией (3 фазы), тыс. руб/км

Сечение, мм <sup>2</sup>	35 кВ					10 кВ					6 кВ				
	АОСБУ	АСБУ	ААБЛУ, ААБ2ЛУ	ААШВУ	ААШЛУ	АСБУ	ААБЛУ, ААБ2ЛУ	ААШВУ	ААШЛУ	АСБУ	ААБЛУ, ААБ2ЛУ	ААШВУ	ААШЛУ		
50	-	8,3	7,1	6,9	6,7	7,7	6,6	6,4	6,2	7,7	6,6	6,4	6,2		
		13,2	10,7	10,4	10,0	12,0	9,8	9,4	9,0						
70	-	9,0	7,5	7,3	7,0	8,2	7,1	6,8	6,6	8,2	7,1	6,8	6,6		
		14,6	11,7	11,4	10,7	12,9	10,7	10,2	9,8						
95	-	9,9	8,1	7,9	7,6	8,9	7,6	7,4	7,2	8,9	7,6	7,4	7,2		
		16,5	12,8	12,4	11,8	14,4	11,8	11,4	10,9						
120	-	27,6	10,5	8,6	8,4	8,1	9,6	8,1	7,9	8,1	9,6	8,1	7,9		
		52,5	17,6	13,7	13,4	12,8	15,9	12,8	12,4		11,8				
150	-	28,2	11,3	9,1	9,0	8,7	10,5	8,7	8,5	8,7	10,5	8,7	8,5		
		53,8	19,2	14,8	14,5	13,9	17,7	13,9	13,6		12,9				
185	-	12,2	9,9	9,8	9,4	11,3	9,4	9,2	8,7	11,3	9,4	9,2	8,7		
		21,0	16,4	16,1	15,4	19,2	15,4	14,9	14,1						
240	-	13,5	10,9	10,9	10,1	12,7	10,3	10,2	9,7	12,7	10,3	10,2	9,7		
		23,7	18,3	18,3	16,8	21,9	17,2	17,0	16,0						

Примечание. В числителе приведена стоимость прокладки одной, а в знаменателе – двух кабельных линий.

Таблица 49.12. Расчет стоимости сооружения ВЛ

Наименование работ и затрат	Единица	Количество единиц	Стоимость, тыс. руб.		Обоснование
			единицы	общая	
Строительство ВЛ 500 кВ в средних условиях и II климатическом районе по гололеду	км	30	53,4	1600	Табл. 49.4
То же в III климатическом районе по гололеду	»	185	55,3	10250	То же
Стоимость вырубке просеки	»	55	1,8	99	» »
Удорожание ВЛ за счет прохождения трассы по болоту	»	25	55,3·0,5 = 27,4	685	Табл. 49.3
Суммарная стоимость сооружения ВЛ	-	-	-	12 634	-

рых 55 км проходят по лесу и 25 км по болоту.

Климатический район по гололеду – II и III:

во II климатическом районе по гололеду проходит 30 км;

в III климатическом районе проходит 185 км, из них 25 км по болоту.

## 49.2. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ПОДСТАНЦИЙ

Стоимостные показатели ПС 35–1150 кВ определяются суммированием стоимостей распределительных устройств, силовых трансформаторов (автотрансформаторов), компенсирующих и токоограничивающих устройств. К полученной суммарной стоимости элементов ПС добавляется постоянная часть затрат.

При проведении технико-экономических расчетов используют расчетные стоимости, которые включают стоимость основного и вспомогательного оборудования, а также затраты на строительство и монтаж. Наряду с расчетной стоимостью приведены данные по стоимости оборудования и трансформаторов. Указанными данными пользуются при решении отдельных задач (например, при замене оборудования и трансформаторов и др.).

Стоимостные показатели ПС учитывают использование оборудования, выпускаемого и разрабатываемого отечественной промышленностью. На оборудование, эксплуатируемое в настоящее время в энергосистемах страны, но снятое или подлежащее снятию с серий-

ного производства, стоимость допускается принимать по данным табл. 49.13–49.35, как и для аналогичного оборудования, но с соответствующей корректировкой.

**Распределительные устройства.** Стоимостные показатели одной ячейки 35–1150 кВ для ОРУ основных типовых главных схем электрических соединений ПС с выключателями приведены в табл. 49.13. Указанные показатели включают стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, разрядников, аппаратуры цепей управления, сигнализации, автоматики и релейной защиты, контрольных кабелей, ошиновки, металлоконструкций и фундаментов и связанных с их установкой строительно-монтажных работ. Для определения полной стоимости открытого распределительного устройства, указанного в табл. 49.13, стоимость одной ячейки для соответствующей схемы умножается на количество ячеек. Для ячейки отходящей ВЛ при необходимости учитываются затраты на создание высокочастотной связи.

Стоимость оборудования ВЧ связи линейной ячейки, тыс. руб.

Напряжение, кВ . . . . .	35	110	150	220	330	500	750	1150
Увеличение стоимости линейной ячейки . . . . .	3	6	9	14	31	52	73	150

Таблица 49.13. Ячейка ОРУ 35–1150 кВ

Напряжение, кВ	Схема	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс. руб.			
		воздушным		масляным	
		при токе отключения, кА			
		до 40	более 40	до 30	более 30
1150	Полуторная с выключателем То же с выключателем-отключателем	1280	—	—	—
		1600	—	—	—
750	Трансформаторы-шины, полуторная с выключателем То же с выключателем-отключателем	700	850	—	—
		810	—	—	—
500	Четырехугольник, трансформаторы-шины, полуторная	260	380	—	—
330	Четырехугольник, трансформаторы-шины, полуторная	160	300	—	—
220	Четырехугольник, одна, две рабочие секционированные выключателем и обходная системы шин Расширенный четырехугольник	85	130	90	105
		110	—	115	—
150 110	Одна, две рабочие секционированные выключателем и обходная системы шин	70	—	—	—
		42	57	35	43
35	Одна секционированная выключателем системы шин	14	29	9,1	20

Таблица 49.14. Открытые распределительные устройства (35–330 кВ)

Схема соединений на стороне ВН	Расчетная стоимость ОРУ, тыс. руб.				
	35 кВ	110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ
Блок (линия – трансформатор):					
с разъединителем	2,4	11,5	14,0	18,9	21,0
с предохранителем	2,7	—	—	—	—
с отделителем	4,1	12,7	20,1	26,4	—
с выключателем (не типовая схема)	5,4	36,0	61,0	79,0	—
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	13,0	40,0*	51,9	83,0	—
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	18,5	36,3	126,0	180,0	—
Мостик с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя	—	98,0	172,0	—	—

\* Стоимость ОРУ с выключателем ММО-110.

Таблица 49.15. Закрытые распределительные устройства 10(6)–110 кВ

Напряжение, кВ	Схема	Расчетная стоимость, тыс. руб.
110	Два блока линия – трансформатор: без автоматической перемычки с автоматической перемычкой	64 70
	Мостик с отделителями в цепях линий и выключателем в перемычке	130
	Ячейка с выключателем	31
35	Одна секционированная выключателем система шин с 8 отходящими линиями	115
	Ячейка КРУ с выключателем	7
10(6)	Две секции: 14 отходящих линий	70
	26 отходящих линий	95
	48 отходящих линий	144
	Четыре секции: 42 отходящие линии	155
48 отходящих линий	173	
52 отходящие линии	186	
	Ячейка КРУ с выключателем	2,3

Примечание. Расчетные стоимости ЗРУ приведены с учетом стоимости здания, в стоимости отдельных ячеек строительная часть здания не учтена.

Стоимостные показатели для ОРУ 35–330 кВ, выполненных по упрощенным схемам электрических соединений, приведены в табл. 49.14 и соответствуют затратам для ОРУ в целом. Укрупненные показатели учитывают стоимость выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей, металлоконструкций и фундаментов, а также проведение необходимых строительно-монтажных работ.

Укрупненные стоимостные показатели для закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 6–110 кВ приведены для указанного в табл. 49.15 количества линейных ячеек с выключателями и учитывают затраты в строительную часть ЗРУ.

Стоимость оборудования ВЧ связи линейной ячейки, тыс. руб.

Напряжение, кВ 35 110 150 220 330 500 750 1150  
Увеличение стоимости линейной ячейки . . . . . 3 6 9 14 31 52 73 150

**Трансформаторы и автотрансформаторы.** Стоимости силовых и регулировочных трансформаторов (автотрансформаторов) и расчетные стоимости с учетом их установки приведены в табл. 49.16–49.22.

Расчетная стоимость трансформатора включает стоимость трансформатора, а также затраты на ошиновку, гибкие связи (шинопроводы), металлоконструкции порталов, грозозащиту и заземление, контрольные кабели, релейную защиту, а также стоимость строительно-монтажных работ в пределах ячейки трансформатора. Стоимость трансформаторов учитывает снижение себестоимости изготовления и цен трансформаторов в связи с совершенствованием технологии производства и организации труда на перспективу.

**Синхронные и статические компенсаторы.** Стоимостные показатели синхронных компенсаторов приведены в табл. 49.23 и содержат



стоимость собственно синхронного компенсатора и расчетную стоимость. В расчетную стоимость помимо стоимости синхронного компенсатора, включены затраты на систему охлаждения, газового и масляного хозяйства РУ 6–15 и 0,5 кВ, силовых и контрольных кабелей, насосной технического водоснабжения или устройство брызгального бассейна, а также на строительные-монтажные работы по сооружению зданий, фундаментов и установке оборудования. Расчетные стоимости синхронных компенсаторов 16 и 50 Мвар определены по типовым проектам, а 100, 160 и

320 Мвар – на основании обобщения смет конкретных объектов.

Расчетная стоимость статических тиристорных компенсаторов приведена в табл. 49.24.

**Конденсаторные батареи.** Укрупненные показатели стоимости шунтовых конденсаторных батарей, приведенные в табл. 49.25, приняты в соответствии с типовыми проектами и предусматривают комплектацию конденсаторами серий КС-2-1 и КСК-2-1 напряжением 0,66 кВ и единичной мощностью соответственно 60 и 125 квар. Стоимость реакторов для

Таблица 49.16. Трансформаторы и автотрансформаторы 750 и 1150 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные без РПН				Автотрансформаторы							
	1150/20		750,20		1150/500		750,500		750/330		750,220	
	Стоимость группы из трех однофазных трансформаторов, тыс. руб											
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
3 × 267	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3 × 333	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3 × 417	1560*	2550	1350	1980	—	—	1150	2150	1230	2100	1170*	1750
3 × 667	—	—	—	—	3200	4290	—	—	—	—	—	—

\* Данные предварительные.

Таблица 49.17. Трансформаторы и автотрансформаторы 500 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные без РПН		Автотрансформаторы с РПН					
			500/330		500/220		500/110	
	Стоимость, тыс. руб.							
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
250	340	401	—	—	—	—	376	453
315	—	—	—	—	394*	473	—	—
400	418	493	—	—	—	—	500*	601
500	—	—	—	—	490*	609	—	—
630	585	705	—	—	—	—	—	—
1000	800*	932	—	—	—	—	—	—
3 × 167	—	—	606	913	618	974	—	—
3 × 267	—	—	—	—	876	1264	—	—
3 × 533	1443	1718	—	—	—	—	—	—

\* Данные предварительные.

Таблица 49.18. Трансформаторы и автотрансформаторы 330 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные				Автотрансформаторы с РПН					
	без РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН		330/220		330/150		330/110	
	Стоимость, тыс. руб.									
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
40	—	—	156*	194	—	—	—	—	—	—
63	—	—	215	267	—	—	—	—	—	—
125	220*	273	—	—	—	—	—	—	239	320
200	295*	362	—	—	—	—	—	—	291	370
240	—	—	—	—	209	297	—	—	—	—
250	306	378	—	—	—	—	305*	400	—	—
400	399	488	—	—	—	—	430	564	—	—
630	579	718	—	—	—	—	—	—	—	—
1000	746	922	—	—	—	—	—	—	—	—
1250	910*	1128	—	—	—	—	—	—	—	—
3 × 133	—	—	—	—	558*	966	—	—	—	—

\* Данные предварительные.

Таблица 49.19 Трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы						Автотрансформаторы с РПН	
	двухобмоточные				трехобмоточные с РПН			
	без РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН					
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
25	—	—	—	115	148	—	—	
40	—	—	140*	169	130	165	—	
63	—	—	157	193	—	—	159	
80	152	189	—	—	—	—	—	
100	—	—	220*	265	—	—	—	
125	186	231	—	—	—	—	200	
160	—	—	269	323	—	—	—	
200	253	307	—	—	—	—	270	
250	284	343	—	—	—	—	324	
400	389	469	—	—	—	—	—	
630	574	692	—	—	—	—	—	
1000	740*	892	—	—	—	—	—	

\* Данные предварительные.

Таблица 49.20. Трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные						Трансформаторы трехобмоточные с РПН	
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН			
	Стоимость, тыс. руб.							
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
16	—	—	—	53	68	—	—	
25	—	—	—	—	—	—	—	
32	—	—	—	—	—	80	99	
40	—	—	—	—	—	—	—	
63	—	—	—	—	—	102	125	
80	—	—	—	—	—	118*	145	
250	284	335	—	—	—	—	—	
66	—	—	—	—	—	—	—	
74	—	—	—	—	—	—	—	
93	—	—	—	—	—	—	—	
96	—	—	—	—	—	—	—	
119	—	—	—	—	—	—	—	
125	—	—	—	—	—	—	—	
152	—	—	—	—	—	—	—	

\* Данные предварительные.

Таблица 49.21. Трансформаторы 110 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные						Трансформаторы трехобмоточные с РПН	
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН			
	Стоимость, тыс. руб.							
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
2,5	—	—	26	35	—	—	—	—
6,3	—	—	36	49	—	—	42	57
10	—	—	40	54	—	—	51	67
16	—	—	48	63	—	—	62	79
25	—	—	—	—	66	84	72	91
40	—	—	—	—	88	109	94	117
63	—	—	—	—	110	136	126	154
80	114	144	—	—	126	157	137	166
125	140	171	—	—	196	244	—	—
200	222	263	—	—	—	—	—	—
250	255	302	—	—	—	—	—	—
400	373	438	—	—	—	—	—	—

Таблица 49.22. Трансформаторы 35 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные					
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН	
	Стоимость, тыс. руб.					
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
0,1	1,0	1,6	—	—	—	—
0,16	1,3*	2,2	—	—	—	—
0,25	1,7*	2,9	—	—	—	—
0,40	2,3*	4,3	6,3*	8,8	—	—
0,63	3,1*	6,4	8,3*	11,6	—	—
1,0	4,0	9,3	11,0	15,4	—	—
1,6	5,0	10,1	12,0	16,7	—	—
2,5	7,0	12,2	15,0	21,2	—	—
4,0	9,0	15,2	18,0	25,7	—	—
6,3	11,0	19,0	21,0	30,5	—	—
10	16,0	24,6	30,0	41,8	—	—
16	24,0	33,7	49,0	61,2	—	—
25	—	—	—	—	62,0	77,0
32	—	—	—	—	70,0	86,1
40	—	—	—	—	79,0	96,3
63	—	—	—	—	107,0	129,4

\* Данные предварительные.

Таблица 49.23. Слzxронные компенсаторы

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость, тыс. руб.	
			компенсатора	расчетная
КСВВ-320-20	320	20	1600**	2400/4000*
КСВВ-160-15 КСВБО-160-15	160	15,75	670 830**	1200/1900 1600/2500
КСВВ-100-11 КСВБО-100-11	100	11	345 410	670/1020 740/1150
КСВВ-50-11 КСВБО-50-11	50	11	188 250	330/520 400.650

\* В числителе приведена расчетная стоимость установки первого СК, в знаменателе — двух СК.

\*\* Данные предварительные.

Таблица 49.24. Статические тиристорные компенсаторы

Тип	Номинальная мощность, Мвар	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость*, тыс. руб.	
			компенсатора	расчетная
СТКМ	160	35	2700	6500
СКРМ	40	10	680	1000
	20		340	510
	12,5		210	300
	6,3		110	160

\* Данные предварительные.

Примечания. 1. Расчетная стоимость СТКМ приведена для наружной установки шунтирующих реакторов.

2. Стоимость СКРМ приведена без стоимости коммутационной аппаратуры.

Таблица 49.25. Конденсаторные батареи 6–10 кВ

Номинальное напряжение, кВ	С конденсаторами КС2-1,05-60		С конденсаторами КСК2-1,05-125	
	Установленная мощность, Мвар	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Установленная мощность, Мвар	Расчетная стоимость, тыс. руб.
110	52	290	108	390
35	17,3	100	36	130
10	5	30	10,5	40
6	2,9	18	6,0	24

Таблица 49.26. Управляемые реакторы для группового регулирования БСК

Тип	Номинальная мощность, Мвар	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость*, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
РТДЦНП	25	10	500	700
РМН	2,5	35	50	70

\* Данные предварительные.

Таблица 49.27. Реакторы токоограничивающие бетонные 10(6) кВ (комплект – 3 фазы)

Одинарные				Сдвоенные			
Тип	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.		Тип	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.	
		реактора	расчетная			реактора	расчетная
Наружная установка							
РБНГ	1000	5,4	10,8	РБСНГ	2 × 1000	10,2	15,2
	1600	5,7	11,1		2 × 1600	10,0	15,0
	2500	8,8	14,2		2 × 2500	11,8	16,6
Внутренняя установка							
РБ, РБГ, РБУ	1000	2,2	12,3	РБС, РБСГ, РБСД, РБСУ, РБСДУ	2 × 1000	3,2	15,5
	1600	3,5	13,6		2 × 1600	5,2	17,5
РБГ, РБД, РБДГ, РБДУ	2500	4,6	15,1	РБСДГ	2 × 2500	6,5	18,0
РБДГ	4000	8,8	19,3				

Примечание. Внутренняя установка реакторов учитывает стоимость здания.

Таблица 49.28. Реакторы токоограничивающие масляные 110–220 кВ (комплект – 3 фазы)

Тип	Номинальное напряжение сети, кВ	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
ТОРМТ	220	1000	230*	350*
ТОРМТ	110	1350	77,6	130

\* Данные предварительные.

Таблица 49.29. Реакторы масляные шунтирующие 6–1150 кВ

Тип	Номинальное напряжение реактора, кВ	Номинальная мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
3 × РОДЦ	1200	3 × 300	1380	2700
	787	3 × 110	369	950
	525	3 × 60	271	380
3 × РОД	121	3 × 33,3	94	170
	38,5	3 × 30	84	160
3 × РОМ	11	3 × 1,1	9,7	19
РТД	38,5	20	27,4	50
РТМ	11	3,3	8,9	18

Таблица 49.30. Реактор масляный заземляющий дугогасящий РЗДСОМ 6–35 кВ

Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
		реактора	расчетная*
35	1240	3,8	7,0
	620	2,8	5,5
	310	2,1	4,0
20	155	1,2	2,4
15,75	115	1,1	2,1
10	1520	3,9	7,0
	760	2,4	4,5
	380	1,7	3,2
	190	1,3	2,5
6	920	2,4	4,5
	460	1,7	3,2
	230	1,3	2,5
	115	1,0	2,0

\* Данные предварительные.

группового регулирования БСК приведена в табл. 49.26.

**Реакторы.** Расчетные стоимости токоограничивающих и шунтирующих, а также заземляющих дугогасящих реакторов получены на основании обобщения смет конкретных объек-

тов и приведены в табл. 49.27–49.30. Для токоограничивающих реакторов 6–10 кВ внутренней установки стоимости приведены с учетом затрат на здание.

**Постоянная часть затрат по подстанциям.** Постоянная часть затрат по ПС учитывает: подготовку и благоустройство территории, общеподстанционный пункт управления, собственный расход, аккумуляторную батарею, компрессорную, подъездные и внутриплощадочные дороги, связь и телемеханику, маслосклад и маслостоки, водопровод и канализацию, наружное освещение и прочие общеподстанционные затраты (табл. 49.31). Стоимости подъездных дорог учтены при расположении площадки вблизи автодорог с твердым покрытием и железнодорожных путей (на расстоянии до 500 м). При необходимости сооружения к ПС подъездных дорог более 500 м следует учитывать дополнительные затраты.

Затраты на системы водоснабжения и канализации учитывают возможность присоединения к существующим сетям.

Постоянная часть затрат и ее структура определены на основе обобщения смет конкретных объектов.

Пример расчета стоимости сооружения ПС в зависимости от напряжения, мощности, схемы электрических соединений, климатического района и прочих условий приведен в табл. 49.32.

Техническая характеристика ПС:

1. Напряжения ПС – 500 и 220 кВ.
2. Количество и мощность АТ – 2 × (3 × 267) МВ·А.
3. Схема ПС: на стороне 500 кВ – полуторная, на стороне 220 кВ – двойная система шин.
4. На ПС устанавливаются два синхронных компенсатора по 100 Мвар.
5. Количество ячеек ОРУ: 500 кВ – 6, 220 кВ – 9.
6. ВЧ связью оборудованы четыре ячейки 500 кВ и шесть ячеек 220 кВ.
7. Район строительства – европейская часть страны.

**Комплектные подстанции.** Укрупненные стоимостные показатели комплектных трансформаторных ПС блочного типа (КТПБ) напряжением 35–220 кВ определены по данным завода-изготовителя в результате обобщения смет конкретных объектов и приведены в целом, включая постоянную часть затрат (табл. 49.33).

Количество ячеек среднего и низкого напряжения соответствует комплектации завода. При необходимости установки дополнительного количества ячеек стоимость КТПБ должна быть соответственно увеличена.

Таблица 49.31. Постоянная часть затрат по подстанциям 35–1150 кВ

Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Составляющие затрат, тыс. руб.						
			Подготовка и благоустройство территории	ОПУ, СН	Компрессорная	Подъездные и внутриплощадочные дороги	Средства связи и телемеханики	Внешние сети (водоснабжение, канализация)	Прочее
1150	Трансформаторы-шины	17000	950	4050	240	2650	530	850	7730
750	Полудторная	6800	1000	1250	110	1170	1110	1270	890
500	Полудторная	4100	560	600	100	640	900	700	600
	Трансформаторы-шины	2800	380	420	80	450	640	460	370
	Четырехугольник	2400	340	380	80	400	430	440	330
330	Полудторная	2100	280	320	70	260	540	340	290
	Трансформаторы-шины	1750	260	290	70	210	360	300	260
	Четырехугольник	1160	200	220	55	130	240	175	140
220/110	Сборные шины	750	110	185	35	70	190	60	100
	Мостик, четырехугольник	520	80	115	35	45	120	40	85
220/35/10 220/10	Без выключателей	400	70	90	—	35	100	35	70
	Четырехугольник, сборные шины	460	60	80	25	40	135	30	80
	Мостик	360	50	70	20	30	110	25	55
110, 35/10	Без выключателей	240	30	40	—	25	80	25	40
	Сборные шины	320	50	90	—	35	80	25	40
110/10	Мостик	250	40	70	—	30	55	20	35
	Без выключателей	170	25	45	—	25	45	10	20
	Сборные шины	290	50	80	—	30	75	20	35
35/10	Мостик	210	35	60	—	25	50	10	30
	Без выключателей	130	25	35	—	20	30	5	15
	С выключателями (на постоянном токе)	105	15	30	—	5	35	5	15
	С выключателями (на переменном токе)	70	10	12	—	5	30	3	10
	Без выключателей	60	10	4	—	5	30	3	8

Таблица 49.32. Расчет стоимости сооружения ПС

Составляющие затрат	Количество единиц, шт.	Стоимость, тыс. руб.		Обоснование
		единицы	общая	
Ячейки открытого распределительного устройства:				
500 кВ	6	380	2280	Табл. 49.13
220 кВ	9	85	765	То же
Автотрансформаторы	2	1264	2528	Табл. 49.17
500/220 кВ, 2(3×267) МВ·А				
Оборудование линейных ячеек ВЧ связью:				
500 кВ	4	52	208	Табл. 49.13
220 кВ	6	14	84	То же
Синхронные компенсаторы 100 Мвар	2	—	1150	Табл. 49.23
Постоянная часть затрат	—	—	4100	Табл. 49.31
Суммарная стоимость сооружения подстанции	—	—	11115	

Таблица 49.33. Комплексные трансформаторные ПС блочного типа (КТПБ) 35–220 кВ

Схемы соединений на стороне ВН	Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, шт × МВ·А	Количество присоединяемых линий на стороне			Расчетная стоимость, тыс. руб.
			ВН	СН	НН	
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН  (схема № 4)	220/10–10	2 × 40 2 × 63	2 2	– –	42 50	670* 740*
	220/35/10	2 × 25 2 × 40	2 2	4 4	22 22	610* 730*
	220/110/10	2 × 63 2 × 125	2 2	4 4	50 50	1060* 1170*
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов  (схема № 5)	220/10–10	2 × 40 2 × 63	2 2	– –	42 50	860* 920*
	220/35/10	2 × 25 2 × 40	2 2	4 4	22 22	860* 980*
	220/110/10	2 × 63 2 × 125	2 2	4 4	50 50	1250* 1360*
Блок (линия–трансформатор) с отделителем  (схема № 3)	110/10	1 × 2,5	1	–	5	110
		1 × 6,3	1	–	5	125
		1 × 10	1	–	8	135
		1 × 16	1	–	11	150
Блок (линия–трансформатор) с отделителем  (схема № 3)	110/10–10	1 × 25	1	–	21	195
		1 × 40	1	–	21	220
	110/35/10	1 × 6,3	1	2	5	155
		1 × 10	1	2	8	170
		1 × 16	1	2	11	190
110/35/10	1 × 25	1	2	11	205	
	1 × 40	1	2	11	230	
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН  (схема № 4)	110/10	2 × 2,5	2	–	10	200
		2 × 6,3	2	–	10	225
		2 × 10	2	–	16	240
		2 × 16	2	–	22	270
	110/10–10	2 × 25	2	–	42	350
		2 × 40	2	–	42	400
	110/35/10	2 × 6,3	2	4	10	280
		2 × 10	2	4	16	310
		2 × 16	2	4	22	340
		2 × 25	2	4	22	370
	110/35/10	2 × 40	2	4	22	420
		110/10	2 × 2,5	2	–	10
2 × 6,3	2		–	10	290	
2 × 10	2		–	16	310	
2 × 16	2		–	22	340	
110/10–10	2 × 25	2	–	42	430	
	2 × 40	2	–	42	465	

Продолжение табл. 49.33

Схемы соединений на стороне ВН	Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, шт × МВ·А	Количество присоединяемых линий на стороне			Расчетная стоимость, тыс. руб.	
			ВН	СН	НН		
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН (нетиповая)	110/35/10	2 × 6,3	2	4	10	340	
		2 × 10	2	4	16	375	
		2 × 16	2	4	22	410	
		2 × 25	2	4	22	525	
		2 × 40	2	4	22	565	
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	110/10	2 × 2,5	2	—	10	300	
		2 × 6,3	2	—	10	330	
		2 × 10	2	—	16	350	
		2 × 16	2	—	22	380	
	110/10 — 10	2 × 25	2	—	42	500	
		2 × 40	2	—	42	540	
(схема № 5)	110/35/10	2 × 6,3	2	4	10	410	
		2 × 10	2	4	16	440	
		2 × 16	2	4	22	470	
		2 × 25	2	4	22	530	
		2 × 40	2	4	22	570	
Мостик с выключателями в перемычке и в линиях (нетиповая)	110/10	2 × 2,5	2	—	10	330	
		2 × 6,3	2	—	10	360	
		2 × 10	2	—	16	380	
		2 × 16	2	—	22	410	
	110/10 — 10	2 × 25	2	—	22	530	
		2 × 40	2	—	22	570	
110/35/10	2 × 6,3	2	4	10	440		
	Мостик с выключателями в перемычке и в линиях (нетиповая)	110/35/10	2 × 10	2	4	16	470
			2 × 16	2	4	22	500
2 × 25			2	4	42	560	
2 × 40			2	4	42	600	
35/10		2 × 6,3	2	—	8	165	
	2 × 10	2	—	8	180		
	2 × 16	2	—	8	230		
Одна рабочая секционированная выключателем система шин	35/10	2 × 6,3	2	—	8	190	
		2 × 10	2	—	8	220	
		2 × 16	2	—	8	260	

\* Данные предварительные.

Примечания: 1. Расчетные стоимости КТПБ приведены в целом по подстанции, включая постоянную часть затрат.

2. Количество ячеек СН и НН соответствует комплектации завода, за исключением 220 кВ. Для другого количества ячеек стоимость КТПБ следует скорректировать.



Таблица 49.34 Закрытые ПС 35–220 кВ

Напряжение, кВ	Схема соединений на стороне ВН и СН	Количество и мощность трансформаторов, шт × МВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб.
220/110/10	ПС с применением элегаза РУ 220 кВ выполнено по схеме «четыреугольник» с 4 элегазовыми ячейками РУ 110 кВ выполнено по схеме «две рабочие секционированные выключателем и обходная система шин» с 9 элегазовыми ячейками, в том числе – 4 линейные	2 × 200	13000
110/10/6	ПС с применением элегаза РУ 110 кВ выполнено по схеме «две рабочие секционированные выключателем и обходная система шин». В стоимости учтено 7 элегазовых ячеек	2 × 63	5000
	РУ 110 кВ выполнено по схеме «мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов»	2 × 63 2 × 25	900 800
	РУ 110 кВ выполнено по схеме «два блока (линия – трансформатор) с отделителями»	2 × 63 2 × 25	850 750
35/10(6)	РУ 35 кВ выполнено по схеме «два блока (линия – трансформатор) с автоматической перемычкой»	2 × 16	300

Примечание. Расчетные стоимости приведены для закрытой установки трансформаторов.

В табл. 49.34 приведены укрупненные стоимостные показатели закрытых ПС 35–220 кВ. Стоимость закрытых ПС определена на основании обобщения смет конкретных объектов и приведена с учетом сооружения здания и установки оборудования обычного исполнения.

### 49.3. УЧЕТ СТОИМОСТИ РЕМОНТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ БАЗ

При сопоставлении вариантов схем электрической сети стоимость ремонтно-производственных баз (РПБ) следует учитывать в отдельных случаях, когда условия эксплуатации сети по вариантам имеют существенные различия. При проведении укрупненных технико-экономических расчетов капитальные затраты на строительство РПБ можно определять из расчета 180 руб. на одну условную единицу. Количество условных единиц зависит от объема обслуживаемых электрических сетей и определяется по данным табл. 49.35.

Таблица 49.35 Условные единицы для оценки объема ремонтно-эксплуатационного обслуживания объектов электрических сетей 35 кВ и выше

Элемент электрической сети	Количество условных единиц на 1 км трассы ВЛ, единицу оборудования	
	Одноцепные ВЛ	Двухцепные ВЛ
<i>Линии электропередачи</i>		
400 кВ и выше, металлические и железобетонные опоры	2,6	–
220 и 330 кВ, металлические и железобетонные опоры	1,1	1,5
220 кВ, деревянные опоры	1,7	–
110–150 кВ, металлические и железобетонные опоры	1,0	1,3
То же, деревянные опоры	1,4	1,3
35 кВ, металлические и железобетонные опоры	0,8	1,1
То же, деревянные опоры	1,4	1,6

Продолжение табл. 49.35

Элемент электрической сети	Количество условных единиц на 1 км трассы ВЛ, единицу оборудования	
	Одноцепные ВЛ	Двухцепные ВЛ
Кабельные линии напряжением 110 кВ и выше со всеми элементами оборудования и устройств (три фазы)	21	—
То же напряжением 35–60 кВ	5	—
<i>Подстанции</i>		
Силовой трансформатор, шунтовой реактор напряжением:		
35–60 кВ	10	—
110–150 кВ	22	—
220–330 кВ	35	—
500 кВ и выше	45	—
Присоединение на напряжении:		
35–60 кВ	4,8	—
110–150 кВ	9,6	—
220–330 кВ	16,8	—
400 кВ и выше	28,8	—
Синхронные компенсаторы с естественным охлаждением	16,8	—
То же с замкнутой системой вентиляции	24	—
То же с водородным охлаждением	36	—

Примечания: 1. Условные единицы для подводных кабелей линий электропередачи принимать при морском судоходстве с коэффициентом 4,0; при речном — с коэффициентом 1,5.

2. Условные единицы для трансформаторов с принудительной циркуляцией масла следует принимать с коэффициентом 1,4.

3. При напряжении 500 кВ и выше каждую фазу следует считать за трехфазный трансформатор того же напряжения.

4. Таблицей учитываются присоединения к сборным шинам отходящих линий, секционных и шинно-соединительных выключателей, силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов.

#### 49.4. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Проектные работы в электроэнергетике выполняются по энергосистеме в целом, по какой-либо ее части или по конкретному энергетическому объекту.

Основная часть проектных работ по развитию ЭС (в том числе и зарубежных) выполняется во Всесоюзном институте по проекти-

рованию электрических сетей и энергетических систем (Энергосетьпроект).

Проектирование конкретных объектов ведут следующие проектные институты: конденсационных тепловых электростанций — Теплоэлектропроект;

атомных электростанций, ГЭС и ГАЭС — Атомэнергопроект и Гидроэнергопроект;

ТЭЦ на органическом топливе — Теплоэлектропроект и ВНИПИэнергопром;

линий электропередачи и подстанций — Энергосетьпроект и Сельэнергопроект.

Проекты энергетических объектов имеют, как правило, комплексный характер (как и сами объекты) и содержат, кроме электротехнической части, материалы изысканий, строительную, теплотехническую, экономическую части и т. п. Наиболее значителен удельный вес электротехнических вопросов в проектах развития электроэнергетических систем (в проектах развития Единой и объединенных энергосистем большое место занимают вопросы развития электростанций, однако они тесно связаны с вопросами развития их основной электрической сети). Поэтому в настоящем подразделе процесс проектирования и пути его автоматизации описываются применительно к задачам составления проектов развития энергосистем, выполняемых в институте Энергосетьпроект\*. При этом основное внимание уделено вопросам проектирования электрической сети ЭС, хотя при проектировании ЭС большую роль играют и вопросы развития ее энергетической части, определяющим образом влияющие на развитие электросетевых объектов.

Проектирование развития энергосистем в СССР сложилось более 20 лет тому назад и в настоящее время представляет собой достаточно четко очерченное направление инженерной деятельности. Состав проектов и порядок их выполнения регламентирован нормами технологического проектирования энергосистем.

Задачами проектирования энергосистем являются разработка с учетом новейших достижений науки и техники и технико-экономическое обоснование решений, определяющих

\* Значительный объем работы по анализу условий развития энергосистем и их перспективных режимов, близкой по технологии к работе по проектированию энергосистем, выполняется в службах перспективного развития энергосистем объединенных диспетчерских управлений и центрального диспетчерского управления ЕЭС СССР. Для обозначения всего комплекса этих работ чаще всего используется термин «планирование перспективных режимов».

формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается целесообразная надежность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

Проектирование развития ЭС и их электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает в себя выполнение комплекса внестадийных проектных работ, к которым относятся следующие:

а) Схема развития ЕЭС и ОЭС.

б) Схемы развития районных энергосистем (РЭС).

в) Схемы развития распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше разрабатываются для сетей ЭС в целом или (для крупных энергосистем) по отдельным сетевым районам (как правило, в границах отдельной области), а также крупных городов, сельской местности (по союзным республикам, краям и областям).

г) Энергетические и электросетевые разделы в составе проектных работ по теплоснабжению городов, комплексному использованию рек, размещению ГЭС и ГАЭС, определению площадок конденсационных электростанций в различных районах страны, энергетических разделов схем районных планировок и генеральных планов городов и других внестадийных работ по отдельным вопросам развития энергетики, а также в составе проектов электростанций и крупных энергосетевых объектов.

д) Схемы внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства (электрифицируемых участков железных дорог, нефте- и газопроводов, промузлов и отдельных предприятий).

е) Схемы развития средств диспетчерского и технологического управления, противоаварийной автоматики, схемы организации эксплуатации.

Задачами при проектировании развития электрических сетей являются:

разработка и обоснование предложений по развитию сети для планируемого пятилетия с учетом перспективы 5 лет;

выбор конфигурации и параметров сети, определение очередности строительства сетевых объектов;

выбор типа, параметров и места размещения компенсирующих устройств, а также способов регулирования напряжения;

оценка необходимых капитальных вложений.

Проект развития электрических сетей вы-

полняется в качестве самостоятельной работы, именуемой «Схема развития электрической сети энергосистемы» (объединенной, районной, города, объекта народного хозяйства), либо как составная часть «Схемы развития энергосистемы».

Проектирование развития электрических сетей ЭС осуществляется в иерархической последовательности. На уровне ЕЭС СССР обосновывается развитие системообразующих связей ЕЭС, включающих в себя связи между отдельными ОЭС и наиболее важные магистрали внутри ОЭС, нагрузка которых определяется режимом работы ЕЭС в целом. На уровне проектирования сетей объединенных ЭС осуществляется обоснование развития системообразующих связей ОЭС, включающих сети для выдачи мощности крупных электростанций, межсистемные связи между районными ЭС и наиболее важные внутренние связи районных ЭС, нагрузка которых определяется режимом работы ОЭС. На уровне районных ЭС осуществляется обоснование развития остальной части сетей ЭС напряжением 220 кВ и выше, а также распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше.

При различных составе и объеме задач, решаемых на отдельных этапах проектирования электрических сетей, указанные работы имеют следующее примерное содержание:

анализ существующей сети рассматриваемой ЭС (района, города, объекта), включающий рассмотрение существующей сети с точки зрения ее загрузки, условий регулирования напряжения, выявления узких мест в работе; определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых понизительных ПС;

выбор расчетных режимов работы электростанций (если к рассматриваемой сети присоединены электростанции) и определение загрузки проектируемой электрической сети;

электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети на расчетные уровни;

✓ проверочные расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций (выполняются, как правило, только при проектировании электрических сетей объединенных или достаточно мощных отдельных ЭС), выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;

составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;

расчеты мощностей КЗ в проектируемой сети (как правило, трехфазных) и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению мощности КЗ;

выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (как правило, производится только для сетей 35 кВ и ниже);

сводные данные по намеченному объему развития электрической сети, натуральные и стоимостные показатели, очередность развития.

Технологическая схема обоснования проектных решений по структуре генерирующих мощностей ЭС, развитию электростанций и электрических сетей в общем случае включает следующие основные этапы.

1. Формирование (синтез) возможных вариантов развития ЭС (или ее частей), обеспечивающих снабжение потребителей электрической и тепловой энергией в заданных размерах и с надлежащим качеством.

Содержанием данного этапа в общем случае являются:

а) определение потребности системы в электрической и тепловой энергии на рассматриваемую перспективу в отраслевом и территориальном разрезе, расчеты режимов электропотребления (графиков нагрузок) ЭС, включая нахождение суммарных максимумов нагрузки, и определение электрических нагрузок по отдельным энергетическим и сетевым узлам;

б) разработка вариантов развития генерирующих мощностей ЭС, отличающихся структурой сооружаемых электростанций, их размещением и очередностью строительства;

в) составление балансов мощности ЭС и ее основных частей, включая определение потребности ЭС в резервной мощности и ее распределение по узлам системы;

г) определение расчетных потоков мощности в электрических сетях ЭЭС;

д) формирование вариантов схем развития электрических сетей ЭЭС, включая определение сроков сооружения и основных параметров сетевых объектов, обеспечивающих выдачу мощности электростанций, электроснабжение потребителей и обеспечение совместной работы энергетических систем в нормальных и аварийных ситуациях при соблюдении нормативных требований к надежности и экономичности работы системы.

2. Технический анализ вариантов развития ЭС. Основными задачами технического анализа являются:

а) проверка соответствия технических ха-

рактеристик энергетического и электротехнического оборудования возможным условиям его работы в энергосистеме в различных временных разрезах, осуществляемая путем выполнения расчетов режимов работы электростанций и электрических сетей в ЭС на рассматриваемую перспективу;

б) анализ намеченных вариантов с точки зрения обеспечения необходимой пропускной способности сетей и требуемой надежности электроснабжения потребителей;

в) оценка вариантов с точки зрения объемов потребления различных видов энергетических ресурсов, потерь электрической энергии в сетях ЭС, размеров вероятного недоотпуска электроэнергии в различных аварийных ситуациях и других показателей, которые являются необходимой основой для определения экономических показателей рассматриваемых вариантов развития ЭС.

3. Экономическая оценка и сопоставление вариантов развития ЭЭС. Основным содержанием данного этапа является определение капитальных и текущих затрат по вариантам в соответствии с намеченным развитием электростанций и электрических сетей и условиями их функционирования в ЭС, а также нахождение исходя из принятого критерия оптимальности сводных показателей экономичности вариантов – приведенных народнохозяйственных затрат, по которым обычно осуществляется выбор наиболее экономичного варианта.

4. Подготовка сводных показателей. Данный этап в известной мере имеет вспомогательное, но вместе с тем важное значение в процессе проектирования ЭС. Его содержанием является подготовка для рекомендуемого варианта развития ЭС на ту или иную перспективу информации, необходимой для планирования развития электроэнергетики, включая состав намеченных к вводу электростанций, линий электропередачи и подстанций, требуемый объем капиталовложений и топлива различных видов, потребность во вводе энергетического и электротехнического оборудования.

Особенности технологии проектирования энергосистем, существенно отличающие ее от технологии проектирования энергетических объектов, оказывают значительное влияние на требования к системе автоматизированного проектирования (САПР) ЭС и принципы ее создания.

Это относится прежде всего к специфике форм выдачи результатов проектных проработок, представляемых в виде технико-экономических докладов по развитию энергетики страны, схем развития ЭС различного уровня,

схем развития электрических сетей отдельных районов и промышленных узлов, схем развития средств управления и организации эксплуатации ЭС. Наряду с этим важной задачей проектирования энергосистем является подготовка разнообразных справок и сводок по запросу директивных и плановых органов, содержащих данные о перспективных балансах мощности и энергии ЭС, о намечаемых вводах энергетических мощностей и электросетевых объектов, о требуемых размерах капиталовложений, материальных и трудовых ресурсов и т. п. Эти данные необходимы как для планирования развития отрасли, так и для принятия решения о сроках проектирования, строительства и ввода энергетических объектов.

В отличие от отдельных энергетических объектов ЭС развиваются непрерывно. Следствием этого является практически непрерывное обновление используемой при проектировании исходной информации, вызываемое поступлением отчетных данных о развитии ЭС, о ходе проектирования, строительства и ввода энергетических объектов, уточнением данных о потребности в электрической и тепловой энергии, о возможных ресурсах и т. д.

Важно отметить, что при этом даже частичное изменение исходных данных, как правило, приводит к необходимости повторения всего комплекса расчетов для анализа вариантов развития ЭС в полном объеме. Так, в широко распространенной ситуации изменения сроков ввода крупной электростанции, например одной из АЭС, вызванного изменением размеров потребности в электроэнергии и максимальных нагрузок ЭС, для уточнения решений по развитию электрических сетей оказывается необходимым составить балансы мощности ЭС, провести расчеты режимов работы электростанций в графиках нагрузки, уточнить балансы активных и реактивных нагрузок в узлах сети энергосистемы, наметить варианты развития электрических сетей, выполнить необходимый объем электрических расчетов для проверки намеченных вариантов. Причем весь объем расчетов требуется выполнить в весьма сжатые сроки, что для современных ЭС без применения средств автоматизации практически нереально.

Характерной особенностью процесса проектирования ЭС является также сложность его формализации, в которой исключительно важную роль играют опыт и интуиция специалистов, осуществляющих выбор наиболее рациональных схем и способов решения этих задач в части длительности рассматриваемой перспективы, учета динамики развития энергосистем, представления энергетических объектов (конкретные объекты или группы одноп-

ного оборудования), описания режимов работы электростанций, формирования расчетных схем сетей и т. п.

С учетом указанных особенностей проектирования САПР ЭС разрабатывается в виде гибкой человеко-машинной системы, развитое информативное и техническое обеспечение которой в максимальной степени освобождает проектировщиков от непроизводительных затрат труда по переработке массовой информации и позволяет сосредоточивать их усилия на творческом обосновании решений по развитию ЭС. Можно выделить ряд признаков, которые отличают системы автоматизированного проектирования от обычного применения вычислительной техники при проектировании.

Таких признаков три.

1. Организация машинного сбора и хранения исходной информации путем создания банков данных, обеспечивающих, во-первых, возможность быстрого получения проектировщиком необходимой выборки данных в удобной для него форме и, во-вторых, позволяющих организовать расчеты на ЭВМ таким образом, что для каждой отдельной программы не требуется заново готовить все исходные данные, а достаточно лишь внести поправки к уже подготовленной базовой информации, хранимой в памяти ЭВМ.

2. Получение на ЭВМ документов, которые ни по своему технологическому содержанию, ни по форме не требуют дополнительной обработки и могут непосредственно включаться в проекты или являться приложениями к деловым письмам или справкам.

3. Широкое использование технических средств и специального математического обеспечения, позволяющих проектировщику на своем рабочем месте оперативно вмешиваться в процесс обработки исходной информации, анализировать промежуточные результаты, изменять выданное ЭВМ задание и определять формы и количество необходимых выходных документов (т. е. решение задач в процессе диалога «проектировщик – ЭВМ»).

#### 49.5. СТРУКТУРА И ЗАДАЧИ САПР

В СССР установлены ГОСТ на САПР, которые регламентируют ее структуру и в соответствии с которыми ведется разработка САПР ЭС (ГОСТ 22487-77 и 23501.1-80, 23501.15-81). Согласно этим стандартам САПР – это организационно-техническая система, состоящая из комплекса средств автоматизации проектирования, взаимосвязанного

с подразделениями проектной организации. В комплекс входят методическое, лингвистическое, математическое, программное, информационное, техническое и организационное обеспечение.

Методическое обеспечение предусматривает документацию, в которой фиксируются состав и правила эксплуатации системы. Лингвистическое обеспечение – это набор языков программирования, с помощью которых осуществляется представление и преобразование проектной информации, а также используемая терминология.

Математическое обеспечение состоит из математических методов, математических моделей анализируемых и синтезируемых объектов, алгоритмов проектирования. Часто методическое, лингвистическое и математическое обеспечение объединяют в один вид обеспечений – методический. Назначения программного, информационного, технического обеспечения ясны из названий. Организационное обеспечение определяет взаимодействия проектной организации с комплексом средств САПР. Важно отметить, что создание совокупности всех обеспечений – необходимое условие функционирования САПР, уровень каждого из обеспечений характеризует уровень системы, эффективность которой определяется не средними показателями, а худшими из них. Необходимо особенно подчеркнуть, что САПР как организационно-техническая система функционирует не только как комплекс средств автоматизации проектирования, но и как коллектив специалистов, реализующих проектирование. Поэтому наряду с задачами создания комплекса технических средств одной из центральных задач создания САПР является задача создания эффективно работающего коллектива специалистов. Это обстоятельство необходимо постоянно учитывать и при выборе систем управления базами данных и при разработке математического обеспечения и т. п.

В процессе своей работы САПР должна обеспечивать:

накопление, хранение, обновление, переработку и выдачу отчетной, перспективной и справочно-нормативной информации;

решение задач проектирования как по технико-экономическому обоснованию проектных решений, в том числе оптимизационного характера, так и по техническому анализу вариантов развития энергосистем, связанному с массовой переработкой информации;

организацию диалога проектировщиков с ЭВМ в процессе задания и корректировки исходной информации и при анализе промежуточных результатов;

выдачу результатов решения задач, сводных и справочных данных в документированном виде, пригодном для тиражирования и включения в состав проектов и деловых писем без дополнительной обработки.

Основные системотехнические принципы создания САПР:

позатупное развитие системных и технологических функций;

коллективный доступ к вычислительной системе, т. е. возможность параллельной обработки нескольких запросов от нескольких пользователей;

информационная совместимость различных подсистем САПР ЭС, САПР других направлений и других автоматизированных систем с организацией обмена информацией на первом этапе – в документированном виде и на машинных носителях (магнитные диски), в последующем – с помощью средств передачи и телеобработки данных;

защита от несанкционированного доступа к информации. Разрабатываемая САПР энергосистем (САПР ЭС) реализуется в виде двух подсистем:

САПР энергетических задач (САПР ЭН), обеспечивающей автоматизацию энергетических расчетов в процессе технико-экономического анализа вариантов развития электростанций, а также автоматизацию подготовки сводных и справочных данных о состоянии и намеченном развитии электрических сетей.

САПР электротехнических задач (САПР ЭТ), автоматизирующей расчеты режимов работы энергосистем, выполняемых при обосновании решений по развитию электрических сетей, релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Указанные подсистемы взаимодействуют путем передачи из САПР ЭН в САПР ЭТ информации о небалансах активных и реактивных нагрузок в узлах сети, которая осуществляется как в документированном виде, так и на магнитных дисках с организацией теледоступа к информации. САПР ЭС взаимодействует с автоматизированными системами проектирования воздушных линий электропередачи и подстанций в рамках того же института Энергосетьпроект. Это взаимодействие осуществляется путем:

использования единого комплекса технических средств автоматизации проектирования (ЭВМ, терминальные устройства средств передачи данных);

унификации общесистемного программного обеспечения;

обеспечения регламентированного доступа к банкам данных энергетической и электротехнической информации.

С подсистемами САПР других объектов электроэнергетики на первом этапе своего развития САПР ЭС практически не связана.

В рамках отраслевой АСУ САПР ЭС взаимодействует с подсистемой перспективного развития отрасли, охватывающей службы перспективного развития ЦДУ ЕЭС СССР и ОДУ, Минэнерго СССР, отдел и группы перспективного развития ряда главных управлений, а также с подсистемами перспективного развития АСУ районных энергосистем. Это взаимодействие осуществляется на основе единых принципов построения информационного обеспечения (унификации входных и выходных документов, согласования систем кодирования и классификации информации) в виде организации обмена в документированном виде и на магнитных носителях информацией, использованием единых алгоритмов и общих пакетов программ решения задач анализа вариантов развития электростанций и электрических сетей.

Взаимодействие САПР ЭС с подсистемой «Электроэнергетика» АСПР Госплана СССР осуществляется путем унификации информационного и программного обеспечения для автоматизированного решения энергетических задач как в составе САПР ЭС, так и в блоке «Производство» подсистемы «Электроэнергетика» АСПР.

**Информационное обеспечение САПР ЭС.** Информационное обеспечение САПР строится в виде совокупности специально организованных данных об ЭС, необходимых для проектирования, и соответствующих информационных моделей, которые объединяются в единый комплекс — банк данных. Общее информационное обеспечение САПР ЭС подразделяется на информационное обеспечение САПР ЭН и САПР ЭТ.

*Организация баз данных САПР ЭН.* Информационное обеспечение САПР ЭН состоит из следующих баз данных:

- о составе и основных параметрах агрегатов электростанций;

- о составе энергетического оборудования электростанций;

- о технико-экономических показателях производства электроэнергии и тепла, расходе топлива на ТЭС и водно-энергетических показателях ГЭС и ГАЭС;

- о производстве продукции и удельных нормах расхода электроэнергии и тепла по энергосистемам;

- о показателях режимов электропотребления и графиках нагрузки энергосистем;

- о потребностях в тепле по районам страны;

- о активных и реактивных нагрузках узлов сети;

- о составе электросетевых объектов и установленном на них оборудовании;

- паспортные данные электротехнического оборудования.

В совокупность банков данных по САПР ЭН входят хорошо разработанные к настоящему времени банки данных по электростанциям и электросетевым объектам.

Банк электростанций включает следующую систему словарей и справочников:

- словарь ОЭС и главных управлений Минэнерго СССР. В словаре, кроме наименований и шифров объектов, указываются годы включения ОЭС в ЕЭС СССР;

- словарь РЭС, обеспечивающий привязку РЭС к ОЭС, с указанием года включения РЭС в соответствующую ОЭС;

- словарь электростанций, обеспечивающий привязку станций к РЭС, указание типа, ведомственной принадлежности станций, их номеров в системе;

- классификатор агрегатов электростанций по типам оборудования и единичным мощностям агрегатов электростанций;

- словарь видов топлива на электростанциях;

- словарь перетоков мощности и энергии между ЭС с указанием шифров энергосистем начала и конца перетока.

Система словарей, справочников, классификаторов обеспечивает кодирование, организацию информации, а также возможность выдачи исходной информации в документированном виде с наименованием объектов и разрезов управления. При кодировании объектов и разрезов за основу принят отраслевой классификатор предприятий и организаций Минэнерго СССР, с тем чтобы обеспечить увязку информационного обеспечения САПР ЭС и отраслевой АСУ.

Содержательная технологическая информация банка данных по электростанциям представляется в следующих документах.

1. *Основные показатели агрегатов и станций.* Документ допускает запись по отдельным агрегатам, по группам агрегатов, по электростанциям, по группам электростанций. В наиболее общем случае для каждого агрегата электростанции (ее шифр содержится в ключе документа) указывается номер агрегата, год и квартал ввода, тип агрегата, установленная и располагаемая мощность, вид используемого топлива, номер узла сети или ОЭС, к которому относится агрегат. При записи информации о группе агрегатов указывается число однотипных агрегатов в группе. Запись информации осуществляется для тех лет, когда про-

исходит изменение параметров и характеристик агрегата. Вид изменения (ввод, демонтаж, реконструкция, изменение разрывов мощности, изменение вида топлива и т. п.) отмечается специальным признаком.

2. *Основные показатели РЭС.* В данном документе записывается информация о потребности энергосистем в мощности и энергии на те или иные уровни развития.

3. *Перетоки мощности и энергии.* В документе записывается информация о планируемых по годам рассматриваемого периода размерах перетоков мощности и энергии между системами, включая экспорт.

Банк данных по электростанциям рассчитан на хранение информации по всем существующим, сооружаемым и намечаемым к сооружению электростанциям на перспективу не менее 15–20 лет.

Банк данных электросетевых объектов, как и станционный банк, содержит прежде всего необходимые словари и справочники. К ним относятся: справочная таблица типов трансформаторов, справочная таблица типов компенсирующих устройств (синхронных компенсаторов, шунтовых конденсаторных батарей, шунтирующих реакторов), справочная таблица типов выключателей, словарь узлов, в котором указывается тип узла (электростанция, подстанция, отпайка, фиктивный узел или узел смежной ОЭС), принадлежность к энергосистеме, ведомственная принадлежность, номинальное напряжение узла, его номер.

При работе сетевого банка используется также и часть словарей станционного банка – словарь ОЭС и РЭС. Технологическая информация сетевого банка записывается в следующих документах.

4. *Режимные параметры узлов.* В этот документ для различных характерных режимов загрузки сети заносится информация по активным и реактивным мощностям нагрузки и генерации в узле и суммарной реактивной мощности компенсирующих устройств, относящихся к данному узлу. Главным образом документ предназначен для ведения отчетной информации. В него может автоматически заноситься перспективная информация по результатам работы программы расчета небалансов активных и реактивных нагрузок в узлах сети.

5. *Данные о трансформаторах, компенсирующих устройствах, выключателях.* В эти документы записывается информация о типах и количестве, о вводе, демонтаже и других изменениях параметров указанного электро-технического оборудования. В этих же документах может быть записана информация о режимах работы указанного электротехниче-

ского оборудования в зависимости от заносимого в банк режима, а именно: номер режима, активная и реактивная мощность обмоток ВН и СН для трансформаторов, располагаемая реактивная мощность и фактическая реактивная мощность для компенсирующих устройств, токи трехфазного и однофазного КЗ для выключателей.

6. *Данные о ЛЭП.* В документ заносится следующая информация по всем линиям электропередачи 220 кВ и выше каждой районной энергосистемы по шифрам начала и конца ЛЭП – длина ЛЭП, марка и сечение провода, количество проводов в фазе, активное и реактивное сопротивление линии, ее емкостная проводимость. В этот же документ заносятся данные о количестве цепей ЛЭП и о типе ЛЭП по видам опор.

7. *Потоки мощности по ЛЭП.* В этот документ для разных режимов загрузки сети заносится информация об активной и реактивной мощности в начале линии и о потерях активной и реактивной мощностей.

*Организация баз данных САПР ЭТ.* В силу того, что схемы замещения современных энергосистем и энергообъединений, для анализа которых предназначаются САПР ЭТ, насчитывают сотни и даже тысячи элементов, каждый из которых описывается набором числовых параметров, для решения электротехнических задач, кроме банков данных, указанных выше, удобно использовать специальные информационные модели, которые позволяют эффективно выбирать, хранить, использовать информацию о сети, управлять потоками информации.

Информационная модель энергосистемы (ИМЭС) – это совокупность параметрических описаний элементов схем замещения и связей между ними (топологии). Часть информации, которая не связана с топологией энергосистемы, может быть сгруппирована в отдельные таблицы.

Количество ИМЭС и состав их параметров определяются объемом и характером информационно-вычислительных работ САПР. В связи с этим возникает целый ряд задач оптимизации в методах информационного обеспечения САПР ЭТ по структурам и составам параметров ИМЭС, структурам (схемам) информационных банков (ИБ) для организации ИМЭС и табличной информации, оптимизации размещения данных в ИБ с целью экономии объема памяти и построения высокоскоростных алгоритмов информационного преобразования.

Основными элементами схемы ИБ являются: каталог схем ЭС; каталог режимов; каталог районов; каталог архивных характери-



стик узлов; каталог характеристик ветвей; параметры узлов; параметры ветвей; параметры архивных характеристик; массивы, характеризующие топологию схем замещения; каталог таблиц; параметры таблиц.

Для организации работы с ИМЭС в ИБ предусматривается комплекс специальных программ, который осуществляет следующие действия: инициацию ИМЭС, построение ИМЭС, нормирование режимов (до 24 на одну схему энергосистемы), модификацию режимов, коррекцию параметров ИМЭС, коммутационные изменения в схеме, постройки расчетных величин в ИМЭС, синтез расчетных схем на основе данных ИБ и выдачу информации в заданном объеме.

Введение ИМЭС позволяет организовать информационное обеспечение САПР ЭТ по следующей иерархической структуре:

- архивная модель (АМ);
- расчетно-базовая модель (РБМ);
- расчетно-оперативная модель (РОМ).

Раскроем содержание каждой из моделей.

*Архивная модель.* На этом уровне хранятся одна или несколько базовых моделей, отражающих схему соединений узлов 220 кВ и выше сети ЕЭС СССР, например на последний достаточно достоверный период развития, и соответствующие паспортно-каталожные данные (и, возможно, расчетные параметры) оборудования. На уровне АМ можно не хранить режимные параметры узлов, а ограничиться лишь паспортно-каталожными данными. Большая часть подобных данных описывает типовые системы АРВ, АРС, параметры синхронных машин, статические и динамические характеристики нагрузок. Эти данные хранятся отдельно от топологической информации, связи между топологической информацией и вышеуказанными данными обеспечиваются с помощью промежуточных ссылок или шифров. Уровень АМ предназначается для долговременного хранения информации. Формирование модели ЕЭС СССР на любой другой период требует и обеспечивается коррекцией соответствующей информации ИБ.

За хранение и коррекцию информации отвечает администратор банка данных, что закладывается с помощью операционной системы и системы управления банком данных. Пользователь САПР ЭТ может обращаться к АМ только для получения справки по запросу и считывания паспортно-каталожной информации и параметров. АМ представляет собой основной источник данных для выбора качественного и количественного состава расчетных моделей, ориентированных на конкретные виды исследования.

*Расчетно-базовая модель.* На этом уровне

хранится ряд ИМЭС для выполнения основных видов информационно-вычислительных работ в САПР ЭТ. Необходимое количество и состав ИМЭС определяет администратор базы данных (БД) совместно со специалистами-технологами, на долю которых приходится максимальный объем подготовительной работы при формировании АМ и РБМ. Например, целесообразно хранить ИМЭС, соответствующие составляющим ЕЭС объединенных энергосистем, и их эквиваленты (к заданным узлам примыкания), а также ИМЭС отдельных ЭС. Синтез ИМЭС на уровне РБМ и их сопровождение осуществляет администратор БД. Сформированные на уровне РБМ ИМЭС применяются для:

формирования ИМЭС на уровне расчетно-оперативной модели;

обмена данными между различными подразделениями, ведущими проектирование.

В отличие от АМ на данном уровне присутствует и режимная информация.

*Расчетно-оперативная модель.* Это уровень хранения наборов данных, используемых основным контингентом расчетчиков, при выполнении информационно-вычислительных работ. Все операции над этими наборами, включая их синтез с помощью архивных и расчетно-базовых моделей, осуществляет пользователь САПР ЭТ в зависимости от содержания работы и квалификации пользователя. Упомянутые наборы могут храниться в собственных ИБ соответствующих технологических программ.

### Программное обеспечение подсистемы САПР ЭН

САПР энергетических задач предусматривает решение следующих задач:

прогнозирование электропотребления по стране в целом и по ее отдельным режимам (на условиях ЕЭС СССР, ОЭС и РЭС);

прогнозирование максимумов нагрузки, построение графиков нагрузки;

составление балансов мощности энергосистем на основе прогнозов роста электропотребления с учетом ввода генерирующих мощностей, демонтажа и реконструкции уставших агрегатов;

расчет режимов работы электростанций и энергетического оборудования для характерных суточных и годовых графиков нагрузки;

расчет необходимых резервов мощности в энергосистемах и требований к пропускным способностям межсистемных связей;

расчеты балансов энергии и планов производства электроэнергии по стране и отдельным регионам;

расчеты потребности электростанций в топливе для выработки электроэнергии и отпуска тепла с дифференциацией по видам топлива; расчеты небалансов активных и реактивных мощностей в узлах электрической сети энергосистем;

расчеты по подготовке сводных и справочных данных по существующему состоянию и перспективам развития электростанций и электрических сетей;

расчеты по подготовке справочных данных по водно-энергетическим показателям ГЭС.

Кроме того, программное обеспечение включает систему управления решением задач, систему управления базами данных, системно-технологический комплекс программ по выборкам, агрегированию информации из БД для использования в пакетах прикладных программ, подсистему ввода и вывода информации на различные ее отображения.

Ниже даются характеристики основных технологических программ, обеспечивающих решение перечисленных выше энергетических задач в том виде, как они к настоящему времени применяются.

Исходными условиями на проектирование развития электроэнергетических систем являются потребности народного хозяйства в энергии: электроэнергии и тепле.

*Программа прогнозирования потребности в электроэнергии* позволяет для всей страны и отдельных регионов определять с дифференциацией по отраслям народного хозяйства на заданный уровень требуемое количество электроэнергии. По подавляющему числу отраслей народного хозяйства расчет требуемой электроэнергии производится по нормируемым значениям удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции (удельные нормы электропотребления принимаются по статистическим отчетам отраслей народного хозяйства с учетом снижения за счет совершенствования технологий).

Для отдельных групп потребителей (например, сельскохозяйственных, коммунально-бытовых потребителей, нефте- и газоперекачки и т. п.) невозможно применять удельные нормы расхода топлива на единицу выпускаемой продукции. В этих случаях планирование потребления электроэнергии осуществляется в целом по отраслям или видам потребителей с учетом темпов их развития по данным отраслевых министерств и ведомств. Кроме указанных групп потребителей, необходимо учитывать в прогнозе экспорт электроэнергии (по данным отдела внешнеэкономических связей Госплана СССР) и расходы электроэнергии на собственные нужды электростанций, транспорт электроэнергии.

Программа прогноза режимов электропотребления на основе суммирования типовых графиков нагрузки по категориям потребителей позволяет определять максимальные значения нагрузок, строить характерные суточные и годовые графики нагрузки. В качестве исходной информации используются статистическая обработка отчетных данных по категориям потребителей, структура ЭС (состав потребителей).

*Программа составления балансов мощности* предусматривает расчет балансов, составление суммарной потребности ЭС в мощности, определение максимума нагрузки, резервов и перетоков мощности по межсистемным связям, определение суммарной располагаемой мощности существующих и вводимых в течение рассматриваемого промежутка времени электростанций с учетом их демонтажа и недоиспользования по различным причинам.

*Программа расчета перспективных суточных и годовых режимов электростанций* в графиках нагрузки. Предназначена для определения использования в балансе энергосистем ГЭС и ГАЭС по условию вписывания их в графики нагрузки, позволяет проверять маневренность ТЭС и АЭС в части возможности их использования для покрытия графика нагрузки, определять показатели годового режима различных типов теплоэнергетического оборудования, необходимых для разработки балансов энергии и планов производства электроэнергии.

Алгоритм основан на расчете режимов работы электростанций для характерных суточных графиков с учетом перетоков мощности между энергосистемами и ограничений по пропускной способности межсистемных связей. Программа разработана ЭНИН и реализует алгоритм нелинейной транспортной задачи.

*Комплекс программ расчета резервов мощности* и требований к пропускной способности межсистемных связей предназначен для определения суммарной резервной мощности в ЭС, включая резервы для проведения плановых ремонтов оборудования и аварийный резерв мощности, соответствующий заданной надежности. Если резервы определяются для ОЭС, работающих в составе ЕЭС СССР, то их расчет осуществляется с учетом взаимопомощи между энергосистемами, и одновременно определяются и пропускные способности межсистемных связей (либо с учетом ограничений по пропускной способности, если между данными системами дополнительные линии не сооружаются).

*Комплекс программ расчета балансов и планов производства электроэнергии*, обеспечиваю-

щих минимум затрат топлива на ТЭС при заданных выработках электроэнергии на ГЭС, АЭС и ТЭЦ (по условию выдачи тепла). Как и балансы мощности, балансы энергии могут составляться для РЭС, ОЭС и ЕЭС с выделением ОЭС, РЭС. Создаются программы по определению суммарных выработок ГЭС, АЭС. В процессе работы программы определяются оптимальные числа часов использования агрегатов и станций.

ВГПИИ и НИИ Энергосетьпроект совместно с его Северо-Западным отделением разработал и опробовал комплекс программ оптимизации структуры генерирующих мощностей на уровне ЕЭС СССР, позволяющий подробно учитывать много факторов, влияющих на экономичность развития электроэнергетических объединений.

Математическая модель энергообъединения, заложенная в основу оптимизации, позволяет осуществлять: расчеты суточных режимов работы оборудования электростанций и межсистемных ЛЭП для единого календарного времени, приближенный выбор пропускной способности ЛЭП с учетом межсистемного эффекта (снижение потребности в аварийных резервах, несовпадение времени прохождения пиков нагрузки, повышение степени использования наиболее экономичного оборудования); размещение резервной мощности по узлам, достаточно полный учет специфики функционирования и развития электростанций различного типа: КЭС, ТЭЦ, ГЭС, ГАЭС, ГТУ; учет нелинейностей при определении потерь мощности, потребности в аварийном резерве, расхода топлива ТЭС от нагрузки и гарантированной мощности ГЭС от выработки в маловодном году и конфигурации суточного графика.

Основные результаты, получаемые при использовании комплекса: структура генерирующих мощностей ЕЭС (с разбивкой по ОЭС) по типам электростанций, пропускная способность межсистемных связей, приведенные расчетные затраты, расходы материальных ресурсов, режимные и технико-экономические показатели оборудования электростанций и ЛЭП.

Основные соотношения, заложенные в математическом описании развития энергосистем, состоят в следующем.

Каждая энергосистема, входящая в ЕЭС СССР, разбивается на несколько энергоузлов. Для определения суммарной установленной мощности электростанций и размещения ее по энергоузлам составляется совокупность уравнений балансов мощностей по всем энергоузлам для совместного максимума нагрузки ЕЭС, а также для собственного максимума нагрузки в каждом отдельном

энергоузле (последние для того, чтобы проверить достаточность резервов мощности и пропускной способности ЛЭП при авариях на электростанциях узла):

$$\sum_j \beta_{ij} P_{Tij}(t) + \sum_k [P_{rik}(t) - \pi_{\lambda ki} P_{\lambda ki}(t) + P_{рез\lambda ki}] \geq P_{ниi}(t) + P_{резi}^{из};$$

$$\sum_k P_{резki} = P_{резi}^{из} - P_{резi}^{об} \leq P_{резi}^{из} - P_{резi}^{конц};$$

где  $P_{rik}(t)$  — установленная мощность  $k$  группы генераторов  $i$ -го узла в момент  $t$ ;  $P_{\lambda ik}$ ;  $P_{\lambda ki}$  — мощности, передаваемые в прямом и обратном направлениях по ЛЭП между узлами  $i$  и  $k$ , включая и транспортный поток мощности;  $\pi_{\lambda ki}$  — коэффициент, учитывающий потери мощности;  $P_{рез\lambda ki}$  — пропускная способность ЛЭП, предназначенной для уменьшения аварийного резерва;  $P_{ниi}$  — нагрузка  $i$ -го узла.  $P_{резi}^{из}$ ,  $P_{резi}^{об}$  — аварийный резерв узла при его изолированной работе и при работе в объединении;  $\beta_{ij}$  — коэффициент, учитывающий аварийность, вывод в плановый ремонт, погребление на собственные нужды, динамику ввода и освоения генерирующих мощностей данного узла;  $P_{резi}^{конц}$  — часть резерва, определяемого для всей ЕЭС как концентрированной системы, приходящаяся на долю электростанций  $i$ -го узла.

Кроме этих уравнений, добавляются уравнения, учитывающие ограничения на развитие и использование ГЭС, для учета аварийной выработки резервных ТЭС (например, с ГТУ), которые в нормальных условиях могут не принимать участие в выработке электроэнергии.

Величина  $P_{резi}^{об}$  является нелинейной функцией пропускных способностей ЛЭП, связывающих  $i$ -й энергоузел со смежными системами, и задается как кусочно-линейная функция от  $\sum_k P_{рез\lambda ki}$ .

При оптимизации режима учитываются ограничения на объемы использования разных видов топлива и его экономические показатели; минимально допустимые нагрузки, допустимое число одновременно останавливаемых агрегатов каждой группы, зависимости расходов топлива на пуски — остановки в зависимости от продолжительности простоя, максимальные и минимальные нагрузки агрегатов ТЭЦ по теплофикационному режиму, суточные выработки ГЭС и их необходимая базисная мощность, соотношение мощностей в турбинном режиме.

Программный комплекс оптимизирует пропускную способность междуузловых ЛЭП, суточные режимы тепловых конденсационных

и пиковых станций (одновременно с выбором состава агрегатов, включенных под нагрузку в рабочие и выходные дни), оптимизирует режимы и оборудование ТЭЦ с учетом заданного или оптимизацией тепловизионного режима, оптимизирует насосный режим работы ГАЭС для периодов провала графика нагрузки (турбинный режим ГАЭС определяется по условию покрытия верхней зоны графика нагрузки).

В комплексе предусмотрены разные способы учета внешних ограничений на развитие ЭЭС (по объемам топлива, вводам нового оборудования, капиталовложениям).

**Программное обеспечение САПР ЭТ.** Совокупность электротехнических задач содержит:

расчеты установившегося режима электрической сети, т. е. определение по заданным нагрузкам и генерации в узлах напряжений во всех узлах и токов во всех ветвях электрической сети, потерь мощности, межсистемных перетоков и т. п., расчеты режимов при пошаговом изменении узловых мощностей — увеличении нагрузки сети. Часто такое изменение мощностей называют утяжелением режима, имея в виду, что при увеличении нагрузок узлов возрастают потоки мощности по ветвям сети до предельных по пропускной способности сети, тем самым утяжелением режима определяют предельные мощности, которые могут быть переданы от одних узлов электрической сети к другим. Такие предельные мощности необходимо знать при проектировании, так как они определяют пропускную способность сети и дают ответ на приемлемость данного проектного варианта по условию передачи энергии от источников к потребителям;

оптимизационные расчеты режимов по потерям мощности, по напряжению, по расстоянию в сети источников реактивной мощности;

расчеты статической и динамической устойчивости, расчеты предельных по статической устойчивости режимов, выбор средств и законов противоаварийного управления;

расчеты токов и напряжений при КЗ в различных точках сети, необходимых для выбора оборудования, обоснования схемы и т. п.;

автоматизированное проектирование релейной защиты и автоматики;

расчет перенапряжений.

Основные затруднения в разработке и эксплуатации программного обеспечения электротехнических задач связаны с двумя факторами: нелинейностью уравнений состояния и переходных процессов электроэнергетических систем и их многомерностью. Электрические

схемы замещения реальных систем содержат большое число элементов (до нескольких тысяч узлов и ветвей), в связи с чем возникают проблемы экономии памяти, проблемы быстрого действия счета, сжатого представления уравнений и соответствующей модификации расчетных методов их решений. Без применения таких методов программы не могут быть использованы для решения конкретных задач проектирования.

В ряде электротехнических задач допустимы линейные представления процессов и состояний, но есть целый класс задач, которые принципиально должны быть описаны нелинейными уравнениями, так как искомые результаты являются следствием нелинейности закономерностей в электрических цепях. Таковы задачи определения пропускных способностей по различным сечениям, предельных мощностей, которые могут быть переданы от генерирующих узлов к узлам подключения нагрузок. Именно пределами мощности, пропускной способностью сети определяются решения по проектированию линий электропередачи, межсистемных связей, устройств компенсации, что нелинейным образом зависит от исходных данных на проектирование, от параметров электрической сети и условий ее работы. В связи с этим важнейшую роль играют методы анализа нелинейных уравнений, которые широко применяются в программном обеспечении электротехнических задач. Еще более сложный круг вопросов возникает в связи с анализом устойчивости (статической и динамической) сложных систем, разработкой методов регулирования и управления их режимами, методов противоаварийной автоматики. Здесь класс задач уже приближается к наиболее сложной задаче для динамических систем — задаче оптимального управления.

Математическая наука дает ответы на указанные вопросы лишь в самых простых случаях, например, для определения области динамической устойчивости в пространстве переменных системы, математическая теория дает исчерпывающий ответ лишь для систем второго порядка. Поэтому математическое обеспечение рассматриваемых ниже электротехнических задач часто основано на эвристических принципах, подтвержденных численными экспериментами и проверкой на практике. В связи с этим широко используют методы эквивалентирования, сведения многомерных задач к задачам с малым числом переменных (например, для определения предельных мощностей для пары узлов сложную схему преобразуют к трехузловой). Наконец, надо отметить, что некоторые вопросы теории режимов электрических систем, устойчивости,

управляемости пока не нашли исчерпывающего решения. Поэтому излагаемые ниже программные комплексы не следует воспринимать как последнее и окончательное слово в рассматриваемом вопросе.

Наиболее отработанные программы, которые в настоящее время прошли широкую промышленную проверку при проектировании и эксплуатации электрических систем, включены в САПР: КУРС-1000, СДО5-83, РУЭР, СТАКОН-3, ЧАСТОТА-3, УДАР-3, ТКЗ-РЗ-2М.

Программа КУРС предназначена для расчета и анализа установившегося режима электроэнергетической системы большой размерности; первая модификация позволяет считать сети объемом до 1000 узлов, вторая — до 3500 узлов. Программа КУРС-1000/80 занимает 220 К байт оперативной памяти, для расчета сети до 3500 узлов — 430 К байт, разработана на алгоритмическом языке ФОРТРАН-IV ЦДУ ЕЭС СССР, ИЭД АН УССР, Уральским политехническим институтом для операционной системы ОС ЕЭС. Программа наряду с расчетом установившихся режимов позволяет автоматически определять предельные по условию сходимости режимы электрической сети при пошаговом изменении узловых мощностей, хранить исходную информацию (или режим) на внешних накопителях, контролировать, корректировать исходную информацию, определять межсистемные потоки мощностей, выводить на АЦПУ результаты расчетов с использованием выборочной печати, выдавать фрагменты схемы электрической сети с распечаткой рассчитанных режимных параметров, работать в комплексе с программой анализа режимов «Потери-2/1000», разработанной ЦДУ ЕЭС СССР, с программами эквивалентирования, разработанными ИЭД АН УССР, МЭИ, и др. На базе дисплейной станции ЕС-7906 вычислительный процесс может вестись в диалоговом режиме. Расчет установившегося режима осуществляется методами Гаусса — Зейделя и Ньютона (две модификации). На разных стадиях расчета можно применить разные методы.

Уравнения установившегося режима (для сети, приведенной к одной ступени напряжения) имеют вид

$$P_i + jQ_i = \underline{U}_i \sum_{k=1}^{n-1} \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k^*, \quad i = 1, 2, \dots, n+1,$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$  — активные и реактивные мощности, заданные в узлах сети;  $\underline{U}_i = U_i + jU_i''$  — комплексный вектор напряжения в  $i$ -м узле;  $\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$  — собственные (при  $i = k$ ) и взаимные проводимости сети;  $j$  — мнимая единица, звездочка над комплексной величиной

означает комплексное сопряжение,  $n+1$  — узел балансирующий;  $\underline{U}_{n+1}$  — задан и по модулю и по фазе.

Заданы обычно мощности  $P_i$ ,  $Q_i$ , надо найти  $\underline{U}_i$ , а по ним уже легко вычисляются токи в ветвях, потери мощности и т. п. В некоторых узлах задают еще модуль вектора напряжения  $\underline{U}_i$ , тогда опускается уравнение для реактивной мощности.

Уравнения установившегося режима — нелинейны (квадратичны) по переменным  $U_i'$ ,  $U_i''$ , поэтому приведенная система при заданных  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $\underline{Y}_{ik}$  может быть определенной (иметь одно решение), неопределенной (имеет много решений), вообще не иметь вещественных решений для  $U_i'$ ,  $U_i''$ . Последнее означает, что при данных узловых нагрузках и генерациях режим системы неосуществим. Таким образом, определение предельных мощностей, определение пропускных способностей сети по различным сечениям состоит в определении границ области разрешимости системы уравнений установившегося режима. Численным методом это осуществляется путем пошагового изменения узловых мощностей до тех пор, пока не исчезнет решение системы. Этот способ очень трудоемок (требует большого времени), но, по-видимому, единственно возможен для систем со сверхбольшим числом узлов (несколько тысяч). Трудоемкость связана с тем, что сходимость итерационного способа решения сильно ухудшается по мере приближения к границе разрешимости. В связи с этим необходимо улучшать начальные приближения, т. е. сокращать шаг утяжеления.

Повышение быстродействия расчетов предельных режимов достигается аппроксимацией траектории утяжеления, предложенной МЭИ, по параметрам трех последовательных режимов на траектории утяжеления: режим 1 характеризуется модулями векторов напряжений  $U_1^{(1)}$ ,  $U_2^{(1)}$ , ...,  $U_n^{(1)}$  и их фазами  $\delta_1^{(1)}$ , ...,  $\delta_n^{(1)}$ ; режим 2 —  $U_1^{(2)}$ ,  $U_2^{(2)}$ , ...,  $U_n^{(2)}$ ;  $\delta_1^{(2)}$ , ...,  $\delta_n^{(2)}$ ; режим 3 —  $U_1^{(3)}$ , ...,  $U_n^{(3)}$ ;  $\delta_1^{(3)}$ , ...,  $\delta_n^{(3)}$ . По этим параметрам определяются длины отрезков траектории утяжеления:

между режимами 1 и 2

$$\Delta s_{12} = \left\{ \sum_k [(U_k^{(1)} - U_k^{(2)})^2 / (U_k^{(2)})^2 + (\delta_k^{(1)} - \delta_k^{(2)})^2] \right\}^{1/2};$$

между режимами 2 и 3

$$\Delta s_{23} = \left\{ \sum_k [(U_k^{(2)} - U_k^{(3)})^2 / (U_k^{(3)})^2 + (\delta_k^{(2)} - \delta_k^{(3)})^2] \right\}^{1/2}.$$

Режиму 3 присваивается  $s_3 = 0$ . Тогда  $s_2 = -\Delta s_{23}$ ;  $s_1 = -\Delta s_{23} - \Delta s_{12}$ . При этом полученным режимам 1 и 2 будут соответствовать значения  $s < 0$ , значениям  $s > 0$  отвечает продолжение траектории утяжеления.

Аппроксимация траектории определяется формулами:

$$\begin{aligned} \delta_k(s) = & \delta_k^{(3)}(s - s_1)(s - s_2)/(s_1 s_2) + \\ & + \delta_k^{(2)}s(s - s_1)/s_2(s_2 - s_1) + \\ & + \delta_k^{(1)}s(s - s_2)/s_1(s_1 - s_2). \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_k(s) = & U_k^{(3)}(s - s_1)(s - s_2)/s_1 s_2 + \\ & + U_k^{(2)}s(s - s_1)/s_2(s_2 - s_1) + \\ & + U_k^{(1)}s(s - s_2)/s_1(s_1 - s_2), \end{aligned}$$

которые приближенно описывают изменение модулей векторов напряжений и их фаз при заданном способе утяжеления режима. Подставляя эти функции в выражения для мощностей, получают аппроксимацию изменения мощностей вдоль траектории утяжеления, по которым осуществляется контроль точности аппроксимации и определяются максимальные и минимальные значения мощностей на траектории утяжеления режима.

Если исходные режимы далеки от предельных, то оценки пределов получаются достаточно грубыми. В этом случае аппроксимацию следует использовать для увеличения шага утяжеления, уточнения начальных приближений. Если режимы 1–3 близки к предельному, при этом расчет по полным уравнениям характеризуется большим числом итераций (порядка нескольких сотен), то аппроксимация дает достаточно точный предел и позволяет быстро закончить расчет.

Программа эквивалентирования, разработанная в МЭИ, предназначена для упрощения схем замещения электроэнергетических систем при расчетах установившихся режимов. Из схемы сети исключается любое заданное (не более 500) количество узлов. Мощности генерации и нагрузки исключенных узлов приводятся к узлам примыкания с оставшейся частью сети. Программа состыкована с комплексом программ КУРС-1000. Исходными данными для программы являются схема сети, заданная в стандартной форме, и параметры исходного установившегося режима. Упрощаемая часть схемы задается либо перечнем исключаемых узлов, либо перечнем номеров исключаемых подрайонов (номер подрайона – первые две цифры четырехзначного номера узла + 1).

В основе алгоритма эквивалентирования лежит применение процедуры исключения переменных из системы линейных алгебраических уравнений. Исходная для эквиваленти-

рования система уравнений получается путем линеаризации узловых уравнений исходного установившегося режима сети. В целях увеличения точности эквивалентирования в программе автоматически осуществляется выбор способа линеаризации узловых мощностей исключаемых узлов в зависимости от вида статической характеристики мощности нагрузки. В программе также предусмотрена линеаризация узловых уравнений по формуле Тейлора, обеспечивающая высокую точность эквивалентирования в широких пределах отклонения расчетного режима от исходного.

Одна из программ, созданных в МЭИ, основана на критериальном методе; она позволяет при эквивалентировании осуществлять переход от расчета стационарного режима к эквивалентной модели при заданной погрешности в определении потерь активной мощности.

*Пакет программ СДО5-83* (разработан СЭИ СО АН СССР и ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект) обеспечивает широкую совокупность информационно-вычислительных работ, проводимых при исследовании нормальных, аварийных и послеаварийных режимов, сопряжен с программой расчета электромеханических переходных процессов (разработанной НИИПТ). Позволяет анализировать энергосистемы с числом узлов до 300, ветвей до 500, генераторных узлов до 100–150, имеет отдельные индивидуальные средства обмена данными с видеотерминалом. Требуемый объем памяти 310 К байт, языки программирования – ФОРТРАН-4, Ассемблер.

Комплекс СДО5-83 содержит программы: контроля ошибок в исходных данных об элементах ЭС;

оценки стационарного режима для поиска неформальных ошибок в исходных данных; расчета установившегося режима при номинальной частоте;

расчета послеаварийного самоустанавливающегося режима при ненормальной частоте;

анализа режима по критерию статической аперидической устойчивости;

организации массовых расчетов режимов; расчета предельных режимов: инженерного анализа режима;

ввода режима в допустимую область с учетом заданных ограничений;

оперативного эквивалентирования при выполнении расчетов режимов;

минимизации потерь активной мощности в ЭС.

В основе расчета установившегося режима заложен метод Ньютона – Рафсона с различными модификациями и усовершенствованиями.

ми, позволяющими определять предельные мощности, оперативно решать задачи оптимизации режимов.

Основное ядро СДО-5 составляет задача комплексной оптимизации режима ЭС по основным переменным по критерию минимума суммарного расхода топлива  $B$  на выработку электроэнергии за рассматриваемый промежуток времени. При этом принимается «непрерывная идеализация» для дискретно изменяющихся параметров. Задача сводится к нахождению  $\min B(\mathbf{Z})$ , где  $\mathbf{Z}$  — вектор параметров режима ЭС. Сам вектор  $\mathbf{Z}$  в зависимости от постановки задачи (математическое и программное обеспечение позволяет его реализовать, а в отдельных случаях и оптимизировать) разбивается на две векторные компоненты: вектор  $\mathbf{Y}$  — вектор независимых или управляемых параметров и вектор  $\mathbf{X}$  — вектор зависимых параметров:

$$\mathbf{Z} = \{\mathbf{X}, \mathbf{Y}\}.$$

Оптимизация режима осуществляется при учете следующих ограничений:

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max}, Y_{\min} \leq Y \leq Y_{\max},$$

$$W(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0,$$

где последнее нелинейное векторное уравнение отражает систему уравнений установившихся режимов ЭС, из которой вектор  $\mathbf{X}$  получается как функция  $\mathbf{Y}$ :  $\mathbf{X} = \mathbf{X}(\mathbf{Y})$ .

Таким образом, неявно заданная функция  $B[\mathbf{X}(\mathbf{Y}), \mathbf{Y}]$  минимизируется по  $\mathbf{Y}$ . Изложенный формализм позволяет охватить широкий круг задач и находить для каждой наиболее удобные способы задания векторов  $\mathbf{X}$  и  $\mathbf{Y}$ , приспособляя их к решению уравнений установившегося режима так, чтобы получать необходимые решения с наименьшими затратами машинного времени и т. п. Разработанный в СЭИ (г. Иркутск) обобщенный метод приведенного градиента, основанный на сочетании методов реализации неявных функций, определяемых нелинейной системой уравнений, метода групповой релаксации, метода возможных направлений и различных методов ускорения многошагового вычислительного процесса, показал высокую эффективность.

Метод обладает большими скрытыми возможностями, поскольку, кроме вычисления неявных функций  $\mathbf{X}(\mathbf{Y})$ , определяются и их производные по параметрам. Это, в частности, позволяет его эффективно использовать и при оценке статической устойчивости режимов систем, для ввода режима в область допустимую или желательную по различным условиям. Таким образом, СДО-5 по существу является гибким аппаратом САПР, допускающим развитие как в части повышения эф-

фективности самого метода, так и в направлении расширения области его применения

Программа РУЭР (расчета установившегося электрического режима) предназначена для расчета и анализа установившихся режимов при номинальной частоте для систем, содержащих до 1500 узлов, кроме задач, решаемых комплексом КУРС-1000, РУЭР, позволяет выполнять расчеты с поддержанием модуля ЭДС за фиксированным реактансом. Программа сопрягается с СТАКОН-3 и УДАР-3. Требуемый объем оперативной памяти 380 К байт, язык программирования — Ассемблер (разработана ИЭД АН УССР).

Программа СТАКОН представляет комбинацию программ СТАТУС (разработка ИЭД АН УССР) и КОНУС (ЛПИ им. М. И. Калинина) и позволяет проводить анализ статической устойчивости электрических систем. Расчеты режимов и критерия статической устойчивости могут выполняться с учетом изменения частоты. Расчет электрического режима выполняется методом Ньютона — Рафсона. Статическая устойчивость проверяется по упрощенному критерию, разработанному ИЭД АН УССР, позволяющему оценивать устойчивость режима по сползанию и в определенной степени выявить возможность колебательного нарушения устойчивости.

Максимальный объем схемы — 900 узлов, 1000 ветвей, требуемый объем оперативной памяти — 300 К байт, язык программирования — ФОРТРАН-IV.

Уравнения переходных процессов в ЭС в обобщенной форме могут быть записаны следующим образом:

$$\frac{d\mathbf{X}}{dt} = \mathbf{f}(\mathbf{X}, \mathbf{Y});$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0,$$

где  $\mathbf{X}$ ,  $\mathbf{Y}$  — параметры режима ЭС;  $\mathbf{f}$ ,  $\mathbf{g}$  — нелинейные вектор-функции.

Согласно теории устойчивости надо рассмотреть систему первого приближения, получающуюся линеаризацией этих уравнений:

$$\frac{d\Delta\mathbf{X}}{dt} = \frac{\partial\mathbf{f}}{\partial\mathbf{X}}\Delta\mathbf{X} + \frac{\partial\mathbf{f}}{\partial\mathbf{Y}}\Delta\mathbf{Y};$$

$$\frac{\partial\mathbf{g}}{\partial\mathbf{X}}\Delta\mathbf{X} + \frac{\partial\mathbf{g}}{\partial\mathbf{Y}}\Delta\mathbf{Y} = 0.$$

После исключения  $\Delta\mathbf{Y}$  из второго уравнения получим

$$\Delta\mathbf{Y} = -\left(\frac{\partial\mathbf{g}}{\partial\mathbf{Y}}\right)^{-1}\left(\frac{\partial\mathbf{g}}{\partial\mathbf{X}}\right)\Delta\mathbf{X}.$$

Обозначив

$$A = \frac{\partial f}{\partial X} - \frac{\partial f}{\partial Y} \left( \frac{\partial g}{\partial Y} \right)^{-1} \left( \frac{\partial g}{\partial X} \right),$$

будем иметь уравнение для малых отклонений

$$\frac{d \Delta X}{dt} = A \Delta X.$$

Характеристическая матрица этой системы  $A - \lambda E$ , и ее определитель дает характеристический многочлен

$$D(\lambda) = \det(\lambda E - A) = a_0 \lambda^n + a_1 \lambda^{n-1} + \dots + a_{n-1} \lambda + a_n,$$

где  $a_0 = 1$ ;  $a_n = \det A$ .

Для устойчивости в малом режиме системы необходимо и достаточно, чтобы все корни  $D(\lambda)$  имели отрицательные вещественные части, однако проверка этого условия весьма трудоемка. Поэтому часто применяют упрощенные критерии, в частности положительность свободного члена характеристического многочлена  $a_n > 0$ . Действительно, если  $a_n < 0$ , то среди корней характеристического многочлена есть положительные и будет иметь место аperiodическое нарушение устойчивости. Условие  $a_n > 0$  поэтому называют условием аperiodической устойчивости. Этот упрощенный критерий часто применяют в инженерных расчетах, предполагая, что более сложные виды нарушения устойчивости могут быть устранены с помощью специальных регулирующих устройств.

Вместе с тем практика работы ЭС и, в частности, в последнее время показывает, что достаточно часто нарушение устойчивости имеет колебательный характер, т. е. среди корней  $D(\lambda)$  есть два комплексно-сопряженных с положительной вещественной частью. В этом случае  $a_n > 0$  и указанный выше критерий не работает. Выявление колебательной неустойчивости в значительной части случаев позволяет выявить специальный метод, разработанный ИЭД АН УССР, который предусматривает, кроме вычисления  $a_n$ , вычислять и  $a_{n-1}$ . Этот метод реализован в программе СТАКОН. Надо, однако, отметить, что он требует задания большого числа динамических параметров элементов ЭС, которые оказывают влияние на условия возникновения колебательной неустойчивости.

Программа УДАР-3 позволяет рассчитывать и анализировать электромеханические переходные процессы в ЭС объемом до 500 узлов и 1000 ветвей. Перед расчетом переходного процесса предварительно осуществляется эквивалентное преобразование схемы к системе, содержащей не более 200 уз-

лов, путем исключения массивных узлов и узлов нагрузки, представленных постоянными сопротивлениями. В оставшихся узлах могут быть учтены генераторы, нагрузки статическими и динамическими характеристиками. Требуемый объем оперативной памяти 250 К байт, язык программирования – ФОРТРАН-IV.

Программа ЧАСТОТА-3 предназначена для расчета и анализа длительных переходных процессов (до 60–90 с), соответствующих процессам изменения частоты с учетом работы устройств автоматики.

Расчеты токов КЗ осуществляются с помощью комплекса программ ТКЗ-РЗ-2М, который позволяет определять необходимые для целей релейной защиты токи и напряжения симметричных последовательностей и отдельных фаз, сопротивления, мощности и т. д. для всех видов КЗ с учетом и без учета сопротивления дуги, для поперечных несимметрий, для сложных повреждений, представляющих собой сочетание продольных и поперечных повреждений.

Предусматривается возможность учета ЭДС генераторов, различных по модулю и фазе. В схеме нулевой последовательности можно учитывать сложные магнитные связи между параллельными линиями.

Комплекс предусматривает возможность полуавтоматического расчета параметров основных типов релейных защит. Расчеты могут производиться для систем большой размерности (1000 узлов и более).

**Техническое обеспечение САПР ЭС.** Технической базой САПР ЭС являются машины единой серии ЕС ЭВМ типа ЕС-1033 и более мощные. Опыт автоматизации проектирования, имеющийся в подразделениях ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект, с учетом возможностей оснащения на основе выпускаемых промышленностью ЭВМ позволяет сформировать примерный комплект технических средств (без средств оргтехники):

Типовая конфигурация ЭВМ ЕС-1033 . . . . .	1
Накопитель на магнитных дисках ЕС-5061 . . . . .	8
Устройство ввода с перфокарт ЕС-6019 . . . . .	1
Алфавитно-цифровое печатающее устройство ЕС-7033 . . . . .	1
Автоматическое чертежное устройство ЕС-7907 . . . . .	2
Комплекс отображения алфавитно-цифровой информации локальный ЕС-7920-02 . . . . .	
Дисплей ЕС-7927-01 . . . . .	8
Печать ЕС-7934-01 . . . . .	8
Устройство группового управления ЕС-7922-01 . . . . .	1
Устройство нанесения и расшифровки информации на перфокартах ЕС-9011.01 . . . . .	3
Устройство подготовки данных на магнитной ленте ЕС-9004 . . . . .	2
Перфоратор репродукционный ПР 80/3Н . . . . .	2



Размещение технических средств САПР ЭС решается отдельно для каждого создаваемого или расширяемого вычислительного центра с учетом местных условий и комплексного использования этих средств для САПР других направлений (САПР линий электропередачи, САПР подстанций).

**Современное состояние разработки и внедрения САПР. Перспективы развития.** В соответствии со специальной программой ГКНТ в 11-й пятилетке в институте Энергосетьпроект создана и внедрена первая очередь САПР в составе трех подсистем:

- проектирования энергосистем (САПР ЭС);
- проектирования ВЛ 35 – 500 кВ (САПР ВЛ);
- проектирования ПС 35 – 220 кВ (САПР ПС).

САПР ЭС обеспечивает автоматизацию решения наиболее массовых задач энергетических и электрических расчетов, выполняемых при проектировании ЭС на уровнях ЕЭС СССР, ОЭС, РЭС.

САПР ВЛ обеспечивает автоматизацию следующих разделов проектирования ВЛ: обработка материалов изысканий, линейная часть проекта с расстановкой опор по профилю, строительная часть проекта с расстановкой опор по профилю, получение проектно-сметной документации на стадии рабочего проекта.

САПР ПС предусматривает автоматизацию наиболее часто встречающихся в проектной практике разделов проектирования ПС, включая обработку и оформление материалов изысканий, электрическую расчетную и конструктивную часть, строительную часть и получение проектно-сметной документации на стадии рабочего проекта.

В институте Энергосетьпроект эксплуатируется около 20 больших ЭВМ и более 20 малых. Средний уровень автоматизации проектных работ по институту составляет 15%, а работ по проектированию энергосистем – около 30%.

В других проектных институтах Минэнерго СССР ведутся работы по САПР всех важнейших разновидностей энергетических объектов: ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС, тепловые сети и т. д. Достигнутый уровень автоматизации проектирования – 10–15%, разработан и внедрен ряд комплексных программ, дающий большой экономический эффект при проектировании кабельной раскладки, тепловой изоляции трубопроводов и др.

Внедренная в головном институте Энергосетьпроект первая очередь САПР ЭС базируется на ЭВМ ЕС-1033 и включает в себя следующие основные комплексы программ:

систему управления решением задач (СУРЗ), обеспечивающую прохождение заявок

на использование пакетов, управление основной памятью и устройствами вывода информации; систему управления базами данных (СУБД), обеспечивающую организацию работы банка данных; для энергетических задач используется универсальная СУБД ИН ЭС (модификация ИНЕС/ЭНИН, разработанная ЭНИН им. Г. М. Кржижановского); для электротехнических задач – СУБД СЕТОР, разработанная советско-болгарским институтом Интерпрограмма;

библиотеки технологических программ для решения отдельных задач проектирования энергосистем; для некоторых задач может использоваться (по выбору проектировщика) несколько разных программ, решающих эту задачу разными методами;

системно-технологические программы, обеспечивающие выборку и агрегирование исходной информации для работы технологических программ с формированием при необходимости временных наборов данных; подсистемы ввода-вывода, обеспечивающие ввод информации через типовые устройства, телеотображение и графическое представление выходной информации.

Работающий автоматизированный банк данных по электростанциям включает словари (наименования объекта, ведомственную принадлежность, шифры и т. д.) ЭС и главных управлений Минэнерго СССР, электростанций, видов топлива, классификатор объектов и др. При кодировании объектов за основу принят отраслевой классификатор предприятий и организаций Минэнерго СССР, что обеспечивает единые коды объектов в САПР ЭС и других автоматизированных системах. Технологическая информация банка электростанций содержит основные показатели всех электростанций СССР с выделением каждого агрегата единичной мощностью 6 МВт и более: стационарный номер, тип, год ввода, установленная и располагаемая мощность, виды топлива, номер узла, к которому присоединен этот агрегат. Кроме того, имеется информация о потребности энергосистем в мощности и энергии. Работающий банк данных по электростанциям содержит информацию за отчетные 10 лет и за 15 лет на перспективу.

Первая очередь САПР ЭС создана в виде двух подсистем:

1. Подсистема энергетических задач (САПР ЭН), обеспечивающая комплексную автоматизацию массовых энергетических расчетов для технико-экономического анализа вариантов развития электростанций, а также автоматизацию подготовки сводных и справочных данных о развитии электростанций и электрических сетей.

Основные технологические задачи: прогнозирование уровней и режимов электропотребления, составление балансов мощности и энергии, расчеты режимов работы электростанций в характерные сутки, расчеты потребности в топливе, определение балансов активной и реактивной мощности в узлах электрической сети.

2. Подсистема электротехнических задач (САПР ЭТ), обеспечивающая автоматизацию комплекса расчетов электрических режимов, выполняемых при обосновании решений по развитию электрических сетей и средств управления режимами ЭС.

Основные технологические задачи: формирование схем замещения и их эквивалентные преобразования, расчеты установившихся режимов, оптимизация режимов, расчеты статической и динамической устойчивости, расчеты токов и напряжений по составляющим при коротких замыканиях различных видов, расчеты перенапряжений.

Первая очередь САПР ЭС ориентирована на решение задач на уровне Единой и объединенных энергосистем.

Возможности первой очереди САПР ЭС были полностью реализованы в процессе разработки «Схемы развития и размещения электроэнергетики в период до 2000 г.», «Схемы развития ЕЭС СССР в период до 1990 г. с учетом перспективы до 1995 г.», в рамках которых проводилось рассмотрение различных вариантов развития электроэнергетики страны. Для каждого варианта осуществлялась разработка в диалоговом режиме балансов мощности объединенных энергосистем страны и ЕЭС СССР в целом и проводился анализ сводных характеристик сформированных вариантов ввода генерирующих мощностей по стране в территориальных разрезах. Полученные на ЭВМ выходные формы непосредственно использовались в проектных документах.

Созданный банк данных по электросетевым объектам включает словари и справочники узлов сети основного оборудования подстанций и др. При работе сетевого банка используется часть словарей станционного банка. Технологическая информация сетевого банка содержит основные данные по линиям электропередачи напряжением 220 кВ и выше, трансформаторам, компенсирующим устройствам, выключателям, а также основные режимные параметры узлов и ветвей сети. Предусмотрена возможность накопления и хранения всех видов отчетной и перспективной информации для 30–40 расчетных уровней (лет) по всей стране. Ввод в эксплуатацию базы данных электросетевых объектов су-

щественно расширил возможность оперативного анализа обобщенных характеристик развития электрических сетей, необходимого для планирования объемов проектирования и строительства сетей по стране и выполнения различного рода нормативно-методических работ.

Наряду с формированием и вводом в эксплуатацию информационного обеспечения в составе первой очереди САПР ЭС осуществлен переход к диалоговому режиму решения задач анализа перспективных режимов электрических сетей, в частности расчетов установившихся нормальных и послеаварийных режимов и устойчивости. На данном этапе используются стандартные средства организации диалоговых режимов в ОС ЕС ЭВМ с целью оперативной корректировки исходных данных для имеющихся пакетов программ электрических расчетов сетей (КУРС-1000, СДО-5 и др.). Автоматизация расчетов электрических режимов даже в указанных ограниченных рамках имеет весьма важное значение для повышения эффективности проектирования, если иметь в виду, что трудозатраты на выполнение расчетов электрических режимов составляют свыше 50% общих трудозатрат на разработку проектов развития ЭС.

Подсистема электротехнических задач (как и подсистема энергетических задач) ориентирована прежде всего на автоматизацию проектирования сетей верхнего уровня иерархии – основных сетей ЕЭС и ОЭС, но может быть использована и для электрических сетей крупных РЭС.

Основные направления работ по развитию САПР всех направлений проектирования в электроэнергетике на ближайшую перспективу: повышение обеспеченности проектных институтов техническими средствами и в первую очередь доукомплектование действующих ЭВМ дисплеями, графопостроителями, накопителями на магнитных дисках и др.:

внедрение и освоение более мощных ЭВМ с более совершенным набором периферийных устройств;

организация массового использования мощных ЭВМ кустовых вычислительных центров подразделениями, не имеющими больших ЭВМ;

организация широкого автоматизированного обмена информацией между ВЦ различных подразделений;

создание в головных подразделениях справочно-информационных фондов информации, доступных для использования другими подразделениями;

развитие математического обеспечения, в особенности за счет расширения состава

технологических программ, подключаемых к уже эксплуатируемому банку данных.

Для САПР ЭС особо следует выделить два специфических направления развития:

создание специализированного комплекса программ для задач проектирования электрических сетей районных ЭС и распределительных сетей низких уровней напряжения;

завершение разработки математического обеспечения, обеспечивающего автоматическое решение комплексной задачи анализа перспективных режимов сложной сети по хранящимся в сетевом банке данным о физических параметрах объектов с получением результатов, подвергнутых предварительному инженерному анализу в виде, удобном для специалиста-технолога.

#### 49.6. ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Большой количественный рост современных электроэнергетических систем (ЭС), сопровождающийся усложнением структуры их генерирующих мощностей, схем электрических связей, взаимные зависимости отдельных составляющих топливно-энергетического комплекса и т. п. чрезвычайно усложнили поиск рациональных вариантов развития и анализ условий функционирования ЭС, сделали практически невозможным решение задач перспективного развития ЭС без применения математических моделей и ЭВМ. Из-за невозможности создания единой универсальной математической модели ЭС необходимо разрабатывать совокупность моделей, четко специализированных как по энергетическому содержанию решаемых задач, так и по своему назначению в общей технологической схеме проектирования ЭС.

Основные специализированные группы моделей, используемые для проектирования ЭС: подготовка исходной информации по расходной части балансов мощности ЭС и отдельных узлов;

нахождение зоны оптимальных решений (зоны неопределенности);

обоснование окончательных решений по отдельным вопросам или объектам;

технический и экономический анализ проектных вариантов;

подготовка сводных показателей и справочных данных по развитию электростанций и сетей ЭС.

Помимо основных групп моделей при обосновании параметров энергетических объектов используются модели для оптимизации длительных режимов ГЭС, выбора состава

теплоэнергетического оборудования, необходимых резервов, оптимизации трасс и параметров линий электропередач и др. Областью применения этой группы моделей является конкретное проектирование энергетических объектов. Связь с перспективным проектированием ЭС в указанных моделях осуществляется путем задания соответствующих ограничений и замыкающих оценок, используемых при определении технико-экономических показателей сравниваемых вариантов конкретных объектов.

Разработка совокупности математических моделей для решения перечисленных выше задач проектирования ЭС является первым этапом автоматизации проектирования ЭС.

Наибольшее распространение получили модели, которые обеспечивают возможность разработки более экономичных вариантов развития системы или позволяют достигнуть существенной экономии труда и времени при выполнении необходимого технического и экономического анализа вариантов по сравнению с использованием физических моделей или ручным счетом.

Разработка экономичных вариантов выполняется в настоящее время для оптимизации структуры генерирующих мощностей (соотношение электростанций различных типов) и обоснований параметров оборудования электростанций. Эффективность применения математических моделей для решения этих двух задач определяется прежде всего большой народнохозяйственной значимостью их правильного решения. Так, затраты на развитие генерирующих мощностей в составе общих затрат по отрасли «Электроэнергетика» составляют 75–80%. В этих условиях оправдан более детальный и всесторонний анализ развития электростанций, который практически не может быть выполнен без применения математических моделей, поскольку оптимизация структуры ЭС требует перебора огромного количества вариантов при учете множества сочетаний различных факторов и связей, а обоснование состава оборудования электростанций требует точной оценки разницы в затратах между сравнительно близкими между собой вариантами. Поэтому модели широко используются для оптимизации структуры генерирующих мощностей и обоснования параметров нового энергетического оборудования не только в СССР, но и за рубежом. Так, для решения основных предплановых и проектных задач развития электроэнергетики страны и ЕЭС на период до 2000 г. оптимизационные расчеты по формированию рациональной структуры генерирующих мощностей выполнялись на оптимизационных мо-

делях, разработанных Сибирским энергетическим институтом АН СССР.

Расчеты выполнялись при варьировании уровней энергопотребления, объемов добычи (производства) энергоресурсов и технико-экономических показателей добычи, транспорта топлива и энергии, а также показателей электростанций.

ЭЭС СССР представлялась в виде 11 узлов по числу входящих в ее состав ОЭС.

С помощью модели оптимизации топливно-энергетического комплекса, описывающей условия совместного развития топливодобывающих отраслей, системы теплоснабжения и ЭЭС, определялась рациональная структура базисных электростанций при различных условиях формирования топливно-энергетического комплекса (АЭС, ГРЭС на органическом топливе, экономически целесообразные масштабы развития ТЭЦ на органическом и ядерном топливе). Исследования этого этапа позволили выявить основные закономерности развития генерирующих мощностей в зависимости от условий формирования топливного баланса страны. На этом этапе определялись предварительные масштабы развития маневренных электростанций, поскольку общая модель топливно-энергетического комплекса недостаточно учитывает особенности суточных и годовых режимов работы электростанций, что особенно важно при определении структуры маневренного оборудования. Поэтому выполнялся второй этап оптимизационных расчетов с использованием специальных оптимизационных моделей, подробно описывающих суточные графики нагрузки объединенных энергосистем и режимы работы электростанций. На этом этапе определяются рациональная структура и масштабы развития различных типов маневренных электростанций при разных уровнях и режимах электропотребления и при заданных вариантах развития базисных электростанций.

В результате выполненных оптимизационных расчетов определена рациональная структура генерирующих мощностей на период до 2000 г.

Использование оптимизационных моделей опирается на предварительные исследования и специальные проработки, в которых представляется развернутое технико-экономическое обоснование различных мероприятий и объемов. Такое разделение задач отвечает не только сложившейся практике планирования, но и требованиям системного подхода к развитию энергетики. При выполнении этих исследований также используются экономико-математические модели, оптимизирующие отдельные показатели развития отрасли. Например, при проектировании развития ЭЭС СССР опти-

мизируются необходимые резервы мощности по объединенным энергосистемам и ЭЭС СССР в целом, требования к пропускной способности межсистемных связей ЭЭС.

При проектировании схем развития электрических сетей сложной конфигурации на перспективу для отбора конкурентоспособных вариантов для более подробного технико-экономического сравнения при необходимости используются математические модели двух типов:

оптимизационные, при помощи которых производится отбор вариантов развития сети, близких к оптимальному по затратам;

оценочные, предназначенные для технико-экономической оценки заданных проектировщиком вариантов.

В качестве оптимизационной модели используется модель, разработанная Физико-энергетическим институтом АН Латвийской ССР, с помощью которой может быть получено оптимальное решение, а также выдаются данные для 10 лучших вариантов по суммарным затратам развития сети.

Для технико-экономической оценки намеченных проектировщиком вариантов развития сложноразветвленных электрических сетей используется оценочная сетевая модель ОМ-5, разработанная также Физико-энергетическим институтом АН Латвийской ССР с участием института Энергосетьпроект.

На всех этапах проектирования развития энергосистем существует важная задача по ускорению расчетов, выполнение которых необходимо для повышения обоснованности рекомендуемых решений. Эта задача требует широкого использования ЭВМ. В настоящее время для автоматизации основных плановых расчетов используются программы расчета необходимого резерва мощности и оценки надежности по вариантам ввода генерирующих мощностей, составления балансов мощности и электроэнергии ЭС, проверки режимов работы электростанций в графиках нагрузки ЭС при принятых балансах мощности.

Использование моделей с целью достижения экономии труда и времени по сравнению с использованием физических моделей или ручным счетом получило широкое применение при проектировании ЭС для задач анализа режимов работы электростанций и электрических сетей (нормальные и послеаварийные режимы, расчеты устойчивости и токов КЗ и др.).

Решение задач, связанных с анализом и оценкой надежности работы ЭС, также ведется с помощью вероятностных моделей, поскольку без применения ЭВМ решить их с требуемой точностью не представляется возможным.

Эти расчеты позволяют определить необходимую мощность электростанций и пропускную способность основных сетей энергосистемы.

Важной задачей проектирования является обеспечение диалога проектировщика и ЭВМ в процессе обновления исходной информации, анализа результатов решения задач и их корректировки. Выполнение указанного требования возможно путем создания совокупности программно-информационных комплексов, каждый из которых предназначен для автоматизации решения непосредственно технологически связанных между собой задач проектирования и содержит:

информационную базу, записанную на магнитную ленту или диски;

программный комплекс обработки информации и приведения ее к упорядоченному виду;

набор моделей и программ, обеспечивающих решение соответствующих задач проектирования ЭС.

### Список литературы

- 49.1. Ершенич В. В., Хабачев Л. Д. Первоочередные вопросы автоматизации проектирования энергосистем // *Электричество*. 1982. № 4. С. 3–9.
- 49.2. Комплекс общепромышленных руководящих материалов по созданию АСУ и САПР. М.: Статистика, 1980.
- 49.3. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Под ред. Беляева Л. С., Руденко Ю. Н. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1980. 240 с.
- 49.4. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике / О. В. Шербачев, А. Н. Зейлигер, К. П. Кадомская и др. Л.: Энергия, 1980. 256 с.
- 49.5. Крумм Л. А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1977. 362 с.
- 49.6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотян и И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
- 49.7. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. — М.: Энергоатомиздат, 1984. 200 с.

## 49.7. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

### Алгоритм проведения расчетов

1. По всем вариантам, отобранным для сравнения, определяются капитальные вложения. При этом элементы сети, которые пов-

торяются во всех вариантах, могут не учитываться. Для оценки капитальных вложений в электрические сети на начальных стадиях проектирования используются укрупненные показатели стоимостей сооружения линий электропередачи, подстанций и ремонтных баз:

$$K_{\text{эс}} = K_{\text{лэп}} + K_{\text{пс}} + K_{\text{рем,б}}$$

Стоимость сооружения линий электропередачи  $K_{\text{лэп}}$  определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями:

$$K_{\text{лэп}} = k_{\text{л}} \sum (L_i \alpha_i) \alpha_{\text{н,в}} \alpha_{\text{р}} + K_{\text{в,пр}} + K_{\text{сп,п}}$$

где  $k_{\text{л}}$  — удельные капиталовложения, тыс. руб./км (см. табл. 49.4–49.8);  $L_i$  — длина участков трассы, проходящих в разных условиях (горах, районах промышленной застройки, болотах, поймах рек и т. п.);  $\alpha_{\text{н,в}}$ ,  $\alpha_{\text{р}}$  — поправочные коэффициенты, учитывающие условия прохождения трассы и скоростной напор ветра (см. табл. 49.3);  $\alpha_{\text{р}}$  — коэффициент, учитывающий район сооружения (см. табл. 49.1).

Для участков, проходящих по лесу, следует дополнительно учитывать стоимость вырубki просеки

$$K_{\text{в,пр}} = k_{\text{в,пр}} L_{\text{лес}}$$

где  $k_{\text{в,пр}}$  — стоимость вырубki 1 км просеки, тыс. руб. (см. табл. 49.4–49.8);  $L_{\text{лес}}$  — длина трассы, проходящей по лесу, км.

При необходимости сооружения спецпереходов через судоходные реки и каналы их стоимость  $K_{\text{сп,п}}$  учитывается по табл. 49.9.

Если линия электропередачи сооружается на одноцепных опорах и идут две параллельные цепи, то стоимость электропередачи увеличивается вдвое. Стоимость ремонтных баз при сравнении вариантов учитывается только в том случае, если значительно различаются условия обслуживания сети:

$$K_{\text{рем,б}} = k_{\text{рем,б}} O_{\text{рем}}$$

здесь  $k_{\text{рем,б}}$  — удельные капиталовложения в ремонтную базу, руб. на 1 условно-техническую единицу;  $O_{\text{рем}}$  — объем работ по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сети, в условных единицах, определяется по составу оборудования и параметрам сети (см. табл. 49.35).

Капитальные затраты на сооружение подстанций определяются составом оборудования:

$$K_{\text{пс}} = (K_{\text{ру}} n_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} n_{\text{тр}} + K_{\text{ку}} n_{\text{ку}} + K_{\text{рлр}} + K_{\text{в,ч}} n_{\text{в,ч}} + K_{\text{пост}}) \alpha_{\text{р}}$$

где  $K_{ру}$ ,  $K_{тр}$ ,  $K_{ку}$ ,  $K_p$  – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, компенсирующих устройств и токоограничивающих реакторов, тыс. руб. (см. табл. 49.13–49.30);  $n_{ру}$ ,  $n_{тр}$ ,  $n_{ку}$ ,  $n_p$  – соответственно число единиц оборудования;  $K_{в,ч}$ ,  $n_{в,ч}$  – дополнительные капиталовложения и число линейных ячеек, оборудованных высоко-частотной связью, тыс. руб.;  $K_{пост}$  – постоянная часть затрат по подстанции, тыс. руб. (см. табл. 49.31).

2. Рассчитываются ежегодные издержки на амортизацию и эксплуатационное обслуживание по элементам сети

$$I_{ам,э} = \sum \alpha_{ам,э} K_i$$

где  $\alpha_{ам,э}$  – суммарная норма отчислений на амортизацию и обслуживание для  $i$ -го элемента сети (см. табл. 34.8);  $K_i$  – капиталовложения по элементам (линиям, подстанциям и т. д.).

Если капитальные вложения меняются по годам расчетного периода (например, сравниваются варианты развития сети), то ежегодные издержки определяются для каждого года.

3. Определяются затраты на возмещение потерь по формулам, приведенным в § 34.6, и рис. 34.9. Если сопоставляются варианты развития сети, то затраты на возмещение потерь также необходимо определять для каждого года расчетного периода. Величина их может меняться как за счет роста нагрузок, так и за счет изменения состава оборудования по элементам сети.

4. Производится расчет приведенных затрат по каждому из сопоставляемых вариантов с учетом фактора времени по формулам, рассмотренным в § 34.6.

Если сравниваемые варианты различаются по показателям надежности (например, из-за различия числа и мощности входящих в них элементов и схем их соединения), то сопоставление их можно осуществлять двумя способами.

Первый заключается в выравнивании надежности энергоснабжения путем дополнительных технических решений в вариантах с меньшей надежностью. В этом случае соответствующие дополнительные затраты (капитальные и ежегодные) должны учитываться вместе с основными по рассматриваемому варианту. Однако такое выравнивание надежности не всегда возможно, так как дополнительные технические решения, выравнивающие надежность, могут привести к нарушению основного условия сопоставления вариантов – равенства производственного эффекта.

Второй способ предусматривает учет эконо-

мических последствий от снижения надежности в одном из вариантов. К приведенным затратам варианта с меньшей надежностью необходимо добавить математическое ожидание народнохозяйственного ущерба от недоотпуска электроэнергии.

При технико-экономическом сопоставлении вариантов развития межсистемных связей и основных сетей ОЭС математическое ожидание народнохозяйственного ущерба можно определить по формуле

$$M(Y) = y \Delta \mathcal{E}_{нед},$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{нед}$  – суммарный недоотпуск электроэнергии, кВт·ч, определяется по методике, рассмотренной в § 39.8;  $y$  – средний удельный народнохозяйственный ущерб, приходящийся на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии, дифференцируемой по видам недоотпуска в зависимости от длительности перерыва электроснабжения, руб.

Так, при рассмотрении вариантов на уровне межсистемных связей и основных сетей ОЭС рекомендуется принимать следующие значения удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии, руб/(кВт·ч) [49.7]:

планового (при лимитировании потребления мощности или периодическом снижении частоты в часы максимума нагрузки энергосистемы)  $y_{пл} = 0,1$ ;

с предупреждением (при относительно кратковременном ограничении потребляемой мощности, например во время ремонтного режима)  $y_{пр} = 0,3$ ;

из-за снижения частоты в кратковременном послеаварийном режиме  $y_{\Delta f} = 0,3$ ;

внезапного (при автоматическом отключении потребителей из-за снижения частоты устройствами автоматической разрузки)  $y_{\Delta чр} = 0,5(1 + 10 \Delta P_*)$ ;

внезапного (при автоматическом отключении потребителей для предотвращения нарушения устойчивости устройствами специального автоматического отключения нагрузки)  $y_{саон} = 1(1 + 10 \Delta P_*)$ , где  $\Delta P_* = \Delta P / P_{ном}$ ;  $\Delta P$  – снижение мощности потребителей;  $P_{ном}$  – номинальная мощность нагрузки системы, в которой возникает дефицит.

Если рассматриваются технические решения на уровне распределительных сетей, необходимо пользоваться характеристиками удельного ущерба конкретных потребителей (см. табл. 39.37 и рис. 39.38).

5. Выбирается оптимальный вариант по минимальным приведенным затратам. Если разница затрат по вариантам составляет не более 5%, то, учитывая степень погрешности в исходной информации, варианты счи-

тают равноэкономичными и выбор осуществляют исходя из анализа натуральных показателей (дефицитности материалов, серийности применяемого оборудования, перспективности схемы, удобства обслуживания и т. д.).

6. Для выбранного варианта рассчитываются технико-экономические показатели, основным из которых является себестоимость передачи электроэнергии. При этом к капитальным вложениям и ежегодным издержкам добавляются стоимость и затраты по тем элементам сети, которые были одинаковы для сравниваемых вариантов и исключены из расчета. При определении себестоимости затраты на возмещение потерь необходимо оценивать не по замыкающим затратам на электроэнергию, а по средней отпускной стоимости ее в энергосистеме (по среднему тарифу)

$$I_{\text{пот}} = (\sum \Delta \mathcal{E}_i + \sum \Delta \mathcal{E}'_i) C_{\Sigma},$$

где  $\sum \Delta \mathcal{E}_i$  и  $\sum \Delta \mathcal{E}'_i$  — суммарные по всем элементам сети потери, зависящие и не зависящие от нагрузки, кВт·ч;  $C_{\Sigma}$  — средняя стоимость потерянного 1 кВт·ч электроэнергии, руб.

Себестоимость передачи электроэнергии, руб./кВт·ч,

$$S_{\Sigma,с} = (I_{\text{ам,э}} + I_{\text{пот}})/(P_{\text{max}} T_{\text{max}}),$$

где  $P_{\text{max}}$ ,  $T_{\text{max}}$  — максимальная передаваемая нагрузка, кВт, и число часов ее использования, ч.

#### Пример расчета по выбору оптимального варианта развития схемы электроснабжения района

Существующая электрическая сеть состоит из опорной подстанции Б 500/220/110 кВ, на которой установлены в ОРУ 220 кВ, два автотрансформатора мощностью 125 МВ·А каждый. От указанной подстанции по ВЛ 110 кВ (с промежуточными подстанциями 1, 2, 3) питается подстанция А, на которой установлены два автотрансформатора 110/35/10 кВ по 25 МВ·А. Рассматриваемый район

расположен в европейской части СССР (II — район по гололеду). Рост нагрузок подстанции А и прилегающего района требует усиления электрической сети.

Рассматриваются два варианта развития сети. В соответствии с темпами роста электрических нагрузок сооружение объектов должно осуществляться в два этапа с интервалом в 5 лет. Рост нагрузок показан в табл. 49.36.

**Вариант I.** Усиление электроснабжения подстанции А осуществляется на напряжении 110 кВ. На первом этапе сооружается одноцепная ВЛ 110 кВ от подстанции Б к подстанции А с заходом через выключатель на подстанцию 4. На подстанции А устанавливаются два новых трансформатора мощностью 63 МВ·А каждый взамен демонтируемых двух трансформаторов мощностью по 25 МВ·А. На втором этапе сооружается вторая ВЛ 110 кВ от подстанции Б к подстанции А. На подстанции Б устанавливаются два новых автотрансформатора по 200 МВ·А взамен демонтируемых двух автотрансформаторов по 125 МВ·А.

**Вариант II.** Усиление электроснабжения подстанции А осуществляется на напряжении 220 кВ. На первом этапе сооружается одноцепная ВЛ 220 кВ подстанция Б — подстанция А с выключателем на подстанции Б. На подстанции А сооружается ОРУ 220 кВ с установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВ·А, присоединяемого к ВЛ через отделитель. В цепи автотрансформатора устанавливается линейный регулировочный трансформатор с КРУ 10 кВ. Сооружается одноцепная ВЛ 110 кВ подстанция А — подстанция 4. На втором этапе сооружается вторая ВЛ 220 кВ подстанция Б — подстанция А с выключателем на подстанции Б. На подстанции А устанавливается второй автотрансформатор 125 МВ·А и отделитель в ОРУ 220 кВ. Устанавливается второй линейный регулировочный трансформатор и два КРУ 10 кВ. Соору-

Таблица 49.36. Электрические нагрузки, МВт

Наименование подстанции	Годы расчетного периода									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Подстанция А	25	30	95	40	45	50	65	70	75	80
Промежуточные подстанции 1, 2, 3	29	30	32	36	40	44	48	51	54	60
Подстанция 4	—	2	3	10	15	20	40	40	40	45
Прилегающие к подстанции А районы	76	77	79	84	90	96	97	99	101	105
Итого	130	140	150	170	190	210	250	260	270	290

Таблица 49.37

## Капитальные вложения по вариантам развития схемы энергоснабжения района

Статья капитальных вложений	Вариант I						Вариант II					
	1-й этап			2-й этап			1-й этап			2-й этап		
	Количество, км (шт.)	Стоимость, тыс. руб.		Количество, км (шт.)	Стоимость, тыс. руб.		Количество, км (шт.)	Стоимость, тыс. руб.		Количество, км (шт.)	Стоимость, тыс. руб.	
		единичная	общая		единичная	общая		единичная	общая		единичная	общая
Сооружение ВЛ 110 кВ, сечение провода – 240 мм <sup>2</sup>	65	14	910	40	14	560	–	–	–	–	–	–
110 кВ, сечение провода 95 мм <sup>2</sup>	–	–	–	–	–	–	15	12	180	15	12	180
220 кВ, сечение провода 240 мм <sup>2</sup>	–	–	–	–	–	–	40	16,4	656	40	16,4	656
Итого по ВЛ	–	–	910	–	–	560	–	–	–	–	–	–
Реконструкция подстанции Б Автотрансформатор 220/110 кВ, 200 МВ·А:	–	–	–	2	332	664	–	–	–	–	–	–
общая стоимость	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
постоянные затраты	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Остаточная стоимость демонтируемого автотрансформатора 220/110 кВ, 125 МВ·А	–	–	–	2	–134	–267	–	–	–	–	–	–
Ячейка 220 кВ с выключателем	–	–	–	–	–	–	1	130	130	1	130	130
Итого по подстанции Б	–	–	–	–	–	622	–	–	130	–	–	130
Реконструкция подстанции А Трансформатор 110/35/10 кВ,	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
общая стоимость	2	154	308	–	–	–	–	–	–	–	–	–
постоянные затраты	–	–	96	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Остаточная стоимость демонтируемого трансформатора 110/35/10 кВ, 25 МВ·А	2	–48	–96	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Автотрансформатор 220/110 кВ, 125 МВ·А	–	–	–	–	–	–	1	253	253	1	253	253
общая стоимость	–	–	–	–	–	–	–	–	360	–	–	–
постоянные затраты	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
КРУ 10 кВ	–	–	–	–	–	–	1	2,3	2,3	2	2,3	4,6
ОРУ 220 кВ без выключателей	–	–	–	–	–	–	1	18,9	18,9	1	18,9	18,9
Линейные регулировочные трансформаторы ЛТДН-40000/10	–	–	–	–	–	–	1	60	60	1	60	60
Итого по подстанции А	–	–	308	–	–	–	–	–	694	–	–	336,5
Расширение подстанции 4 ОРУ 110 кВ с выключателем:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
общая стоимость	1	36	36	–	–	–	–	–	–	–	–	–
постоянные затраты	–	–	42	–	–	–	–	–	26	–	–	–
Итого по подстанции 4	–	–	78	–	–	–	–	–	26	–	–	–
Итого по подстанциям А, Б, 4	–	–	386	–	–	622	–	–	850	–	–	466,5
Всего по вариантам	–	–	1296	–	–	1182	–	–	1686	–	–	1302,5

жается вторая ВЛ 110 кВ подстанция А – подстанция 4.

Ниже приводится расчет приведенных затрат с учетом фактора времени по сравниваемым вариантам.

В табл. 49.37 приведены капитальные вложения в элементы схем сопоставляемых вариантов с учетом их распределения по этапам строительства. При этом затраты на реконструкцию подстанций рассчитывались



Таблица 49.38

## Расчет затрат на возмещение потерь

Показатель	Годы расчетного периода									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Потери, зависящие от нагрузки:										
$\Delta P'$ , МВт	2,1	2,6	3,6	5,0	6,2	6,5	6,8	7,8	9,2	
$\Delta \mathcal{E}'$ , млн. кВт·ч	6,3	7,8	10,8	15,0	18,6	19,5	20,4	23,4	27,6	
Затраты на возмещение потерь $Z'_{\text{пот}}$ , тыс. руб.	142	175,5	243	337,5	418,5	439	459	526,5	621	
Потери, не зависящие от нагрузки:										
$\Delta P''$ , МВт	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	
$\Delta \mathcal{E}''$ , млн. кВт·ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	3,5	3,5	3,5	3,5	
Затраты на возмещение потерь $Z''_{\text{пот}}$ , тыс. руб.	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	61	61	61	61	
Суммарные затраты $Z_{\text{пот}}$ , тыс. руб.	187,5	221	288,5	383	464	500	520	587,5	682	

Таблица 49.39

## Расчет приведенных затрат с учетом фактора времени

Показатель	Годы расчетного периода										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Капиталовложения в электрические сети $K_I$	1296	—	—	—	—	1182	—	—	—	—	2478
В том числе:											
в линии	910	—	—	—	—	560	—	—	—	—	1470
в подстанции	386	—	—	—	—	622	—	—	—	—	1008
Суммарные ежегодные издержки $I_I$	—	249	283	351	446	527	636	656	723	818	
В том числе: по линиям	—	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	41,2	41,2	41,2	41,2	
по подстанциям	—	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	74,8	94,8	94,8	94,8	
на возмещение потерь	—	187,5	221	288,5	383	464	500	520	587,5	682	
Приросты ежегодных издержек $\Delta I_I$	—	249	34	68	95	81	109	20	67	95	
Коэффициенты приведения $(1 + E_{\text{нп}})^{\tau \text{ пр}^{-1}}$	1,08	1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	
Приведенные капиталовложения	1400	—	—	—	—	874,7	—	—	—	—	2275
Приведенные приросты ежегодных издержек	—	249	31,6	54,5	75	60	74,1	12,6	38,9	51,3	647

как сумма стоимости нового оборудования и доли прочих затрат (постоянных) [49.6]. Учет остаточной стоимости демонтируемого оборудования (предполагается его дальнейшее использование в другом месте) производился по формуле

$$K_{\text{ост}} = K_{\text{п}}(1 - \alpha_{\text{рен}}t/100),$$

где  $K_{\text{п}}$  — первоначальная стоимость оборудования;  $\alpha_{\text{рен}}$  — норма отчислений на реновацию;  $t$  = 10 лет — срок эксплуатации демонтируемого оборудования.

Ежегодные издержки определялись согласно рассмотренному выше алгоритму при следующих принятых значениях:  $T_{\text{max}} = 5000$  ч,  $\tau = 3000$  ч,  $T_{\text{Г}} = 8760$  ч,  $Z_3 = 2,25$  коп/(кВт·ч),  $Z_3'' = 1,75$  коп/(кВт·ч) (см. § 34.6). Пример

расчета по первому варианту приведен в табл. 49.38.

Капитальные вложения и ежегодные издержки приведены к первому году нормальной эксплуатации (второму году расчетного периода). По данным расчета приведенные затраты по вариантам составляют:

$$I - Z_I = 0,12 \cdot 2275 + 647 = 920 \text{ тыс. руб/год};$$

$$II - Z_{II} = 0,12 \cdot 2439 + 460 = 752 \text{ тыс. руб/год}.$$

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что второй вариант развития схемы электроснабжения района более целесообразен.

Результаты расчета представлены в табл. 49.39. В расчете принята средняя стоимость потерянного кВт·ч  $U_3 = 1,8$  коп.

## ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

### А

- Аварии системные 454
- Аварийная сигнализация 717
- Аварийное отключение трансформаторов 268
- Аварийный резерв мощности 33, 35
- Автоматизация включения синхронных машин по способу самосинхронизации 418
- энергосистем 411, 497
- Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) 453, 467
- Автоматические регуляторы частоты вращения турбин 444
- устройства нормального режима 454
- Автоматическое включение резервного питания 453, 474—480
- повторное включение (АПВ) 453
- — без проверки синхронизма 487
- — — несинхронное 487
- — — с самосинхронизацией генераторов 492
- регулирование возбуждения (АРВ) синхронных машин 419
- — напряжения и реактивной мощности (АРН и РМ) 419
- Аккумулирующие установки (АКУ) 13
- Активная мощность нагрузки 308
- Анжерный пролет ВЛ 393
- Асинхронное самовозбуждение 101
- Асинхронный ход генератора 99
- Атомная теплоэлектроцентраль (АТЭЦ) 13
- Атомные электростанции (АЭС) 9, 12, 14, 117—120, 135

### Б

- Базисные электростанции 40
- Баланс электроэнергии энергосистем 16, 47
- Балансы мощности и энергии энергосистем 14, 16, 443, 457
- Блокировка разъединителей 679—681
- Блочные схемы электростанций 106, 108, 113, 115, 117, 120, 124
- Быстродействующие АПВ 487

### В

- Ветровой пролет воздушной линии 393
- Вибрация проводов и тросов 399
- Виды повреждений трансформаторов и автотрансформаторов 591
- Влияние энергосистем на окружающую среду 10
- Внезапные отключения источников больших генерируемых мощностей 456
- Внутренние перенапряжения 264—275
- Воздушные выключатели автоматические 804
- Воздушных линий стоимость 831
- Волновое сопротивление 345, 350
- Выбор номинального напряжения электрической сети 289
- сечения проводников 339
- схем собственных нужд электростанций 106
- числа проводов в фазе 341
- Высоковольтные тиристорные вентили 358

### Г

- Газоизолированные линии электропередачи 405
- Гашение поля синхронных машин 424
- Гидроаккумулирующие электростанции 12, 26, 120, 123, 124, 857, 858
- Гидроэлектростанции (ГЭС) 9, 12, 26, 120, 857, 858
- Главные схемы электростанций 104
- Глубокие вводы 741
- Годовые графики нагрузки 20, 46, 280
- Графики нагрузки линий и трансформаторов 279
- плановой нагрузки 444
- электрических нагрузок ЭС 20—24
- Грозовые перекрытия изоляции воздушных линий 259
- перенапряжения 253
- Грозозащитные тросы 371
- Групповое управление возбуждением 440
- Гурвица способ определения устойчивости 90

## Д

- Двойная радиальная схема сети 173
- Двойное заземление на землю 80
- Деревянные опоры 374, 399
- Дизельные ТЭС 12
- Диодные бесщеточные системы возбуждения для турбогенераторов и синхронных компенсаторов 422
- Диспетчерско-технологическое управление 506–514
- Дистанционное управление воздушными выключателями 667
  - – выключателями с электромагнитным приводом 663
  - – коммутационными аппаратами 709
  - – отделителями и короткозамыкателями 676
  - – разъединителями 672
- Длины пролетов воздушной линии 393
- Допустимое напряжение линий электропередачи длительное 347

## Е

- Единая энергетическая система (ЕЭС) 6, 8, 443
- Ежегодные издержки производства 36, 39

## Ж

- Железобетонные опоры 374, 399

## З

- Зависимость характеристик линий электропередачи от расстояния между проводами фазы 341
- Загрузка элементов сети 281
- Заземление нейтрали, режимы 16, 268, 733
  - молниеотводов 257
  - опор линий электропередачи 257
- Заземлители 256
- Закрытые распределительные устройства 172, 178, 187
- Замкнутые сети 310
- Замыкающие затраты 40
  - – на электроэнергию 40
- Запуск устройств АПВ 482
- Зарядная мощность 303, 304, 342
- Затраты на эксплуатацию энергосистем 38
  - приведенные 36, 37, 40, 49
- Защита в энергосистемах 532
  - от внутренних перенапряжений 274
  - – перегрузки и токов КЗ 809
  - – ударов молний 255–258
- Защитные аппараты от токов КЗ 803
- Звуковой контроль цепей управления 664
- Зейделя итерация 315
- Зоны защиты молниеотводов 255

## И

- Избирательные измерения 697
  - схемы управления 677

- Издержки ежегодные 36
- Изоляция воздушных линий 373
- Импульсные коэффициенты для расчета заземлителей 257
- Информационная модель энергосистемы 855
- Информационное обеспечение САПР энергосистем 854
- Информационно-измерительные системы для учета и контроля расхода энергоносителей 823
- Искатели локационные 524
- Источники оперативного переменного тока 707
- Итерационные способы решения уравнений 315

## К

- Кабельные линии криогенные 406
  - – с изоляцией сжатым газом 401
- Кабельных линий стоимости 832
- Капитальные вложения 36–38
- Качество электрической энергии 17–20, 813
- Классификация переходных процессов энергосистем 52
- Колебания напряжения 816
- Коммутационные (комбинированные) разрядники 275
  - перенапряжения 268
- Компаундирование 426–433
- Компенсация реактивной мощности 296, 819
- Комплексные схемы замещения при КЗ 71
- Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) 252
- Комплектные распределительные устройства (КРУ) для внутренней установки 172, 241
  - – – – наружной установки (КРУН) 172
  - – – с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 245
- Конденсаторные батареи, стоимость 840
- Конденсационные электростанции (КЭС) 12, 106
- Конструкции воздушных линий 361
- Контроль за расходом агрегатов электростанций и подстанций 697
- Контурные уравнения для расчета сетей 315
- Координация уровней токов КЗ 157
- Коротких замыканий виды 52
- Корректор напряжения электромагнитный 426–433
- Коэффициент включения 779
  - годового роста нагрузки 21
  - загрузки 779
  - использования по активной мощности 778, 779
  - максимума 779
  - мощности нагрузок 296, 768
  - несимметрии напряжений 812
  - несинусоидальности 811
  - – напряжения 749
  - неуровновешенности напряжений 812

**Коэффициент**

- приведения разновременности затрат нормативный 37
  - разновременности максимумов нагрузки 779
  - распространения волны 345
  - реактивной мощности 299, 768
  - роста нагрузок 767
  - сезонности 767, 768
  - спроса 779
  - суточной неравномерности электропотребления 21
  - экономии аварийного резерва мощности 33
- Кратность АПВ 481
- коммутационных перенапряжений 269
- Криогенная кабельная линия 406
- Критерии статической устойчивости 92
- Критические пролеты проводов 388, 389

**Л**

- Лебедева–Жданова уравнения 55
- Линейные модели энергосистем 48
- регулировочные трансформаторы 319, 320

**М**

- Магистральные схемы питания 789
- Магнитные пускатели 807
- Маркировка в монтажных схемах зажимов 720
- – – – приборов и аппаратов 720
  - – – – цепей 720
- Математическое описание элементов энергосистем 55
- Материал проводов воздушных линий 371
- Мероприятия по снижению потерь 284
- Метод анализа функциональной надежности системы 321
- последовательных интервалов 84
  - разрезания контуров 316
  - типичных кривых 63
  - упорядоченных диаграмм 780
- Методика комплексной оптимизации режима 44
- Методы ограничения токов короткого замыкания 154
- Микропроцессорные регуляторы 438
- Модели оптимизационные 49, 50
- топливно-энергетического комплекса 46
- Молниеотводы 256
- Монтажные схемы 719

**Н**

- Нагрузочный резерв мощности 34
- Надежность систем электроснабжения 320
- Напряжения ответвлений трансформаторов 319
- Натуральная мощность 345
- Нейтраль изолированная 273
- Нерасщепленные провода 302
- Несимметричные короткие замыкания 65–78
- неполнофазные режимы 102

- Несимметрия междуфазных напряжений 19, 747, 811, 817
- Несинусоидальность напряжения 18, 748, 811
- Несинусоидальные режимы 103
- Несинхронное АПВ 487
- Норма амортизационных отчислений и затрат на эксплуатацию энергосистем 38, 39
- Нормативный коэффициент приведения разновременных затрат 37
- Ньютона–Рафсона метод 316

**О**

- Обрыв провода 390
- Общие сведения по энергосистемам СССР 7
- Объединенная энергосистема (ОЭС) 6, 443
- Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) 6
- Ограничения по пропускной способности линий электропередачи 350
- Однофазное КЗ с обрывом фазы 81
- Оперативный резерв мощности 34
- ток 681
- Опоры воздушных линий анкерного типа 400
- – – из алюминия 399
- Определение мест повреждения в сетях 524
- – – кабельных линий 530, 531
  - номинального напряжения линий электропередачи 338
- Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей 44
- Оптимизация развития электростанций 49
- режимов энергосистем 41
  - системы электроснабжения 813
  - структуры генерирующих мощностей 45
  - – мощностей электростанции ЕЭС 48
  - уровней КЗ 156
- Особые режимы 52, 350
- Отклонения напряжения 18, 811, 813, 814
- – от номинального допустимые 744
  - частоты 18, 812
- Открытые распределительные устройства (ОРУ) 248

**П**

- Параметры городских сетей 741
- линий электропередачи 338, 344
  - потока отказов элементов электрических цепей 321, 322
  - срабатывания защиты 583
  - элементов схемы замещения 56, 57
- Парка–Горева уравнения 53, 55
- Парогазовые энергоустановки 12
- Передача постоянного тока 353
- Передачи постоянного тока биполярные 353
- – – униполярные 353
- Перенапряжения 253
- Пересечения воздушными линиями технических сооружений и преград 396

- Переходные процессы 51  
 – – в энергосистемах 51  
 Петлевые сети 734, 773  
 Пиковые нагрузки 782  
 – электростанции 40  
 Питание вторичных цепей от шин аккумуляторных батарей 705–707  
 Питающие электрические сети 740  
 Плотность графика электропотребления 20  
 – тока в проводах линий электропередачи 282  
 Подстанции 125, 749  
 – передачи постоянного тока 353  
 Подстанций:  
 – защита от перенапряжений 261  
 – стоимости 838  
 – схемы присоединений 289  
 Показатели качества электроэнергии 811  
 – надежности систем электроснабжения 321  
 – потерь электроэнергии 284  
 – преднамеренных отключений 321  
 – электрических нагрузок в промышленности 781  
 Полная удельная проводимость линий 344  
 Поперечная компенсация линий электропередачи 351  
 Последовательные регулировочные трансформаторы 319, 320  
 Последовательных интервалов метод 84  
 Потери мощности в линиях 818  
 – на корону 347, 348  
 – электроэнергии 39, 284, 818  
 Потребители собственных нужд 148  
 – электроэнергии 7, 723  
 Предупреждающая сигнализация 683  
 Преобразователи передач постоянного тока 354–358  
 Приведенный пролет воздушной линии 393  
 Применение ЭВМ при расчете токов КЗ 74  
 Принципы построения схем электрической сети 287  
 Провал графика нагрузки 35  
 Программное обеспечение САПР 856, 859  
 Программы оптимизации режимов по активной и реактивной мощности 13  
 – расчета динамической устойчивости на ЭВМ 85  
 Продолжительность использования наибольшей нагрузки 21  
 Проект развития электрической сети 286  
 Пролеты воздушных линий промежуточные 393  
 Пропускная способность электропередачи 290, 338  
 Противоаварийная автоматика 453, 454  
 Прямой метод расчета сети 314  
 Пусковой орган напряжения 477  
 Пусковые устройства 462
- Р**
- Радиальные схемы питания 787  
 Размах колебаний напряжения 18, 746, 811  
 – – частоты 18, 812  
 Разомкнутые сети 309  
 Разрядники 275  
 Разъединителей блокировка 679  
 Разъединители подвесные 194  
 Районная энергосистема (РЭС) 6, 850  
 Располагаемая мощность электростанций 15  
 Распределение нагрузок 451  
 Распределительные пункты 749, 755  
 – сети 734–740  
 – устройства 172  
 – – закрытые 173  
 Распределительных устройств стоимости 838  
 Расстановка опор 394  
 Расфорсировка возбуждения 425  
 Расчет ожидаемого числа грозовых отключений воздушных линий 260  
 – токов и напряжений при несимметричных КЗ 69  
 Расчетное напряжение в материале шин 162  
 Расчетные нагрузки 758  
 – схемы сетей 302  
 – условия КЗ 159  
 Расчетный резерв мощности 34  
 Расчеты режимов сетей замкнутых 310  
 – – – разомкнутых 309  
 Расщепленные провода 303, 341  
 Реактивная мощность нагрузки 296, 308, 350  
 Реакторов токоограничивающих стоимости 843  
 Регулирование активной мощности в энергосистемах 450  
 – графиков электрических нагрузок 822  
 – под нагрузкой 419  
 – частоты в энергосистемах 446, 447, 450  
 Регуляторы сильного действия 435, 436  
 Режим работы электроустановки:  
 – нормальный 159  
 – послеаварийный 160  
 – ремонтный 159  
 Режимы работы энергосистем 24–30  
 – – – особые 51, 350  
 Резерв на модернизацию 32  
 – располагаемой мощности электростанций 30  
 Резервирование питания оперативных цепей 708  
 Резервные электростанции 776  
 Резонансные перенапряжения в линиях при несимметричных КЗ 265  
 – – при неполнофазных режимах 267  
 Релейная защита 533  
 Релейные схемы дистанционного управления 663  
 – устройства форсировки и расфорсировки возбуждения 425  
 Ремонтный резерв мощности 31  
 Ресинхронизация 99

РПН см. Регулирование под нагрузкой  
Рунге—Кутта метод 84

## С

Самовозбуждение синхронных машин 100  
Самовозврат устройств АПВ 483  
Самораскачивание синхронных машин 101  
Самосинхронизация 97  
Сверхпроводниковые материалы 406  
СД см. Синхронные двигатели  
Секционирование воздушных линий 776  
Сети с большим током замыкания на землю 16  
— — с малым током замыкания на землю 16  
Сигнализация действия защиты и автоматики 695  
— командная 696  
Сильное регулирование возбуждения 90  
Симметричные составляющие токов и напряжений 70  
Синхронизация 97  
Синхронное самовозбуждение 100  
Синхронные двигатели 418  
— компенсаторы 351, 418  
Системы противоаварийной автоматики 459  
Снижение избыточной реактивной мощности 347  
— уровня высших гармоник в электрических сетях 817  
Собственные нужды 129—148  
— — атомных электростанций 135  
— — гидроэлектростанций 137  
— — конденсационных электростанций 130  
— — подстанций 146  
— — тепловых электростанций 133  
Сооружения воздушных линий стоимость 837  
— подстанций стоимость 845  
Соотношения между симметричными составляющими токов и напряжений 72  
Сопrotивление линий токам нулевой последовательности 68  
Способ площадей 83  
Способы решения узлового уравнения 315  
Среднегодовое время преднамеренных простоев на одну цепь воздушных линий 323  
Среднее время восстановления элементов электрических сетей 321, 323  
Средства молниезащиты воздушных линий 259  
— поперечной компенсации линий электропередачи 351  
Стальные опоры 374  
Статическая устойчивость 91  
Стоимостные показатели электрических сетей 831  
Стоимость потерь реактивной мощности 40  
— реконструкции 39  
— синхронных и статических компенсаторов 839, 842  
Стрела подвеса 398  
Структура электрических сетей 276

Суточные графики нагрузки 20, 24, 26, 280, 447  
Схем замещения преобразование 58, 312  
Схема развития энергосистем 105  
Схемы замещения 55, 56, 267  
— — и параметры трансформаторов для токов нулевой последовательности 66  
— — линий 302  
— — трансформаторов и автотрансформаторов 304  
— — электропередач переменного тока 344—346  
— распределительных устройств 108  
— синхронизации 701  
— собственных нужд 104  
— управления выключателями 663, 712  
— — короткозамыкателями 710

## Т

Тепловые электростанции 9, 12, 112  
— — газотурбинные 12  
— — паротурбинные 12  
Термическая стойкость электрических аппаратов 166  
Технико-экономические показатели в электроэнергетике 831  
— расчеты 37  
— характеристики электрооборудования 151  
Тиристорная система возбуждения 422  
Токовая защита нулевой последовательности 543  
— отсечка от междуфазных коротких замыканий 543  
Токовые защиты 539, 547  
Токоограничивающие устройства 155  
Точная автоматическая синхронизация 97, 412, 414  
Трансформаторная подстанция (ТП) 250  
Трансформаторов и автотрансформаторов стоимость 839

## У

Ударный коэффициент перенапряжений 268  
Удельная стоимость потерь энергии в энергосистемах 340  
Удельные нагрузки на провода и тросы 385  
— показатели стоимости потерь мощности и электроэнергии 40  
— технико-экономические показатели электрических машин и электрооборудования 153  
Удельный прирост затрат в энергосистемах 42  
— резерв мощности 32, 33  
Узловые уравнения для расчета сетей 314  
Указатели поврежденного участка 529  
УПК см. Установки продольной емкостной компенсации

Управление атомной электростанцией 661  
 – масляными выключателями 667  
 – на гидроэлектростанциях 661  
 – – подстанциях 662  
 – тепловой электростанцией 660  
 Уровни напряжения 283  
 – токов короткого замыкания 149  
 Установившиеся режимы линий 346  
 Установки продольной емкостной компенсации 351  
 Устройства, восстанавливающие питание потребителей и нормальных схем энергосистем 455  
 – предназначенные для ограничения опасных понижений или повышений частоты и напряжений 455  
 Ущерб от несоответствия качества электроэнергии нормам 812  
 – – перерывов электроснабжения народнохозяйственный 336  
 – сельскохозяйственных потребителей от перерывов в электроснабжении 775  
 – удельный 334

## Ф

Фиксирующие измерительные приборы 526  
 Форсировки устройства 425

## Х

Характеристика мощности линии электропередачи 457  
 Холостой ход электропередачи 96

## Ц

ЦДУ см. Центральное диспетчерское управление  
 Целевая функция 30  
 Центральное диспетчерское управление 6  
 Цикл АПВ 481  
 Цифровые регуляторы возбуждения сильного действия 436

## Ч

Частота изменений напряжения 811  
 Частотная характеристика нагрузки 468  
 Частотное АПВ 472, 473  
 Число цепей линии электропередачи 339

## Ш

Шиннопроводы магистральные 799–801  
 – осветительные 801  
 – распределительные 800, 801  
 – троллейные 801  
 Штермера метод 84  
 Шунтирующие реакторы 274

## Э

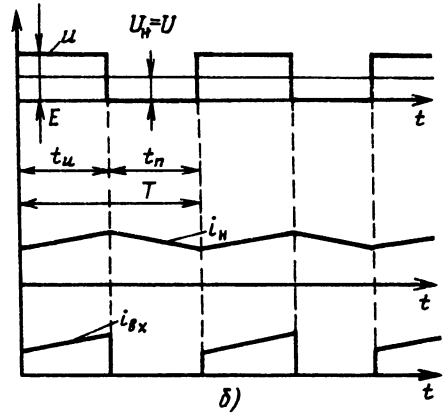
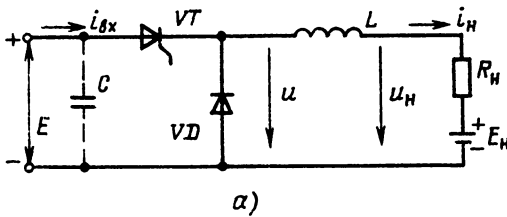
Экономическая эффективность капитальных вложений 36  
 Электрическая система 8  
 Электрические нагрузки 778  
 Электробаланс предприятия 823  
 Электродинамическая стойкость шинных конструкций 162  
 – – электрических аппаратов 162  
 Электромагнитные переходные процессы 52  
 Электромеханические переходные процессы 52  
 Электропередачи высокого напряжения 357  
 Электроснабжение внешнее 783  
 – внутреннее 783  
 – городов и населенных пунктов 722  
 – промышленных предприятий и транспорта 777  
 – сельского хозяйства 757  
 Электроэнергетическая система 41  
 Энергоблоки 14, 28  
 Энергосистемы 6  
 Эффективность защиты подстанций от прямых ударов молний 258

Опечатки, допущенные в части тиража т. 2

Страница	Колонка	Строка	Напечатано	Должно быть															
3	Правая	18 снизу	Ю. С. Коротков	Ю. С. Коробков															
93	Правая	15 снизу	атмосферостатические	атмосферостойкие															
117	Правая (табл. 20 7 1 колонка)	6 снизу	$\bar{x} \vee z$	$\bar{x}y\bar{z}$															
118	Левая	4 сверху	$\overline{\bar{x} \vee y} = \bar{x}y$	$\overline{\bar{x} \vee y} = \bar{x}y$															
128	Правая	12 снизу	Для того чтобы работы	Для того чтобы работа															
165	7 (табл 21.30)	2 снизу	$\times \frac{\pi}{4\beta_p} \frac{w_p}{D} \times$	$\times \frac{\pi}{4\beta_p} = \frac{w_p}{D} \times$															
207	Правая	14 снизу	$= \frac{a_{12} + a_1 - a_2}{\pi l}$	$\frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi l}$															
246	Правая	1 сверху	1. Общая характеристика якорных обмоток	Заголовок должен быть напечатан после заглавия параграфа 23 22															
368	Заголовок к табл. 25 25		Технико-экономические данные конденсаторов микродвигателей	Технико-экономические данные конденсаторных микродвигателей															
373	Таблица 25.32 2 колонка	2 снизу 3 снизу	0,63 – 12,5 1,25 – 12,5	1,25 – 12,5 0,63 – 12,5															
394	Таблица 25.48 (заголовок)	2 сверху	при частоте вращения	при частоте															
400	Рисунок 25.33, в	–	Кривые обозначены одинаково	Верхнее обозначение должно быть Ф'															
425	Правая	2 снизу	ток, направленный	поток, направленный															
429	Правая (подпись к рис 26 33)	3 снизу	2 – при $R_H = \infty$	2 – при $R_H \neq \infty$															
432	Примечание к табл. 26.16	–	п. 3 примечания	п. 3 примечания не нужен															
440	Таблица 26.20 2 колонка	–	<table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">229</td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">2</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">254</td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">255</td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"></td></tr> </table>	229	2	254		255		<table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">229</td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"></td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">2</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">254</td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"></td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">255</td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"></td><td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"></td></tr> </table>	229		2	254			255		
229	2																		
254																			
255																			
229		2																	
254																			
255																			
441	Правая (содержание раздела 27)	3 сверху	Выключатлеи	Выключатели															
443	Правая	17, 18 сверху	для выключателей с шунтирующими резисторами (следует	(для выключателей с шунтирующими резисторами следует															
509	Левая	8 снизу	$\frac{x_{2T} + X}{r_{2T} + R_2}$	$\frac{x_{2T} + X_2}{r_{2T} + R_2}$															
547	Левая	16 сверху	для контактов	для контакторов															



Страница	Колонка	Строка	Напечатано	Должно быть
547	Левая	7 снизу	$l/(\text{Гн}\cdot\text{м})$	$l/(\text{Гн м})$
518	Левая	3 снизу	отмечает точку $a$	отмечают точку $a$
650	Рисунки 32.48, $a$ и $b$ должны быть напечатаны так, как показано			



Справочное издание

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК, т. 3, кн. 1  
ПРОИЗВОДСТВО И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ

Редакторы *И. В. Боцманова, Т. Н. Платова, Н. Б. Фомичева*  
Художественные редакторы *В. А. Гозак-Хозак, Г. И. Панфилова*  
Технический редактор *В. В. Хапаева*  
Корректор *Г. А. Полонская*

ИБ № 1076

Сдано в набор 18.03.87. Подписано в печать 09.03.88. Т-08083. Формат  
70 × 100<sup>1/16</sup>. Бумага офсетная кн.-журн. Гарнитура таймс. Печать офсетная.  
Усл. печ. л. 71,5. Усл. кр.-отт. 143,0. Уч.-изд. л. 86,3 Тираж  
90 000 экз. Заказ 952. Цена 4 р. 80 к

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.

