
СПРАВОЧНИК

№ 1

проектированию
электро-
снабжения



ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Под общей редакцией
Ю. Н. ТИЩЕНКО, Н. С. МОВСЕЦОВА, Ю. Г. БАРЫБИНА

BOOKS.PROEKTANT.ORG

**БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ
КОПИЙ КНИГ**

**для проектировщиков
и технических специалистов**

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1990

СПРАВОЧНИК
ПО
проектированию
электро-
снабжения

Под редакцией

Ю. Г. БАРЫБИНА, Л. Е. ФЕДОРОВА, М. Г. ЗИМЕНКОВА,
А. Г. СМЕРНОВА

ББК 31.279

С74

УДК 658.26.001.63(035.5)

Рецензент: В. Г. Шестериков

Составители: И. С. Бабахания, А. А. Бейдер, А. В. Геллер, Б. Я. Душакский, С. И. Егоров, Б. Д. Жохов, В. С. Иванов, В. И. Коргодский, Ф. Э. Кримкер, В. Б. Кунджи, Э. М. Либерзон, В. В. Мещик, Г. Р. Миллер, М. П. Рябов, А. М. Семчинов, А. В. Тимофеев, С. А. Халезов, Н. П. Шелепин, С. У. Эрдниева, Ю. А. Юровицкий, М. И. Яловецкий

Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 576 с. — (Электроустановки промышленных предприятий/Под общ. ред. Ю. Н. Тищенко и др.)

ISBN 5-283-01032-5

Содержатся материалы и справочные данные для комплексного проектирования систем электроснабжения электроустановок промышленных предприятий. Отражены прогрессивные технические решения для этих систем, основанные на применении подстанций с элегазовым оборудованием, маломасляными выключателями, статическими и фильгрокомпенсирующими устройствами. Рассмотрены бесконтактная защита и сетевая автоматика.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией электроустановок промышленных предприятий.

С 2202090000-260
051(01)-90 172-89

ББК 31.279

Справочное издание

СПРАВОЧНИК ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Электроустановки промышленных предприятий

Редактор В. А. Суслов

Редактор издательства Л. В. Копейкина

Художественный редактор В. А. Гозак-Хозак

Технические редакторы Н. П. Собакина, В. В. Хапаева

Корректор Л. С. Тимохова

ИБ № 2321

Сдано в набор 31.01.89. Подписано в печать 15.02.90. Т-06738 Формат 70 × 100¹/₁₆. Бумага кн.-журн. им. Гарнигура Тайме Печать офсетная. Усл. печ. л. 46,8. Усл. кр.-отг. 93,6. Уч.-изд. л. 58,07. Тираж 47 000 экз. Заказ № 1949 Цена 3 р 50 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 при Госкомпечати СССР 197136, Ленинград. П-136, Чкаловский пр., 15.

ISBN 5-283-01032-5

© Авторы, 1990

ПРЕДИСЛОВИЕ

Ускорение научно-технического прогресса диктует необходимость совершенствования промышленной электроэнергетики, создания экономичных, надежных систем электроснабжения промышленных предприятий, освещения, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами; внедрения микропроцессорной техники, элегазового и вакуумного электрооборудования, новых комплексов преобразовательных устройств.

Все это ставит большие задачи перед работниками научно-исследовательских, проектных, монтажных и наладочных организаций, работающих в области электрификации промышленности.

Серия справочников «Электроустановки промышленных предприятий» позволит использовать практические рекомендации и указания, подготовленные большим коллективом специалистов электротехнических научно-исследовательских и проектных институтов, монтажных трестов и наладочных управлений НПО Электромонтаж Министерства монтажных и специальных строительных работ СССР, обобщивших теоретические исследования, передовой опыт ведущих в области промышленной энергетики организаций, достижения отечественной и зарубежной науки и техники.

Новое издание серии «Электроустановки промышленных предприятий» включает: «Справочник по проектированию электроснабжения», «Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования», «Справочник по проектированию автоматизированного электропривода и систем управления», «Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий» в двух книгах и «Справочник по наладке электрооборудования промышленных предприятий».

В справочниках отражены требования к электрооборудованию, надежности электроснабжения и быстрдействию управления технологическими процессами, вызванные совершенствованием технологии промышленных производств.

Справочники являются фактически руководством по проектированию, монтажу и

наладке промышленных электроустановок, в котором представлены рациональные технические решения, новые типы электрооборудования и аппаратуры, более совершенные методы электрических расчетов, изменения и дополнения основных нормативных и руководящих документов (ПУЭ, СНиП, ГОСТ), стандартизованы многие терминологические определения и условные обозначения, отражены изменения в организации наладочных работ электромонтажного производства, в технологии и механизации монтажа, в применении наладочного оборудования.

«Справочник по проектированию электроснабжения» охватывает вопросы комплексного проектирования электроснабжения промышленных предприятий, понижательных и преобразовательных заводских и цеховых подстанций на базе серийно выпускаемого электрооборудования.

Большое внимание уделено вопросам создания необходимой надежности электроснабжения, обеспечения качества электроэнергии и электромагнитной совместимости устройств в сетях промышленных предприятий, быстрейшего и селективности релейной защиты и оперативной автоматики, автоматизации измерений и учета электроэнергии. Даны рекомендации по размещению и компоновке подстанций в соответствии с требованиями ПУЭ. Расчеты электрических нагрузок даны с учетом резких переменных нагрузок, компенсации реактивной мощности. Даны рекомендации по расчету токов короткого замыкания и выбору коммутирующей аппаратуры. Приведены технические данные нового электрооборудования, которые, не подменяя каталожную документацию заводов-изготовителей, могут быть полезны проектировщикам.

Издательство и составители справочника обращаются с просьбой к читателям присылать свои замечания и предложения по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, «Энергоатомиздат».

Авторы

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. СИСТЕМЫ ЕДИНИЦ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Таблица 1.1. Международная система единиц СИ

Международная система единиц СИ				Ранее применявшаяся практическая система единиц		
Величина	Единица измерения	Буквенные обозначения	Размерность	Единица измерения	Обозначение	Переходный множитель в систему СИ
Основные единицы						
Длина	метр	м	м	метр	м	1
Масса	килограмм	кг	кг	техническая единица массы	кгс·сек ² /м	9,80665
Время	секунда	с	с	секунда	сек	1
Сила электрического тока	ампер	А	А	ампер	А	1
Термодинамическая температура Кельвина	кельвин	К	К	градус	°С	1
Сила света	кандела	кд	кд	свеча	св	1
Дополнительные единицы						
Плоский угол	радиан	рад	рад	радиан	рад	1
Телесный угол	стерадиан	ср	ср	стерадиан	ср	1
Производные единицы						
Площадь	квадратный метр	м ²	м ²	квадратный метр	м ²	1
Объем (вместимость)	кубический метр	м ³	м ³	кубический метр	м ³	1
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м ³	кг/м ³	килограмм на кубический метр	кг/м ³	1
Частота	гери	Гц	Гц	гери	гц	1
Скорость	метр в секунду	м/с	м/с	метр в секунду	м/сек	1
Угловая скорость	радиан в секунду	рад/с	рад/с	радиан в секунду	рад/сек	1
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с ²	м/с ²	метр на секунду	м/сек ²	1
Угловое ускорение	радиан на секунду в квадрате	рад/с ²	рад/с ²	радиан на секунду в квадрате	рад/сек ²	1
Сила, сила тяжести (вес)	ньютон	Н	Н	килограмм-сила	кгс	$\frac{1}{9,80665}$
Давление, механическое напряжение, модуль упругости сдвига, объемного сжатия	паскаль	Па	Н/м ²	килограмм-сила на квадратный метр	кгс/м ²	$\frac{1}{9,80665}$

Продолжение табл. 1.1

Международная система единиц СИ				Ранее применявшаяся практическая система единиц		
Величина	Единица измерения	Буквенные обозначения	Размерность	Единица измерения	Обозначение	Переходной множитель в систему СИ
Работа, энергия, количество теплоты	джоуль	Дж	Н·м	килограмм-сила-метр	кгс·м	$\frac{1}{9,80665}$
Мощность	ватт	Вт	Дж/с	ватт	Вт	1
Количество электричества, заряд	кулон	Кл	А·с	кулон	к	1
Электрическое напряжение, разность потенциалов, электродвижущая сила	вольт	В	Вт/А	вольт	в	1
Напряженность электрического поля	вольт на метр	В·м	В/м	вольты на метр	в·м	1
Электрическое сопротивление	ом	Ом	В/А	ом	Ω	1
Электрическая проводимость	сименс	См	А/В	сименс	1/Ω	1
Электрическая емкость	фарада	Ф	Кл/В	фарада	ф	1
Поток магнитной индукции	вебер	Вб	В·с	вебер	вб	1
Магнитная индукция	тесла	Т	Вб/м ²	вебер на сантиметр в квадрате	вб/см ²	10 ⁴
Напряженность магнитного поля	ампер на метр	А/м	А/м	ампер на сантиметр	А/см	10 ²
Магнитодвижущая сила	ампер	А	А	ампер-виток	А	1
Индуктивность	генри	Гн	Вб/А	генри	гн	1
Световой поток	люмен	лм	кд·ср	люмен	лм	1
Яркость	кандела на квадратный метр	кд/м ²	лм/м ²	свеча на квадратный сантиметр	св/см ²	10 ⁴
Освещенность	люкс	лк	лм/м ²	люмен на квадратный сантиметр	лм/см ²	10 ⁴
Частота вращения	секунда в минус первой степени	1/с	1/с	оборот в минуту	об/мин	60
Момент инерция	килограмм-метр в квадрате	кг·м ²	кг·м ²	килограмм-метр в квадрате	кг·м ²	1
Момент силы	ньютон-метр	Н·м	Н·м	килограмм-сила-метр	кгс·м	$\frac{1}{9,80665}$

Таблица 1.2 Десятичные кратные и дольные величины

Приставка	Значение	Обозначения		Приставка	Значение	Обозначения	
		Русские	Латинские			Русские	Латинские
тера	10 ¹²	Т	T	деци	10 ⁻¹	д	d
гига	10 ⁹	Г	G	санти	10 ⁻²	с	c
мега	10 ⁶	М	M	милли	10 ⁻³	м	m
кило	10 ³	к	k	микро	10 ⁻⁶	мк	μ
гекто	10 ²	г	h	нано	10 ⁻⁹	н	n
дека	10	да	da	пико	10 ⁻¹²	п	p

Таблица 1.3. Условные графические обозначения в электрических схемах (ГОСТ 2.755-87, ГОСТ 2.756-76*)

Продолжение табл. 1.3

Устройства	Обозначение	Устройства	Обозначение
Обозначение контактов			
1. Контакт коммутирующего устройства. Общее обозначение.		4. Контакт для коммутации силовоточной цепи:	
закрывающий		закрывающий	
размыкающий		размыкающий	
переключающий		закрывающий дугогасительный	
переключающий без размыкания цепи		размыкающий дугогасительный	
переключающий со средним положением		5. Контакт разъединителя	
2. Контакт замыкающий с замедлителем*, действующим:		6. Контакт выключателя-разъединителя	
при срабатывании		7. Контакт с механической связью. Общее обозначение:	
при возврате		закрывающий	
при срабатывании и возврате		размыкающий	
3. Контакт размыкающий с замедлителем*, действующим:		8. Выключатель трехполюсный с автоматическим возвратом**	
при срабатывании		9. Выключатель путевой:	
при возврате		однополюсный	
при срабатывании и возврате		трехполюсный	
		10. Разъединитель трехполюсный	

Продолжение табл. 1.3

Продолжение табл. 1.3

Устройства	Обозначение	Устройства	Обозначение
11. Выключатель кнопочный нажимной:		19. Катушка с ускорением при срабатывании	
с замыкающим контактом		20. Катушка с ускорением при срабатывании и отпускании	
с размыкающим контактом		21. Катушка с замедлением при срабатывании	
Обозначение катушек		22. Катушка с замедлением при отпускании	
12. Катушка электромеханического устройства (реле пускателя, контактора и т. д.). Общее обозначение		23. Катушка с замедлением при срабатывании и отпускании	
13. Катушка электромеханического устройства с одной обмоткой			
14. Катушка электромеханического устройства с двумя обмотками			
15. Катушка электромеханического устройства с n обмотками			
16. Катушка электромеханического устройства трехфазного тока			
17. Катушка электромеханического устройства с одним и двумя дополнительными полями, в которых указывают уточняющие данные электромеханического устройства:			
~ — электромагнит переменного тока; I — обмотка тока;			
U — обмотка напряжения;			
I> — обмотка максимального тока; U< — обмотка минимального напряжения;			
p — обмотка поляризованного электромеханического устройства			
18. Катушка, имеющая механическую блокировку			

* Замедление происходит при движении в направлении от дуго к ее центру. Обозначение замедлителя допускается изображать с противоположной стороны обозначения подвижного контакта, например



** При необходимости указания величины, при изменении которой происходит возврат, используются следующие знаки.

- а) максимального тока $I >$;
- б) минимального тока $I <$;
- в) обратного тока $I \leftarrow$;
- г) максимального напряжения $U >$;
- д) минимального напряжения $U <$;
- е) максимальной температуры $T >$.

Знаки проставляются около обозначения выключателя, например:



Примечание. Условные обозначения коммутационных устройств допускается выполнять в зеркальном изображении.

Таблица 1.4. Буквенные условные обозначения в электрических схемах (ГОСТ 2.710-81)

Первая буква кода (обязательная)	Группа видов элементов	Примеры видов элементов	Двухбуквенный код
A	Устройство (общее обозначение)		
B	Преобразователи неэлектрических величин в электрические (кроме генераторов и источников питания) или наоборот; аналоговые или многозарядные преобразователи или датчики для указания или измерения	Сельсин-приемник Телефон (капсюль) Сельсин-датчик	BE BF BC
C	Конденсаторы		
D	Схемы интегральные, микросборки	Схема интегральная аналоговая Схема интегральная цифровая, логический элемент Устройство хранения информации	DA DD DS
E	Элементы разные	Лампа осветительная Нагревательный элемент	EL EK
F	Разрядники, предохранители, устройства защитные	Предохранитель плавкий Дискретный элемент защиты по току мгновенного действия	FU FA
G	Генераторы, источники питания	Батарея	GB
H	Устройства индикационные и сигнальные	Прибор звуковой сигнализации Прибор световой сигнализации	HA HL
K	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовое Реле указательное Реле электротепловое Контактор, магнитный пускатель Реле времени Реле напряжения	KA KH KK KM KT KV
L	Катушки индуктивности, дроссели	Дроссель люминесцентного освещения	LL
M	Двигатели		
P	Приборы, измерительное оборудование Примечание. Сочетание PE применять не допускается.	Амперметр Счетчик импульсов Частотомер Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии Омметр Регистрирующий прибор Часы, измеритель времени действия Вольтметр Ваттметр	PA PC PF PJ PK PP PS PT PV PW
Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях (энергоснабжение, питание оборудования и т. д.)	Выключатель автоматический Короткозамыкатель	QF QK
R	Резисторы	Разъединитель Потенциометр	QS RP

Продолжение табл. 1.4

Первая буква кода (обязательная)	Группа видов элементов	Примеры видов элементов	Двухбуквенный код
S	Устройства коммутационные в цепях управления сигнализации и измерительных Примечание. Обозначение SF применяют для аппаратов, не имеющих контактов силовых цепей	Выключатель кнопочный Выключатель автоматический Выключатели, срабатывающие от различных воздействий: от уровня от давления от положения (путевой) от частоты вращения от температуры	SB SF SL SP SQ SR SK
T	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформатор тока Трансформатор напряжения	TA TV
U	Устройства связи, преобразователи электрических величин в электрические	Модулятор Демодулятор Дискриминатор Преобразователь частотный, инвертор, генератор частоты, выпрямитель	UB UR UI UZ
V	Приборы электровакуумные и полупроводниковые	Транзистор Тиристор Диод стабилизрон Прибор электровакуумный	VT VS VD VL
W	Линии и элементы СВЧ Антенны	Ответвитель Короткозамыкатель Вентиль Трансформатор, фазовращатель Аттенюатор Антенна	WE WK WS WT WU WA
X	Соединения контактные	Токосъемник, контакт скользящий Штырь Гнездо Соединение разборное Соединитель высокочастотный	XA XP XS XT XW
Y	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнит Тормоз с электромагнитным приводом Муфта с электромагнитным приводом Электромагнитный патрон или плата	YA YB YC YH
Z	Устройства оконечные, фильтры Ограничители	Ограничитель Фильтр кварцевый	ZL ZQ

Соотношение некоторых единиц физических величин: маховой момент и момент инерции ($GD^2 = 4gJ$; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$)

$$1 \text{ кгс} \cdot \text{м}^2 = 4 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

электрическая энергия

$$1 \text{ Вт} \cdot \text{ч} = 3600 \text{ Дж};$$

плотность электрического тока

$$1 \text{ А/мм}^2 = 10 \text{ А/м}^2;$$

удельное электрическое сопротивление

$$1 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} = 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

1.2. ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МАТЕРИАЛОВ

Таблица 1.5. Проводниковые материалы

Материал	Плотность, кг/м ³	Температура плавления, °С	Удельное электрическое сопротивление, Ом·м	Температурный коэффициент, 1/К·10 ⁴	Темлопроводность, Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость, Дж/(гг·К)	Коэффициент линейного расширения, 1/К·10 ⁻⁶
Алюминий	2710	657	0,26 - 0,029	44	2,1	884	23
Бронза	8300 - 8900	885 - 1050	0,021 - 0,052	40	0,4 - 0,8	399	17
Вольфрам	18000 - 19300	3400	0,053 - 0,55	40	0,92 - 1,88	143	43
Медь	8710 - 8940	1083	0,0175 - 0,018	41	3,93 - 4,1	411	17
Молибден	9700 - 10300	2570 - 2620	0,048 - 0,054	49	1,46	260	4
Никель	8800 - 8900	1452	0,068 - 0,072	68	0,58 - 0,62	445	13
Олово	7300	232	0,124 - 0,116	44	0,64	227	23
Серебро	10500	960	0,015 - 0,016	36	4,20 - 4,22	231	19
Сталь	7870	1400 - 1530	0,103 - 0,14	60	0,45 - 0,48	505	10

Таблица 1.6. Проводниковые материалы высокого сопротивления

Материал	Плотность, кг/м ³	Температура плавления, °С	Удельное электрическое сопротивление, Ом·м	Температурный коэффициент, 1/К·10 ⁻³	Коэффициент линейного расширения, 1/К·10 ⁻⁶	Наибольшая допустимая рабочая температура, °С	Термо-ЭДС в паре с медью, мВ/К
Константан	8700 - 8900	1270	0,45 - 0,51	0,3 - 0,5	13	400 - 700	39 - 40
Манганин	8100 - 8400	960	0,42 - 0,50	3 - 6	19	250 - 300	0,9 - 1,0
Нейзильбер	8400	1000	0,30 - 0,45	25 - 36	22	200 - 250	14 - 16
Нихром	8100	1370	1,02 - 1,12	14	13,5	9000 - 1000	-
Фехраль	7100	1460	1,26	15 - 18	13,5	750 - 850	-
Хромаль	6950	1500	1,45	4,5	14,5	1000 - 1150	-

Таблица 1.7. Электронизоляционные материалы

Материал	Плотность, кг/м ³	Относительная диэлектрическая проницаемость при 20 °С	Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·м	Тангенс угла диэлектрических потерь при 50 Гц и 20 °С	Пробивное напряжение при 20 °С, кВ/см	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Влагопоглощаемость за 24 ч, %
Асбест	2300–2600	—	10 ³	—	2,4–4,6	0,11–0,13	2–4
Асбоцемент	1600–1800	6–8	10 ⁶ –10 ⁷	—	2–1,5 кВ/мм	0,5–1	15–20
Битумы	1000	2–4	10 ¹¹ –10 ¹³	0,03–0,05	15–20	—	—
Бумага	700–870	2,5–3,5	10 ¹⁰ –10 ¹²	0,0025– –0,0037	5–10	0,097– –0,102	7–8
Воздух	1,21	1,00068	10 ¹⁷ –10 ¹⁸	(2–4)10 ⁻⁷	21,9–22,7	0,025– –0,036	—
Гетинакс	1350–1450	6–8	10 ⁸ –10 ¹⁰	0,045–0,15	12–33	0,168– –0,170	0,25–0,6
Древесина	600–820	—	2·10 ⁶ –4·10 ⁹	—	2,2–5,6	0,109– –0,46	20–30
Лякоткани	900–1200	3–4	10 ¹⁰ –10 ¹²	0,003–0,06	20–70	0,12–0,26	3,6–8
Масло трансформаторное	880–890	2,1–2,4	10 ¹² –10 ¹³	0,0006– 0,0012	15–20	0,150– –0,164	—
Миканиты	1500–2600	5–8	10 ¹⁰ –10 ¹²	0,01–0,07	7–20	0,20–0,41	—
Парафин	850–900	2–2,2	10 ¹⁴ –10 ¹⁶	0,0003– –0,00007	22–32	—	За 180 сут 0,4–0,006
Полипропилен	900–910	2–2,1	10 ¹³ –10 ¹⁴	0,002– –0,0003	30–32	0,033 кВт/(К·м)	—
Полистирол	1050–1070	2,4–2,6	10 ¹³ –10 ¹⁵	(при 10 ⁶ Гц) (2–8)10 ⁻⁴	25–40	0,79–0,82	0–0,02
Полихлорвинил	1200–1600	5–8	10 ¹⁰ –10 ¹⁴	(5–8)10 ⁻²	6–15	0,18	0,1–0,03
Полиэтилен	920–960	2,2–2,4	10 ¹³ –10 ¹⁵	(2–6)10 ⁻⁴	35–60	0,25–0,033	0–0,005
Резина	1700–2000	2,5–4,9	10 ¹² –10 ¹³	(1–5)10 ⁻²	16–40	0,14–0,16	—
Слюда	2680–2890	5,8–7,2	10 ¹¹ –10 ¹³	0,004–0,015	95–175	0,43–0,6	—
Совтол	1500–1560	4,8–5	10 ¹¹ –10 ¹³	0,0008– –0,002	14–18	—	—
Совол	1520–1540	4,5–4,8	5(10 ¹¹ –10 ¹²)	0,001–0,003	15–20	—	—
Стеатит	2800–3100	6,4–7	10 ¹³ –10 ¹⁶	0,0005– –0,0018	38–62	1,5–2	—
Стекло	2000–3100	3,7–16,5	10 ⁶ –10 ¹⁶	0,00012– –0,007	30–45	—	1,0–3,5
Стеклокани (на кремнийорганическом лаке)	1250–1350	3–4	10 ¹¹ –10 ¹²	0,005–0,015	18–65	0,20–0,26	1,0–3,5
Стекло-текстолит	1650–1850	6–8	10 ¹⁸ –10 ¹¹	0,03–0,2	12–50	0,172–0,18 0,146– –0,162	—
Текстолит	1300–1450	5–6	10 ⁵ –10 ⁸	0,06–0,3	10–20	—	—
Фосфор	2300–2500	5–6	10 ¹¹ –10 ¹²	0,022–0,04	22–28	1,2–1,5	—
Фтороласт-4	2100–2300	1,9–2,2	10 ¹⁶ –10 ¹⁷	(1–3)10 ⁻⁴	25–27	0,30–0,32	—
Шифер	2700–2900	6–9	10 ⁶ –10 ⁷	0,08–0,12	0,5–1	1,0–3,0	0,5–1,5
Эбонит	1150–1350	3,0–3,5	10 ¹² –10 ¹⁴	(5–15)10 ⁻³	15–20	0,14–0,18	—

Наименование металла и сплава		Реагенты															
		Азотная кислота HNO_3	Аммиак NH_3	Аммиак NH_3	Аммиак NH_3	Ацетилен C_2H_2	Перекись водорода H_2O_2	Магний хлористый MgCl_2	Морская вода	Серная кислота H_2SO_4	Сернистый ангидрид SO_2	Сероводород H_2S	Соляная кислота HCl	Оксид углерода CO	Уксусная кислота CH_3COOH	Фтористоводородная кислота HF	Хлор Cl_2
Алюминий и его сплав	Алюминий	⊗	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
	Алюминиево-магний-содовый сплав	⊗	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
Латунь		⊗	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
Медь и его сплав	Медь	⊗	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
	медно-никелевый сплав (нейзильбер)	⊗	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
Никель и его сплав	Никель	⊗	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
	Нихром	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
олово		⊗	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
свинец		⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
Серебро		⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
Сталь	Углеродистая Ст.1	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
	Углеродистая Ст.3	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
	Марганцовистая	⊗	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
	Хромистая	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
	Хромоникелевая	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕
Цинк		⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕

⊕ — Стойкие

⊗ — Пониженно-стойкие

● — Нестойкие

⊗ — Малостойкие

○ — Совершенно стойкие

⊕ — Весьма стойкие

а)

Рис. 1.1. Коррози

а — металлов и сплавов: 1 — в газообразной среде — стойкий; 2 — по некоторым данным — мало-указана для жидкого аммиака; 5 — стойкость указана в сухом газе, во влажном — нет данных;

Наименование материала		Реагенты												
		Азотная кислота HNO_3	Аммиак NH_3	Анилин $\text{C}_6\text{H}_5\text{NH}_2$	Ацетилен C_2H_2	Ацетон CH_3COCH_3	Бензол C_6H_6	Дихлорэтан CH_2ClCH_2	Медный хлористый CuCl_2	Морская вода	Серная кислота H_2SO_4	Сероводород H_2S	Соляная кислота HCl	Фенол $\text{C}_6\text{H}_5\text{OH}$
Бетон	Кислотоупорный	⊕								⊕		⊕		●
	Гидравлический	●	⊕				⊕		●	●	●	●	●	●
	Графит и уголь	⊗	⊕				⊕		⊕	●	1	⊕	⊕	⊕
	Древесика	●	⊗						●	⊕	●	⊗	2	⊕
	Занозка кислотоупорная	⊕				⊕	⊕		⊗		⊕	●	⊕	●
Лаки	Кузбасский	⊕										⊕		
	Масляный №42										⊗			
	Перхлорвиниловый	⊗		●		●	●	●		⊕		⊕		
Пластмассы	Винипласт	⊕	⊕	●		●		●	⊕	⊕	⊕	⊕	⊗	⊕
	Гетинакс						⊕					⊕		
	Полихлорвинил	⊗	⊗	●			●		⊕	⊗		⊕	⊗	⊕
	Полиэтилен	⊗	⊕			⊕	⊕			⊕		⊕		⊕
	Полистирол	⊕	⊗			⊗	●	●	⊕		⊕	⊕		⊕
	Текстолит	⊕				●	⊕		⊕	⊕	⊕	⊕		
	Резина (мяекая)	⊕	⊗	●	●	⊕	●		⊕		⊗	⊕		⊕
	Стекло	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	⊕		⊕	⊕	⊕	⊕	⊕	●
	Фарфор	⊕	⊕		⊕	⊕	⊕		⊕		⊕	⊕	⊕	●
	Хлоропрен	⊕					⊗	⊕		⊕	●	⊕		⊗
	Збонит	⊕	⊕			⊕	⊕		⊕	⊕	⊕	⊕	●	⊕

⊕ — Стойкие

⊗ — Пониженно-стойкие

● — Нестойкие

б)

онная стойкость:

стойкий; 3 — стойкость указана в сухом газе, во влажном — незначительная коррозия; 4 — стойкость б — металлов: 1 — уголь стойкий; 2 — в концентрированной кислоте нестойкий

Таблица 18. Десятибалльная шкала коррозионной стойкости металлов и их сплавов*

Показатели	Группа стойкости					
	I — совершенно стойкие	II — весьма стойкие	III — стойкие	IV — понижено стойкие	V — мало стойкие	VI — нестойкие
Скорость коррозии, мм/год	0,001	0,001—0,01	0,01—0,1	0,1—1	1—10	Выше 10
Балл	1	2; 3	4; 5	6; 7	8; 9	10

* По данным Института физической химии АН СССР

Таблица 19. Содержание в атмосфере на открытом воздухе коррозионно-активных агентов (ГОСТ 15150—69*)

Тип атмосферы		Содержание коррозионно-активных агентов
Обозначение	Наименование	
I	Условно чистая	Сернистый газ — не более 20 мг/(м ² ·сут) (не более 0,025 мг/м ³); хлориды — не более 0,3 мг/(м ² ·сут)
II	Промышленная	Сернистый газ — 20—250 мг/(м ² ·сут) (0,025—0,31 мг/м ³); хлориды — не менее 0,3 мг/(м ² ·сут)
III	Морская	Сернистый газ — не более 20 мг/(м ² ·сут) (не более 0,025 мг/м ³); хлориды — от 30—300 мг/(м ² ·сут)
IV	Приморско-промышленная	Сернистый газ — 20—250 мг/(м ² ·сут) (0,025—0,31 мг/м ³); хлориды — 0,3—30 мг/(м ² ·сут)

1.3. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В зависимости от места размещения при эксплуатации электрического оборудования и электротехнических изделий ГОСТ 15150—69* устанавливает пять категорий изделий.

Категория 1. Изделия, предназначенные для работы на открытом воздухе.

Категория 2. Изделия, предназначенные для работы под навесом или в помещениях, где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха, например в палатках, кузовах, прицепах, помещениях, выполненных из металла без теплоизоляции, а также в оболочке комплектного изделия категории I (отсутствие прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков).

Категория 3. Изделия, предназначенные для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействие песка и пыли существенно меньше, чем на открытом воздухе, например в помещениях из металла с теплоизоляцией, каменных, бетонных, деревянных помещений (существенное уменьшение воздействия солнечной радиации, ветра, атмосферных осадков, отсутствие росы).

Категория 4. Изделия, предназначенные для работы в помещениях с искусственно регулируемым климатическими условиями, например в отапливаемых или охлаждаемых и вентилируемых производственных и других помещениях, в том числе хорошо вентилируемых подземных помещениях (отсутствие прямого воздействия солнечной радиации, отсутствие воздействия атмосферных осадков, а также воздействия песка и пыли, содержащихся в наружном воздухе).

Категория 5. Изделия, предназначенные для работы в помещениях с повышенной

Таблица 1.10. Стандартные характеристики климатов (ГОСТ 15150—69*)

Категория исполнения электрооборудования	Температура воздуха при эксплуатации, °С					Относительная влажность воздуха при эксплуатации	
	рабочая			предельная		Среднемесячное значение в наиболее теплый и влажный период	Продолжительность воздействия, мес
	верхнее значение	нижнее значение	среднее значение	верхнее значение	нижнее значение		
Умеренный климат (У)							
1	40	-45	10	45	-50	80% при 20°С	6
2	40	-45	10	45	-50	80% при 20°С	6
3	40	-45	10	45	-50	80% при 20°С	6
4	35	1	20	40	1	65% при 20°С	12
5	35	-5	10	35	-5	90% при 20°С	12
Холодный климат (ХЛ)							
1	40	-60	10	45	-60	80% при 20°С	6
2	40	-60	10	45	-60	80% при 20°С	6
3	40	-60	10	45	-60	80% при 20°С	6
4	35	1	20	-40	1	65% при 20°С	12
5	35	-10	10	35	-10	90% при 20°С	12
Тропический влажный климат (ТВ)							
1	45	1	27	50	-10	90% при 27°С	12
2	45	1	27	50	-10	90% при 27°С	12
3	45	1	27	50	-10	80% при 27°С	12
4	45	1	27	50	1	80% при 27°С	12
5	35	1	10	35	1	90% при 27°С	12
Тропический сухой климат (ТС)							
1	45	-10	27	55	-20	65% при 20°С	12
2	45	-10	27	55	-20	65% при 20°С	12
3	45	-10	27	55	-20	65% при 20°С	12
4	45	1	27	55	1	65% при 20°С	12
5	35	1	10	35	1	90% при 20°С	12
Климатические условия для изделий, предназначенных для всех климатических районов на суше и на море							
1	45	-60	27	55	-60	90% при 27°С	12
2	45	-60	27	55	-60	90% при 27°С	12
3	45	-60	27	55	-60	80% при 27°С	12
4	45	1	27	55	1	80% при 27°С	12
5	45	-10	27	45	-40	90% при 27°С	12

Таблица 1.11. Обозначения степени защиты электрооборудования от прикосновения, попадания посторонних предметов и влаги (ГОСТ 14254-80)

Обозначение	Степень защиты	
	Краткое описание	Определение
Защита персонала и защиты от попадания твердых тел (Первая цифра)		
0	Защита отсутствует	Специальная защита отсутствует
1	Защита от твердых тел размером более 50 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки большого участка поверхности тела человека, например руки, и от проникновения твердых тел размером более 50 мм
2	Защита от твердых тел размером более 12 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки пальцев или предметов длиной более 80 мм и от проникновения твердых тел размером более 50 мм
3	Защита от твердых тел размером более 2,5 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки инструментов, проволоки диаметром или толщиной более 2,5 мм и от проникновения твердых тел размером более 2,5 мм
4	Защита от твердых тел размером более 1 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки проволоки и твердых тел размером более 1 мм
5	Защита от пыли	Проникновение внутрь оболочки пыли не предотвращено полностью, однако пыль не может проникнуть в количестве, достаточном для нарушения работы изделия
6	Пыленепроницаемость	Проникновение пыли предотвращено полностью

Защита от попадания воды

(Вторая цифра)

0	Защита отсутствует	Специальная защита отсутствует
1	Защита от капель воды	Капли воды, вертикально падающие на оболочку, не должны оказывать вредного воздействия на изделие
2	Защита от капель воды при наклоне до 15°	Капли воды, вертикально падающие на оболочку, не должны оказывать вредного воздействия на изделие при наклоне его оболочки на любой угол до 15° относительно нормального положения
3	Защита от дождя	Дождь, падающий на оболочку под углом 60° от вертикали, не должен оказывать вредного воздействия на изделие
4	Защита от брызг	Вода, разбрызгиваемая на оболочку в любом направлении, не должна оказывать вредного воздействия на изделие
5	Защита от водяных струй	Струя воды, выбрасываемая в любом направлении на оболочку, не должна оказывать вредного действия на изделие
6	Защита от волн воды	Вода при волнении не должна попадать внутрь оболочки в количестве, достаточном для повреждения изделия

Продолжение табл. 1.11

Обозначение	Степень защиты	
	Краткое описание	Определение
7	Защита при погружении в воду	Вода не должна проникать в оболочку, погруженную в воду, при определенных условиях, давлении и времени в количестве, достаточном для повреждения изделия
8	Защита при длительном погружении в воду	Изделия пригодны для длительного погружения в воду при условиях, установленных изготовителем. Для некоторых изделий допускается проникновение воды внутрь оболочки, но без нанесения вреда изделию

Примечание. Текст, приведенный в графе «Краткое описание», не должен применяться для определения степени защиты.

влажностью (например, в неотапливаемых и неветилируемых подземных помещениях, в том числе шахтах, подвалах, в почве, в судовых, корабельных и других помещениях, в которых возможно длительное наличие воды или частая конденсация влаги на стенах и потолке, в частности в некоторых трюмах, в некоторых цехах текстильных, гидрометаллургических производств и т. п.).

Климатические условия работы электротехнических изделий характеризуются в основном температурой и влажностью воздуха и пределами их изменения во времени.

В табл. 1.10 приведены некоторые значения этих факторов для пяти категорий электротехнических изделий, перечисленных выше.

Полные характеристики климатических условий см. ГОСТ 15150-69*.

В табл. 1.11 приведены обозначения степени защиты электрооборудования от проникновения, попадания посторонних предметов и влаги.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО ЗАЩИТЕ ОТ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ (ГОСТ 14254-80)

Машины и аппараты

Взрывозащищенная(ый) электрическая машина (аппарат) специального применения, предназначенная(ый) для работы во взрывоопасной среде.

Влагостойкая(ий) электрическая машина (аппарат) специального применения, предназначенная(ый) для работы в условиях повышенной влажности окружающей среды.

Морозостойкая(ий) электрическая машина (аппарат) специального применения, предназначенная(ый) для работы в условиях пониженной температуры окружающей среды.

Химически стойкая(ий) электрическая машина (аппарат) специального применения, предназначенная(ый) для работы в условиях химически агрессивной окружающей среды.

Тропическая(ий) электрическая машина (аппарат) специального применения, предназначенная(ый) для работы в условиях тропического климата.

Степень защиты персонала от соприкосновения с токоведущими и движущимися частями электрооборудования и степень защиты электрооборудования от попадания твердых посторонних тел, пыли и влаги выражается условно цифрами согласно рекомендациям СЭВ и МЭК. В СССР они введены ГОСТ 14254-80 для электрооборудования напряжением до 72,5 кВ.

Степень защиты обозначается буквами IP, указывающими на международную систему обозначений, и двумя цифрами, характеризующими степень защиты от попадания твердых тел (первая цифра) и от воды (вторая цифра). Обозначения степени защиты приведены в табл. 1.12.

Если для изделия нет необходимости в одном виде защиты, допускается в условном

Таблица 1.12. Степени защиты электрических аппаратов (ГОСТ 14255--69*)

Степень защиты от прикосновения и попадания посторонних твердых тел	Степень защиты от проникновения воды								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	IP00	—	—	—	—	—	—	—	—
1	IP10	IP11	IP12	—	—	—	—	—	—
2	IP20	IP21	IP22	IP23	—	—	—	—	—
3	IP30	IP31	IP32	IP33	IP34	—	—	—	—
4	IP40	IP41	IP42	IP43	IP44	—	—	—	—
5	IP50	IP51	—	—	IP54	IP55	IP56	—	—
6	IP60	—	—	—	—	IP65	IP66	IP67	IP68

Примечание На отдельные виды аппаратов рекомендуется устанавливать предпочтительные степени защиты

обозначении проставлять знак X вместо обозначения того вида защиты, который в данном изделии не требуется или испытание которого не производится.

Под защитой от соприкосновения с движущимися частями подразумевается только защита от соприкосновения с такими движущимися частями внутри оболочки, которые могут причинить вред персоналу.

Для применения рекомендуются не все возможные комбинации степеней от попадания твердых тел и воды. В табл. 1.12 приведены степени защиты электрических аппаратов общепромышленного исполнения на напряжение до 1 кВ.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОХЛАЖДАЮЩЕЙ ГАЗООБРАЗНОЙ СРЕДЫ И ВЫСОТЫ МЕСТА УСТАНОВКИ НАД УРОВНЕМ МОРЯ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Электрические машины (ГОСТ 183—74**)

Предельно допустимые превышения температуры электрических машин при температуре газообразной охлаждающей среды ниже или выше 40°C или на высоте над уровнем моря более 1000 м должны быть следующими:

при температуре газообразной охлаждающей среды выше 40°C (но не выше 60°C) предельно допустимые превышения температуры, указанные в ГОСТ 183—74**, уменьшаются для всех классов изоляционных материалов на разность между температурой охлаждающей среды и температурой 40°C. При температуре охлаждающей среды выше

60°C допустимые превышения температуры устанавливаются по согласованию с предприятием-изготовителем:

при температуре газообразной охлаждающей среды ниже 40°C предельно допустимые превышения температуры, указанные в ГОСТ 183—74**, для всех классов изоляционных материалов могут быть увеличены на разность между температурой охлаждающей среды и температурой 40°C, но не более чем на 10°C, для всех электрических машин, за исключением турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Допустимые нагрузки машин, соответствующие этим измененным предельным превышениям температуры, должны быть указаны заводом-изготовителем.

При высоте места установки электрических машин над уровнем моря более 1000 м (но не превышающей 4000 м) предельно допустимые превышения температуры, указанные в ГОСТ 183—74**, уменьшаются для изоляционных материалов всех классов на 1% на каждые 100 м сверх 1000 м при условии, что температура охлаждающей среды не выше 40°C.

Номинальные данные электрических машин могут быть сохранены, если превышению высоты места установки машины сверх 1000 м над уровнем моря будет соответствовать снижение температуры охлаждающей среды по сравнению с 40°C. При этом каждому 100 м превышения высоты места установки машины над высотой 1000 м должно соответствовать снижение температуры охлаждающей среды не менее чем на 1% значений, указанных в ГОСТ 183—74**.

1.4. ВЗРЫВООПАСНЫЕ И ПОЖАРООПАСНЫЕ ЗОНЫ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЗРЫВООПАСНЫХ И ПОЖАРООПАСНЫХ ВЕЩЕСТВАХ И МАТЕРИАЛАХ

Знание показателей пожаровзрывоопасности веществ и материалов в условиях их производства, переработки, транспортировки и хранения необходимо при определении класса взрывоопасных и пожароопасных зон.

Классификация взрывоопасных и пожароопасных зон необходима для правильного и обоснованного выбора типа и места размещения электрооборудования (машин, аппаратов, устройств) и электрических сетей (электропроводок, гокопроводов, кабельных и воздушных линий).

Основные показатели пожаровзрывоопасности веществ и материалов приведены в табл. 1.13. При этом следует иметь в виду, что газы подразделяются на легкие, тяжелые и сжиженные.

Легкий газ имеет плотность 0,8 или менее по отношению к плотности воздуха при температуре окружающей среды 20°C и давлении 100 кПа (около 1 кгс/см²).

Таблица 1.13. Основные показатели
пожаровзрывоопасности

Показатель	Состояние			
	Газ	Жидкость	Твердое вещество, материал	Пыль
Горючесть	+	+	+	+
Температура вспышки	-	+	+	-
Температура воспламенения	-	+	+	+
Температура самовоспламенения	+	+	+	+
Температура тления	-	-	+	+
Нижний и верхний концентрационные пределы распространения пламени (самовоспламенения)	+	+	-	+
Способность взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и другими веществами	+	+	+	+

Примечание. Знак «+» означает применимость, знак «-» — неприменимость показателя.

Тяжелый газ при тех же условиях имеет плотность более 0,8.

Сжиженный газ — газ, который при температуре окружающей среды ниже 20°C, или при давлении выше 100 кПа, или при совместном действии обоих этих условий обращается в жидкость.

Легкие газы внутри помещений занимают верхнюю часть, в наружных установках поднимаются вверх и рассеиваются в атмосфере. Тяжелые газы, как внутри помещений, так и снаружи, распространяются в нижних частях помещений и в заглубленных частях наружной установки, а также территории предприятия (гуннели, каналы и т. п.).

Сжиженные газы находятся под давлением в закрытых емкостях. При нарушении целостности емкости сжиженные газы выйдут наружу и, увеличиваясь многократно в объеме, распространяются на большой территории.

Твердые вещества или материалы с размером частиц менее 850 мкм называются пылью.

Горючесть — способность вещества или материала к горению.

По горючести вещества и материалы (в дальнейшем для сокращения — вещества) подразделяются на три группы:

негорючие (несгораемые) — вещества, неспособные к горению в воздухе. Негорючие материалы могут быть пожароопасными (например, вещества, выделяющие горючие продукты при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом);

трудногорючие (трудногораемые) — вещества, способные возгораться в воздухе от источника зажигания, но неспособные самостоятельно гореть после его удаления;

горючие (сгораемые) — вещества, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления. В частности, к горючим относятся жидкости, имеющие температуру вспышки до 61°C. Из группы горючих веществ выделяют легковоспламеняющиеся вещества.

Легковоспламеняющимися называются горючие вещества, способные воспламениться от кратковременного (до 30 с) воздействия источника зажигания с низкой энергией (пламя спички, искра, тлеющая сигарета и т. п.). Легковоспламеняющиеся жидкости (в дальнейшем для сокращения ЛВЖ) — жидкости с температурой вспышки не более 61°C.

Температура вспышки (быстрого сгорания горючей смеси, не сопровождающегося образованием сжатых газов) — самая низкая температура горючего вещества, при которой в условиях специальных испытаний над его поверхностью образуются пары или газы, способные вспыхивать от источника зажигания, но скорость их образования еще недостаточна для устойчивого горения.

Температура воспламенения — наименьшая температура вещества, при которой в условиях специальных испытаний вещество выделяет горючие пары и газы с такой скоростью, что после их зажигания возникает устойчивое пламенное горение.

Температура самовоспламенения — самая низкая температура вещества, при которой в условиях специальных испытаний происходит резкое увеличение скорости экзотермических реакций, заканчивающихся пламенным горением.

Температура тления (горения без свечения) — наименьшая температура, при которой происходит резкое увеличение скорости экзотермических реакций окисления, заканчивающихся возникновением тления.

Нижний и верхний концентрационные пределы распространения пламени (воспламенения) — минимальное (максимальное) содержание горючего в смеси («горючее вещество — окислительная среда», при котором возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника зажигания).

Как правило, концентрация паров и газов принимается в процентах к объему воздуха (объемная концентрация, %), концентрация пыли и волокон — в граммах на кубический метр воздуха (концентрация по массе, г/м³).

Способность взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и другими веществами — это качественный показатель, характеризующий особую пожаровзрывоопасность некоторых веществ. Под взрывом понимается быстрое преобразование веществ (взрывное горение), сопровождающееся выделением энергии и образованием сжатых газов, способных производить работу.

К взрывоопасным относятся ЛВЖ, у которых температура вспышки не превышает 61 °С, а давление паров при температуре 20 °С составляет менее 100 кПа. Горючие жидкости, нагретые в условиях производства до температуры вспышки и выше, также относятся к взрывоопасным. Горючие газы относятся к взрывоопасным при любых температурах окружающей среды. Горючие пыль и волокна относятся к взрывоопасным, если

их нижний концентрационный предел распространения пламени (воспламенения) не превышает 65 г/м³.

Нижний концентрационный предел воспламенения (НКПВ) некоторых горючих пылей, находящихся во взвешенном состоянии, и температура самовоспламенения (ТСВ) отдельных горючих пылей в освещенном состоянии приведены в табл. 1.14.

Взрывоопасная смесь — смесь с воздухом горючих газов, паров ЛВЖ, горючих пыли или волокон с нижним концентрационным пределом воспламенения не более 65 г/м³ при переходе их во взвешенное состояние, которая при определенной концентрации способна взорваться от постороннего источника поджигания.

К взрывоопасным относится также смесь горючих газов и паров ЛВЖ с кислородом или другим окислителем (например, хлором).

Знание классификации взрывоопасных смесей необходимо при выборе соответствующего исполнения взрывозащищенного электрооборудования (выполненного таким образом, что устранена или затруднена возможность воспламенения окружающей его взрывоопасной среды вследствие эксплуатации этого электрооборудования).

Взрывоопасные смеси газов и паров подразделяются на категории взрывоопасности в зависимости от безопасного экспериментального максимального зазора (БЭМЗ — максимального зазора между фланцами оболочки, через который не происходит передача взрыва из оболочки в окружающую среду при любой концентрации горючего в воздухе) — см. табл. 1.15.

Взрывоопасные смеси газов и паров с воздухом в зависимости от температуры самовоспламенения подразделяются на шесть групп (табл. 1.16).

Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам приведено в табл. 1.17.

При определении класса взрывоопасных и пожароопасных зон необходимо иметь сведения не только о взрыво- и пожароопасности производимых или транспортируемых веществ и материалов, но и сведения о возможных причинах возникновения взрыва или пожара при нормальной работе технологического оборудования, а также в результате аварии или неисправностей.

Ниже приводятся основные причины взрыва или пожара для ряда технологического оборудования.

Аппараты измельчения
наличие взрывоопасной концентрации пылевоздушной смеси в аппарате;

Таблица 1.14. Показатели пожаровзрывоопасности горючих пылей

Продолжение табл. 1.14

Горючее вещество	НКПВ, г/м ³	ТСВ, °С
Пластмассы		
Полимер метилметакрилата	30	—
Сополлимер метилметакрилата и этилакрилата	30	—
Полимер акриламида	40	240
Полимер акрилнитрила	25	—
Сополлимер акрилнитрила и винилпиридина	20	240
Смола мочевиноформальдегидная	135	—
Смола феноланилиноформальдегидная	71	—
Смола фенолформальдегидная	55	420
Смола фенольная	25	460
Смола эпоксидная без катализатора	20	540
Полистирол	25	488
Полиацеталь	60	470
Поливинилпирролидон высокомолекулярный	56	370
Полиизобутилметакрилат	160	319
Полимаршин технический	137	265
Полипропилен	32,7	395
Полиэтилен	12	440
Полиэфир	45	485
Металлы		
Цирконий	40	190
Титан	60	510
Магний	25	490
Алюминий	10	470
Алюминиево-магниевый сплав	25	280
Торий	75	270
Сидикокальций	42	490
Железо карбонильное	105	310
Ферротитан	140	400
Железо восстановленное	66	475
Ферромарганец	130	240
Марганец	90	240
Тантал	190	290
Олово	190	430
Цинк	480	460
Бронзовая пудра	1000	190
Ферросилиций	150	860
Ванадий	220	490
Сурьма	420	330
Кадмий	—	250

Горючее вещество	НКПВ, г/м ³	ТСВ, °С
Неорганические вещества		
Фосфор красный	14	305
Фосфор пятисернистый	20	265
Сера	17	190
Кремний	100	790
Бор	100	400
Органические вещества		
Адибиновая кислота	35	410
Аминосолициловая кислота техническая	98	450
Бензойная кислота	20	532
Бериллий ацетат	80	620
Декстрин	40	400
Диазоминобензол	15	—
Диаминоантрорюфин	79	260
Диметилзофталат	25	—
Диметилтерефталат	30	—
Казеин, фосфорпротеид	45	—
Железодиметилкарбонатфер- бам	15	150
Лиладос	35	230
Люминофор зеленый	103	385
Резиновая мука	74—79	377
Резорцин	25	515
Симазин технический	26	530
Сорбиновая кислота	30	425
Терефталевая кислота	50	496
Уротропин	15	683
Целлюлозогидроксиэтил	25	410
Целлюлозогидроксипропи- диметил	80	430
Целлюлозоацетобутираль	35	410
Целлюлозогидроксипропил	20	400
Целлюлозокарбоксиметил	110	320
Целлюлозоэтил	30	360
Целлюлозоэтил	45	310

Таблица 1.15. Категории взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом по БЭМЗ

БЭМЗ, мм	Смесь	Категория смеси
Более 1	Рудничный металл	I
Более 0,9	Промышленные газы и пары	IIА
0,5—0,9	То же	IIВ
До 0,5	» »	IIС

Таблица 1.16. Группы взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом по температуре самовоспламенения

Температура самовоспламенения смеси, °С	Группа
Выше 450	T1
300—450	T2
200—300	T3
135—200	T4
100—135	T5
85—100	T6

выход взрывоопасной пылевоздушной смеси за пределы аппарата вследствие избыточного давления в аппарате, создаваемого: нагревом воздуха от трущихся частей машины или воздушными потоками от быстровращающихся частей машины или вентиляторов; самовозгорание измельченного материала в местах скопления при погрузках, а также во всем аппарате в период остановки;

искры удара (при попадании в аппараты камней и металлических предметов одновременно с сырьем; при ударах частей машины или их поломке);

искры разрядов статического электричества (вследствие трения и электризации измельчаемого материала);

поверхности, нагретые в результате трения отдельных частей машины (поверхности подшипников из-за неправильной их установки, отсутствия смазки или попадания пыли).

Аппараты просеивания
образование взрывоопасной концентрации пылевоздушной смеси;

выход пылевоздушной смеси за пределы аппарата вследствие избыточного давления, создаваемого эжекцией воздуха сырьем в период загрузки или взрывом пылевоздушной смеси;

самовозгорание просеиваемого материала в местах скопления, а также во всем аппарате в период остановки;

искры разрядов статического электричества;

поверхности, нагретые в результате трения отдельных частей машин.

Сушилки (лотковые, туннельные, ленточные)

образование взрывоопасной пылевоздушной смеси вследствие повышения скорости теплоносителя, а также в период загрузки, выгрузки и перелопачивания высушиваемого материала;

выход взрывоопасной пылевоздушной смеси за пределы сушилки вследствие неплотности в узлах и соединениях или взрыва пылевоздушной смеси;

Таблица 1.17. Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам

Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь
I-T1, IIА-T1	Метан на подземных горных работах Аммиак, аллил хлористый, ацетон, ацетонитрил Бензол, бензотрифторид Винил хлористый, винилиден хлористый Дихлорэтан, диэтиламин, диизопропиловый эфир, доменный газ Изобутилен, изобутан, изопропилбензол Кислота уксусная, ксилол Метан (промышленный), метилацетат, метил хлористый, метилэтиленкарбонат, метилхлорформат, метилэтиленкетон Оксид углерода Пропан, пиридин Растворители: Р-4, РС-1, растворитель РЭ-1 Сольвент нефтяной, стирол, спирт диэтиловый Толуол, трифторхлорпропан, трифторпропан, трифторэтан, трифторхлорэтилен, триэтиламин Хлорбензол Циклопентандиен Этан, этил хлористый

Продолжение табл. 1.17

Продолжение табл. 1.17

Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь	Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь
IIA-T2	<p>Алкилбензол, аминацетат, ангидрид уксусный, ацетилацетон, ацетил хлористый, ацетопропилхлорид</p> <p>Бензин B95/130, бутан, бутилацетат, бутилпропионат</p> <p>Винилацетат, винилиден фтористый</p> <p>Диэтиленгликоль, диэтилендиамин, диметиламин, диметилформамид</p> <p>Изопентан, изопрев, изопропиламин, изооктан</p> <p>Кислота пропионовая</p> <p>Метиламин, метилдизобутилкетон, метилметакрилат, метилмеркаптан, метилтрихлорсилан, метилфуран, моноизобутиламин</p> <p>Оксид метилена</p> <p>Растворители: № 646, № 647, № 648, № 649, РС-2, БЭФ, АЭ; разбавители: РДВ, РКБ-1, РКБ-2</p> <p>Спирты: бутиловый нормальный, бутиловый третичный, изоамиловый, изобутиловый, изопропиловый, метиловый, этиловый</p> <p>Трифторэтилен, трихлорэтилен</p> <p>Хлористый изобутил</p> <p>Этиламин, этилацетат, этилбутират, этилендиамин, этиленхлоридрин, этилизобутират, этилбензол</p> <p>Циклогексанол, циклогексанон</p>	<p>IIA-T4</p> <p>IIВ-T1</p> <p>IIВ-T2</p>	<p>Петролейный эфир, полиэфир ТГМ-3, пентан</p> <p>Растворитель № 651</p> <p>Скинидар, спирт амиловый</p> <p>Триметиламин, топливо: Т-1, ТС-1</p> <p>Уайт-спирит</p> <p>Циклогексан, циклогексиламин</p> <p>Этилдихлортиофосфат, этилмеркаптан</p> <p>Ацетальдегид, альдегид изомасляный, альдегид масляный, альдегид пропионовый</p> <p>Декал</p> <p>Тетраметилдiamiнометан</p> <p>Коксовый газ</p> <p>Синильная кислота</p> <p>Дивинил, диметилдихлорсилан, диоксан, диэтилдихлорсилан</p> <p>Капторное масло, кислота акриловая</p> <p>Метилларидат, метилвинилхлорсилан</p> <p>Нитрил акриловой кислоты, нитроциклогексан</p> <p>Оксид пропилена, оксид этилена</p> <p>Растворители: АМР-3, АКР</p> <p>Триметилхлорсилан</p> <p>Формальдегид, фуран, фурфурол</p> <p>Эпихлоридрин, этилтрихлорсилан, этилен</p>
IIA-T3	<p>Бензины: А-72, А-76, «гадоша», Б-70, экстракционный по МРТУ 12Н-20-63</p> <p>Бутилметакрилат</p> <p>Гексан, гептан</p> <p>Диизобутиламин, дипропиламин</p> <p>Изовалериановый альдегид, изооктиден</p> <p>Камфен, керосин</p> <p>Морфолин</p> <p>Нефть</p>	IIВ-T3	<p>Акролеин</p> <p>Винилтрихлорсилан</p> <p>Сероводород</p> <p>Тетрагидрофуран, тетраэтоксисилан, триэтоксисилан</p> <p>Топливо дизельное (зимнее)</p> <p>Формальдегид</p> <p>Этилдихлорсилан, этилцеллозоль</p>

Продолжение табл. 1.17

Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь
ПВ-Т4	Дибутиловый эфир, диэтиловый эфир, диэтиловый эфир этиленгликоля
ПС-Т1	Водород, водяной газ Светильный газ Водород 75% + азот 25%
ПС-Т2	Ацетилен Метилдихлорсилан
ПС-Т3	Трихлорсилан
ПС-Т5	Сероуглерод

самовоспламенение слоя высушиваемого материала при повышении температуры теплоносителя, нагреве оборудования в узлах трения, длительном пребывании в сушилке в период останова;

искры удара и трения;
искры разрядов статического электричества;

искры трения от нагревания теплоносителям;

самовоспламенение пыли в местах скопления.

Пылесадительные камеры

образование взрывоопасной концентрации в период очистки камеры;

выход пылевоздушной смеси за пределы аппарата вследствие избыточного давления от вентиляторов и в период очистки камеры;
самовозгорание осевшей на листах пыли;
искры тления, занесенные пылевоздушной смесью от предшествующих аппаратов.

Циклоны

наличие взрывоопасной концентрации пыли в циклоне;

пыление при удалении пыли из разгрузочной части, избыточное давление от вентиляторов нагнетания;

самовозгорание пыли, осевшей в конической части циклона;

искры тления, занесенные пылевоздушной смесью от предшествующих аппаратов;

искры удара при очистке циклонов и при ликвидации завесаний.

Рукавные фильтры

образование взрывоопасной концентрации при встряхивании фильтра;
нарушение целостности фильтра;
самовозгорание пыли, отложившейся в рукавной части или скопившейся в нисходящей линии при образовании в ней пробки;
искры разрядов статического электричества;

искры тления, занесенные пылевоздушной смесью от предшествующих аппаратов.

Элеваторы

образование взрывоопасной концентрации пыли при заборе пыли ковшами и при сыпани ее из ковша;

выход пылевоздушной смеси за пределы аппарата вследствие неплотностей в узлах и соединениях кожуха;

самовозгорание пыли в узлах трения;
искры удара при обрыве ковшей;
искры разрядов статического электричества в приводной системе.

Транспортеры ленточные (горизонтальные, наклонные)

образование взрывоопасной пылевоздушной смеси вследствие уноса пыли набегающим потоком воздуха с ленты транспортера, при встряхивании ленты во время прохождения направляющих роликов, при пересыпании пыли с одного транспортера на другой или при сыпани в бункер;
самовозгорание от разрядов статического электричества при трении транспортной ленты.

Пневмотранспорт

наличие взрывоопасной концентрации горючей пыли:

выход пылевоздушной смеси за пределы трубопровода вследствие негерметичности соединений или взрыве пылевоздушной смеси;

самовозгорание слоя пыли на горизонтальных участках трубопровода и тупиках;
искры разрядов статического электричества;

искры ударов и трения.

Аппараты смешения

наличие взрывоопасной концентрации пылевоздушной смеси;

выход пылевоздушной смеси за пределы аппарата вследствие избыточного давления, создаваемого эжекцией воздуха сырьем в период загрузки, взрыва пылевоздушной смеси;

искры удара;

искры разрядов статического электричества;

поверхности, нагретые в результате трения отдельных частей аппарата.

Бункера

образование взрывоопасной концентрации пыли при сыпке в бункер или самоотвалах;

выход пылевоздушной смеси из бункера при выдаче материала через питатели;

самовозгорание в результате длительного хранения;

искры глениа, занесенные пылевоздушной смесью от предшествующих аппаратов; искры разрядов статического электричества.

Классификация взрывоопасных зон*

Взрывоопасная зона — помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси. Под помещением понимается пространство, огражденное со всех сторон стенами (в том числе с окнами и дверями), с покрытием (перекрытием) и полом. Пространство под навесом и пространство, ограниченное сетчатыми или решетчатыми ограждающими конструкциями, не являются помещениями. Наружная установка — установка, расположенная вне помещения (снаружи) открыто или под навесом либо за сетчатыми или решетчатыми ограждающими конструкциями.

Определение границ и класса взрывоопасной зоны, в соответствии с которыми производится выбор электрооборудования, определяется технологами совместно с электриками проектной или эксплуатирующей организации.

При определении взрывоопасных зон принимается, что взрывоопасная зона занимает весь объем помещения, если объем взрывоопасной смеси превышает 5% свободного объема помещения.

Количество поступивших в помещение веществ, могущих образовывать взрывоопасные смеси, определяется технологами исходя из следующих предпосылок:

а) происходит авария одного аппарата, при которой в помещение может поступить наибольшее количество наиболее опасного вещества; при наличии нескольких аппаратов, отличающихся по количеству и свойствам находящихся в них веществ, расчет ведется по наиболее неблагоприятному варианту, при котором объем взрывоопасной смеси будет наибольшим;

б) все содержимое аппарата поступает в помещение;

в) происходит одновременно утечка веществ из трубопроводов, питающих аппарат в течение времени, необходимого для отключения трубопроводов; время с начала аварии до отключения трубопроводов принимается: при автоматическом отключении 2 мин, при ручном отключении 15 мин;

г) происходит испарение с поверхности разлившейся жидкости (или сжиженного газа);

д) происходит также испарение жидкости из емкостей, эксплуатируемых с открытым зеркалом жидкости, или со свежоокрашенных поверхностей;

е) длительность испарения жидкости (или сжиженного газа) — время полного испарения, но не более 1 ч.

Свободный объем производственного помещения определяется как разность между объемом помещения и объемом, занимаемым оборудованием. Если свободный объем помещения определить невозможно, то его допускается принимать условно равным 80% объема помещения.

При определении свободного объема помещения следует учитывать работу аварийной вентиляции, если она обеспечена автоматическим луском и питанием по I категории надежности.

Взрывоопасной считается также зона в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от технологического аппарата, из которого возможно выделение горючих газов или паров ЛВЖ, если объем взрывоопасной смеси равен или менее 5% свободного объема помещения. Помещение за пределами взрывоопасной зоны следует считать невзрывоопасным, если нет других факторов, создающих в нем взрывоопасность.

Зоны класса В-I — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары ЛВЖ в таком количестве и с такими свойствами, что они могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, например при загрузке или разгрузке технологических аппаратов, хранения или переливании ЛВЖ, находящихся в открытых емкостях, и т. п.

Зоны класса В-Ia — зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов (независимо от нижнего концентрационного предела воспламенения) или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Зоны класса В-Iб — зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом

* Материал приведен по шестому изданию ПУЭ.

не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей и которые отличаются одной из следующих особенностей:

1. Горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15% и более) и резким запахом при предельно допустимых концентрациях по ГОСТ 12.1.005—88 (например, машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок).

2. Помещения производств, связанных с обращением газообразного водорода, в которых по условиям технологического процесса исключается образование взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5% свободного объема помещения, имеют взрывоопасную зону только в верхней части помещения. Взрывоопасная зона условно принимается от отметки 0,75 общей высоты помещения, считая от уровня пола, но не выше кранового пути, если таковой имеется (например, помещения электролиза воды, зарядные станции тяговых и стартерных аккумуляторных батарей).

К классу В-1б относятся также зоны лабораторных и других помещений, в которых горючие газы и ЛВЖ имеются в небольших количествах, недостаточных для создания взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5% свободного объема помещения, и в которых работа с горючими газами и ЛВЖ производится без применения открытого пламени. Эти зоны не относятся к взрывоопасным, если работа с горючими газами и ЛВЖ производится в выгнанных шкафах или под выгнанными зонтами.

Зоны класса В-1г — пространства у наружных установок: технологических установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ; надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами (газгольдеры); эстакады для слива и налива ЛВЖ; открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т. п.

К зонам класса В-1г также относятся: пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными зонами классов В-1, В-1а и В-1б (исключение — проемы окон с заполнением стеклоблоками); пространства у наружных ограждающих конструкций, если на них расположены устройства для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений с взрывоопасными зонами любого класса или если они находятся в пределах наружной взрывоопасной зоны; пространства у предохранительных и дыхательных клапа-

нов емкостей и технологических аппаратов с горючими газами и ЛВЖ.

Для наружных взрывоопасных установок взрывоопасная зона класса В-1г считается в пределах до:

а) 0,5 м по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными зонами классов В-1, В-1а, В-1б,

б) 3 м по горизонтали и вертикали от закрытого технологического аппарата, содержащего горючие газы или ЛВЖ; от вытяжного вентилятора, установленного снаружи (на улице) и обслуживающего помещения с взрывоопасными зонами любого класса;

в) 5 м по горизонтали и вертикали от устройства для выброса из предохранительных и дыхательных клапанов емкостей и технологических аппаратов с горючими газами или ЛВЖ; от расположенных на ограждающих конструкциях зданий устройств для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений с взрывоопасными зонами любого класса;

г) 8 м по горизонтали и вертикали от резервуаров с ЛВЖ или горючими газами (газгольдеры); при наличии обвалования — в пределах всей площади внутри обвалования;

д) 20 м по горизонтали и вертикали от места открытого слива и налива для эстакады с открытым сливом и наливом ЛВЖ.

Эстакады с закрытыми сливо-наливными устройствами, эстакады и опоры под трубопроводы для горючих газов и ЛВЖ не относятся к взрывоопасным, за исключением зон в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов.

Зоны класса В-2 — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна в таком количестве и с такими свойствами, что они способны образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы (например, при загрузке и разгрузке технологических аппаратов).

Зоны класса В-2а — зоны, расположенные в помещениях, в которых опасные состояния, указанные выше, не имеют места при нормальной эксплуатации, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Зоны в помещениях и зоны наружных установок в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от аппарата, в котором присутствуют или могут возникнуть взрывоопасные смеси, но технологический процесс ведется с применением открытого огня, рас-

каленных частей либо технологические аппараты имеют поверхности, нагретые до температуры самовоспламенения горючих газов, паров ЛВЖ, горючих пылей или волокон, не относятся в части их электрооборудования к взрывоопасным. Классификацию среды в помещениях или среды наружных установок за пределами указанной 5-метровой зоны следует определять в зависимости от технологических процессов, применяемых в этой среде.

Зоны в помещениях и зоны наружных установок, в которых твердые, жидкие и газообразные горючие вещества сжигаются в качестве топлива или углизируются путем сжигания, не относятся в части их электрооборудования к взрывоопасным.

Зоны в помещениях вытяжных вентиляторов, обслуживающих взрывоопасные зоны любого класса, относятся к взрывоопасным зонам того же класса, что и обслуживаемые ими зоны.

Зоны в помещениях приточных вентиляторов, обслуживающих взрывоопасные зоны любого класса, не относятся к взрывоопасным, если приточные воздуховоды оборудованы самозакрывающимися обратными клапанами, не допускающими проникновения взрывоопасных смесей в помещения приточных вентиляторов при прекращении подачи воздуха.

При отсутствии обратных клапанов помещения приточных вентиляторов имеют взрывоопасные зоны того же класса, что и обслуживаемые ими зоны.

Классификация помещений, смежных с помещениями с взрывоопасными зонами. В производственных помещениях без взрывоопасной зоны, отделенных стенами (с проемами или без них) от взрывоопасной зоны смежных помещений, следует принимать взрывоопасную зону, класс которой определяется в соответствии с табл. 1.18, размер зоны — до 5 м по горизонтали и вертикали от проема двери.

Классификация пожароопасных зон*. Пожароопасной зоной называется пространство внутри и вне помещений, в пределах которого постоянно или периодически образуются горючие (сгораемые) вещества и в котором они могут находиться при нормальном технологическом процессе или при его нарушениях.

Определение границ и класса пожароопасных зон должно производиться техническими совместно с электриками проектирующей или эксплуатирующей организации.

* Материал приведен по шестому изданию ПУЭ.

Таблица 1.18. Класс зоны помещения, смежного с взрывоопасной зоной другого помещения

Класс взрывоопасной зоны	Класс зоны помещения, смежного с взрывоопасной зоной другого помещения и отделенного от нее	
	стенной (перегородкой) с дверью	стенной (перегородкой) без проемов или с проемами, оборудованными тамбурами-дюзлами
В-I	В-Ia	Невзрыво- и не- пожароопасная
В-Ia	В-Iб	То же
В-Iб	Невзрыво- и не- пожароопасная	» »
В-II	В-IIa	» »
В-IIa	Невзрыво- и не- пожароопасная	» »

Зоны класса П-I — зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С.

Зоны класса П-II — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие пыль или волокна с нижним концентрационным пределом воспламенения более 65 г/м³ к объему воздуха.

Зоны класса П-IIa — зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества.

Зоны класса П-III — расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С или твердые горючие вещества.

Зоны в помещениях и зоны наружных установок в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от аппарата, в котором постоянно или периодически обращаются горючие вещества, по технологический процесс ведется с применением открытого огня, раскаленных частей, либо технологические аппараты имеют поверхности, нагретые до температуры самовоспламенения горючих паров, пылей или волокон, не относятся в части их электрооборудования к пожароопасным. Класс среды в помещениях или среды наружных установок за пределами указанной пятиметровой зоны следует определять в зависимости от технологических процессов, применяемых в этой среде.

Зоны в помещениях и зоны наружных установок, в которых твердые, жидкие и

газообразные горючие вещества сжигаются в качестве топлива или утилизируются путем сжигания, не относятся в части их электрооборудования к пожароопасным.

Зоны в помещениях вытяжных вентиляторов, а также в помещениях приточных вентиляторов (если приточные системы работают с применением рециркуляции воздуха), обслуживающих помещения с пожароопасными зонами класса П-II, относятся также к пожароопасным зонам класса П-II.

Зоны в помещениях вентиляторов местных отсосов относятся к пожароопасным зонам того же класса, что и обслуживаемая ими зона.

При размещении в помещениях или наружных установках единичного пожароопасного оборудования, когда специальные меры против распространения пожара не предусмотрены, зона в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от этого оборудования является пожароопасной.

1.5. ВЫДЕРЖКИ ИЗ ДЕЙСТВУЮЩИХ ОБЩЕСОЮЗНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

Классификация электроустановок и помещений (ПУЭ)*

Электроустановки — совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, распределения и потребления электроэнергии. Подразделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и выше.

Открытые или наружные электроустановки — установки, находящиеся на открытом воздухе. Открытые электроустановки, защищенные только навесами, сетчатыми ограждениями и т. п., рассматриваются как наружные.

Закрытые или внутренние электроустановки — установки, находящиеся внутри здания и защищенные от атмосферных воздействий.

Электропомещения — помещения или отгороженные, например, сетками части помещения, доступные только для квалифицированного обслуживающего персонала, в которых расположены электроустановки.

Сухие помещения — помещения, в которых относительная влажность не превышает 60%. Сухие помещения называются нормаль-

ными при отсутствии в них условий, характерных для помещений жарких, пыльных, с химически активной средой или взрывоопасных.

Влажные помещения — помещения, в которых пары или конденсирующаяся влага выделяются лишь кратковременно и в небольших количествах, а относительная влажность в которых более 60, но не превышает 75%.

Сырые помещения — помещения, в которых относительная влажность длительно превышает 75%.

Особо сырые помещения — помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100% (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

Жаркие помещения — помещения, в которых температура постоянно или периодически (более одних суток) превышает 35°C.

Пыльные помещения — помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль в таком количестве, что она может оседать на проводах, проникать внутрь машин, аппаратов и т. п. Пыльные помещения подразделяются на помещения с проводящей пылью и на помещения с непроводящей пылью.

Помещения с химически активной средой — помещения, в которых по условиям производства постоянно или длительно содержатся агрессивные пары газа, жидкости или образуются отложения или плесень, действующие разрушающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

Помещения с повышенной опасностью характеризуются наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

сырости или токопроводящей пыли; токопроводящих полов (металлических, земляных, железобетонных, кирпичных и т. п.); высокой температуры; возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т. п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования — с другой.

Особо опасные помещения характеризуются наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

особой сырости; химически активной или органической среды;

одновременного наличия двух или более условий повышенной опасности.

Помещения без повышенной опасности —

* Материал приведен по шестому изданию ПУЭ.

помещения, в которых отсутствуют условия, создающие «повышенную опасность» и «особую опасность».

1.6. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЯДЫ НОМИНАЛЬНЫХ ТОКОВ

Номинальные напряжения источников и приемников электроэнергии до 1 кВ и выше постоянного и переменного тока приведены в табл. 1.19 и 1.20 (ГОСТ 721-77*, ГОСТ 21128-83).

Для источников и преобразователей указаны междуфазные напряжения трехфазного тока.

Дополнительно к напряжениям, указанным в табл. 1.19, допускается применение номинальных напряжений:

1) постоянного тока:

а) 2,4; 4,5; 9,0; 24,0 В для химических источников и присоединенных к ним приемников;

б) 24 В для электрооборудования автомобилей, ранее разработанного оборудования

Таблица 1.19. Номинальные напряжения до 1 кВ

Постоянный ток, В		Переменный ток, В			
Источники и преобразователи	Сети и приемники	Источники и преобразователи		Сети и приемники	
		Однофазный ток	Трехфазный ток	Однофазный ток	Трехфазный ток
6, 12, 28, 5 48, 62, 115, 230, 460	6, 12, 27, 48, 60, 110, 220, 440	6, 12, 28, 5 42, 62, 115, 230	42, 62, 230, 400, 690	6, 12, 27, 40, 60, 110, 220	40. 60. 220, 380, 660

Таблица 1.20. Номинальные напряжения выше 1 кВ

Номинальные междуфазные напряжения, кВ						
Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы				Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
		без РПН		с РПН		
		первичные обмотки	вторичные обмотки**	первичные обмотки	вторичные обмотки**	
(3)	(3,15)	(3) и (3,15)*	(3,15) и (3,3)	—	(3,15) —	(3,6)
(6)	(6,3)	(6) и (6,3)*	(6,3) и (6,6)	6 и 6,3*	(6,3) и (6,6)	(7,2)
10	10,5	10 и 10,5*	10,5 и 11,0	10 и 10,5*	10,5 и 11,0	12,0
20	21,0	20 —	—	20 и 21,0*	—	24
35	—	35 —	38,5 —	35 и 36,75	—	40,5
110	—	—	121 —	110 и 115	115 и 121	126
(150)	—	—	(165) —	165 (158)	(158) 165	(172)
220	—	—	242 —	220 и 230	230 и 242	252
330	—	330 —	347 —	330 —	330 —	363
500	—	500 —	525 —	500 —	—	525
750	—	750 —	787 —	750 —	—	787
1150	—	1150 —	1200 —	1150 —	—	1200

* Для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов.

** В нормативно-технических документах (НТД) на отдельные виды трансформаторов и автотрансформаторов должно указываться только одно из двух значений напряжения. В особых случаях допускается применение второго напряжения, что должно специально определяться в НТД на эти трансформаторы или автотрансформаторы.

Примечание. Напряжение, указанное в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуется.

и сетей общепромышленного назначения;
в) 7, 14; 28 В (источники) — для авто-
тракторной техники;

г) 15 В для летательных аппаратов.

д) 80 В — для радиоэлектронной аппа-
ратуры, электрокаров; электропогрузчиков;
2) переменного тока:

а) 24 В однофазного тока частотой
50 Гц — для преобразователей сетей и прием-
ников общепромышленного назначения;

б) 42 В — для сетей однофазного и трех-
фазного тока;

в) 133 В (преобразователи) и 127 В (прием-

ники) для ранее разработанного оборудова-
ния.

В соответствии с ГОСТ 6827—76* пред-
почтительными значениями номинальных
токов электрооборудования и приемников
электроэнергии являются следующие: 1; 1,6;
2,5; 4; 6,3 А, а также десятичные кратные и
дольные значения этих токов.

Для трансформаторов тока допускается
принимать кроме указанных следующие зна-
чения токов: 15; 30; 60; 75; 120 А, а также
десятичные кратные и дольные значения
этих токов.

1.7. ТЕМПЕРАТУРА НАГРЕВА

Таблица 1.21. Допустимые температуры нагрева частей электрических аппаратов выше 1 кВ
при длительной работе (ГОСТ 8024—84)

Части аппарата	Наибольшая допустимая температура нагрева, °С			Допустимое превышение температуры над температурой окружающей среды 35 °С		
	в воз- духе	в эле- газе	в масле	в воз- духе	в эле- газе	в масле
1. Токоведущие части (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части, неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	—	—	85	—	—
2. Контакты из меди и медных сплавов, без покрытий с накладными пластинами из серебра с покрытием серебром:	75	90	80	40	55	45
	120	120	90	85	85	55
скользящие	105	105	90	70	70	55
стыковые	120	105	90	85	70	55
3. Контакты стыковки, размыкаемые без трения — взаимного скольжения без удара, из меди и медных сплавов с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	—	—	85	—	—
4. Контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: без покрытий с покрытием оловом	90	105	90	55	70	55
	105	105	90	70	70	55
5. Контактные соединения из меди и медных сплавов: с покрытием серебром с покрытием никелем	120	120	90	85	85	55
	110	115	90	75	80	55
6. Контактные соединения из алюминия и его сплавов: с покрытием серебром с покрытием никелем	110	120	90	75	85	55
	105	110	90	70	75	55
7. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие: на основе меди на основе серебра	85	85	85	50	50	50
	90	90	90	55	55	55

Продолжение табл. 1.21

Части аппарата	Наибольшая допустимая температура нагрева, °С			Допустимое превышение температуры над температурой окружающей среды 35 °С		
	в воздухе	в эле-газе	в масле	в воздухе	в эле-газе	в масле
8. Выводы аппаратов из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: без покрытия с покрытием серебром с покрытием оловом	90 105 100	— — —	— — —	55 70 65	— — —	— — —
9. Изоляционное масло в верхнем слое	—	90	—	—	55	—
10. Токоведущие и нетоковедущие металлические части, изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами, а также детали из изоляционных материалов классов нагревостойкости по ГОСТ 8865—87*						
У	—	80	—	—	45	—
А	—	95	—	—	60	—
Е	—	105	—	—	70	—
В	—	120	—	—	85	—
Ф	—	140	—	—	105	—
Н	—	165	—	—	130	—
С	—	Выше 165	—	—	Выше 130	—

* Классы изоляционных материалов указаны по ГОСТ 8865—87.

Примечание. ГОСТ 8024—84 распространяется на аппараты напряжением выше 1 кВ и некоторые вспомогательные аппараты постоянного и переменного тока 50 Гц напряжением до 1 кВ; не распространяется на разрядники, конденсаторы, предохранители, добавочные сопротивления, нагревательные элементы, вводы силовых масляных трансформаторов, масляные реакторы, трансформаторы напря-

BOOKS.PROEKTANT.ORG

**БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ
КОПИЙ КНИГ**

**для проектировщиков
и технических специалистов**

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ПОДСТАНЦИИ

А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАТЕГОРИИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

2.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ. ОСНОВНЫЕ ВЕЛИЧИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Электрические нагрузки систем электроснабжения определяют для выбора числа и мощности силовых трансформаторов, мощности и места подключения компенсирующих устройств, выбора и проверки токоведущих элементов по условию допустимого нагрева, расчета потерь и колебаний напряжения и выбора защиты. Под максимальной (расчетной) нагрузкой понимаем наибольшее значение нагрузки элементов системы электроснабжения (ЭС), усредненное на интервале времени, за которое температура этих элементов достигает установившегося значения. Для графиков, длительность цикла которых не превосходит трех постоянных времени нагрева элемента сети, расчетная нагрузка может быть принята равной эффективной, т. е. среднеквадратичной нагрузке.

Определение максимальных нагрузок производится в два этапа. На первом этапе определяется нагрузка отдельных электроприемников, отдельных цехов и производственных участков, а также всего предприятия.

На этом этапе расчета предполагают отсутствие источников реактивной мощности в ЭС. Результаты первого этапа расчета электрических нагрузок используются как исходные данные для выбора числа и мощности силовых трансформаторов с одновременным определением мощности и мест подключения компенсирующих устройств (КУ) в соответствии с «Указаниями по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий» [2.1–2.3].

На втором этапе рассчитывают электрические нагрузки всей сети ЭС с учетом мощности и места подключения КУ в ЭС и степени использования реактивной мощности синхронных двигателей (СД).

В дальнейшем все коэффициенты и параметры, относящиеся к одному электроприемнику (ЭП), обозначают строчными, а относящиеся к группе электроприемников – прописными буквами.

Установленная (номинальная) мощность отдельных электроприемников принимается равной:

1) для электродвигателей длительного режима работы – паспортной мощности, кВт,

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}},$$

где $P_{\text{пасп}}$ – номинальная мощность на валу электродвигателя;

2) для электродвигателей повторно-кратковременного режима работы – паспортной мощности, кВт, приведенной к относительной продолжительности включения, равной единице,

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{ПВ},$$

где ПВ – паспортная продолжительность включения, отн. ед.;

3) для силовых электропечных трансформаторов – паспортной мощности, кВт · А;

4) для ламп накаливания – мощности, кВт, указанной на колбе или покое лампы;

5) для сварочных трансформаторов

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \sqrt{ПВ}$$

и

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \sqrt{ПВ} \cos \varphi_{\text{пасп}};$$

б) для газоразрядных ламп — мощности, кВт, указанной на колбе или на цоколе лампы с учетом потерь в пускорегулирующей аппаратуре.

Крановая установка рассматривается как один ЭП.

При этом мощности всех двигателей складываются:

$$P_{\text{ном}} = \sum_1^n P_{\text{ном}i} \quad (2.1)$$

где n — число ЭП.

Под номинальной реактивной мощностью $q_{\text{ном}}$ одного ЭП понимается реактивная мощность, потребляемая им из сети (+) или отдаваемая в сеть (-) при номинальной активной мощности и номинальном напряжении, а для СД и при номинальном токе возбуждения или номинальном коэффициенте мощности.

Номинальная реактивная мощность группы ЭП, квар,

$$Q_{\text{ном}} = \sum_1^n q_{\text{ном}i} \quad (2.2)$$

где $q_{\text{ном}i}$ — номинальная реактивная мощность i -го ЭП.

Коэффициент включения ЭП в цикл

$$k_v = \frac{t_p}{t_c} = \frac{t_p}{t_p + t_x + t_n} \quad (2.3)$$

где t_p , t_x , t_n — продолжительность работы, холостого хода и паузы.

Коэффициент включения группы ЭП

$$K_v = \frac{\sum_1^n k_{vi} P_{\text{ном}i}}{\sum_1^n P_{\text{ном}i}} \quad (2.4)$$

Коэффициент загрузки по активной мощности одного ЭП

$$k_3 = P_{\text{ф}} / P_{\text{ном}} \quad (2.5)$$

где $P_{\text{ф}}$ — максимальная фактическая мощность, потребляемая электродвигателем.

При отсутствии данных о $P_{\text{ф}}$

$$k_3 = k_n / k_v$$

Коэффициент использования активной мощности одного ЭП k_n или их группы K_n за наиболее загруженную смену предприятия

$$k_n = P_{\text{см}} / P_{\text{ном}} \quad (2.6)$$

где $P_{\text{см}}$ — средняя мощность ЭП при работе

в наиболее загруженную смену;

$$K_n = \frac{\sum_1^n k_{ni} P_{\text{ном}i}}{\sum_1^n P_{\text{ном}i}} \quad (2.7)$$

Коэффициент максимума активной мощности

$$K_M = P_M / P_{\text{см}} \quad (2.8)$$

где P_M — максимум нагрузки, кВт, усредненной на интервале 0,5 ч.

Коэффициент спроса по активной мощности

$$K_c = \frac{P_M}{P_{\text{ном}}} = K_n K_M \quad (2.9)$$

Коэффициент загрузки по активной мощности группы ЭП

$$K_3 = \frac{\sum_1^n k_{ni} P_{\text{ном}i}}{\sum_1^n k_{vi} P_{\text{ном}i}} = \frac{k_n}{k_v} \quad (2.10)$$

Средние активная $P_{\text{см}}$, кВт, и реактивная $Q_{\text{см}}$, квар, мощности за наиболее загруженную смену

$$P_{\text{см}} = W_{\text{а,см}} / T_{\text{см}} \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{см}} = W_{\text{р,см}} / T_{\text{см}} \quad (2.12)$$

где $W_{\text{а,см}}$, $W_{\text{р,см}}$ — расходы активной, кВт·ч, и реактивной, квар·ч, энергии за наиболее загруженную смену; $T_{\text{см}}$ — продолжительность смены, ч, без обеденного перерыва, если оборудование на это время отключалось.

Коэффициент максимума, учитывающий фактическую постоянную времени нагрева питающей линии $T_{\text{ф}}$, ч,

$$K_{M1} = 1 + \frac{K_M - 1}{\sqrt{T_{\text{ф,о}} / 0,5}} \quad (2.13)$$

где $T_{\text{ф,о}}$ — интервал осреднения, равный $3T_{\text{ф}}$.

Коэффициент совмещения максимумов нагрузки групп электроприемников

$$K_{\Sigma} = \frac{P_{M\Sigma}}{\sum_1^n P_{Mi}} \quad (2.14)$$

где $P_{M\Sigma}$ — общая нагрузка n групп электроприемников с учетом одновременности прохождения максимумов нагрузки различными группами, кВт.

2.2. СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ

Расчеты цеховых нагрузок на всех ступенях до цеховых трансформаторных подстанций включительно проводятся по расчетным коэффициентам с последующей проверкой всей расчетной нагрузки цеха по удельным расходам электроэнергии на единицу продукции.

Средние нагрузки за наиболее загруженную смену силовых ЭП одинакового режима работы определяется по формулам

$$P_{см} = K_{н} P_{ном}; \quad (2.15)$$

$$Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi_{см}. \quad (2.16)$$

Для нескольких (n) групп ЭП разного режима

$$P_{см} = \sum_1^n P_{смi}; \quad Q_{см} = \sum_1^n Q_{смi} \quad (2.17)$$

При наличии данных о годовом расходе активной $W_{а,г}$ и реактивной $W_{р,г}$ электроэнергии средние нагрузки могут быть определены по формулам

$$P_{см} = P_{сг}/\alpha; \quad (2.18)$$

$$Q_{см} = Q_{сг}/\alpha. \quad (2.19)$$

где $P_{сг}$ — среднегодовая активная мощность, равная $W_{а,г}/T_{г}$; $Q_{сг}$ — то же, реактивная мощность, равная $W_{р,г}/T_{г}$; $T_{г}$ — годовое число часов работы предприятия, которое, за исключением цехов с непрерывным производством, можно принимать по табл. 2.1.

Неравномерность нагрузки по сменам, работу в праздничные и предпраздничные дни, а также сезонные колебания нагрузки учитывает годовой коэффициент энергоиспользования α , приближенные значения которого для некоторых предприятий, работающих в три смены, приведены ниже:

Алюминиевые заводы	0,95
Цинковые, магниевые, электролизные заводы	0,92
Глиноземные заводы	0,85
Медеплавильные и никель-кобальтовые заводы	0,85
Заводы черной металлургии	0,7—0,75
Доменные цехи	0,65
Мартеновские цехи	0,75
Прокатные цехи	0,65
Обогащительные и агломерационные фабрики	0,75
Коксохимические заводы	0,82
Вспомогательные цехи заводов черной и цветной металлургии	0,55

Заводы тяжелого машиностроения 0,65

Расчетные коэффициенты силовых электрических нагрузок для ряда производств тяжелой промышленности приведены в табл. 2.2.

Средняя активная мощность осветительной нагрузки за наиболее загруженную смену принимается равной максимальной и определяется по формуле

$$P_{см,о} = K_{с} \sum_1^n P_{ном,о,i} \quad (2.20)$$

где $P_{ном,о,i}$ — установленная мощность освещения с учетом потерь в пускорегулирующей аппаратуре.

$$Q_{см,о} = P_{см,о} \operatorname{tg} \varphi_{см,о} \quad (2.21)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{см,о}$ — коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной или групповой компенсации реактивной мощности источников света.

Значения $K_{с}$ осветительной нагрузки могут быть приняты равными:

Мелкие производственные здания и торговые помещения	0,95
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,9
Производственные здания, состоящие из отдельных помещений	0,8
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,85
Лечебные, детские и учебные учреждения, конторско-бытовые и лабораторные здания	0,75
Складские здания производственного назначения	0,6
Аварийное освещение	1

При наличии норм удельного расхода электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении по цехам или предприятию в целом годовая расход энергии

Таблица 2.1. Годовое число часов работы предприятия

Продолжительность смены, ч	Годовое число часов при числе смен		
	одна	две	три
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

Таблица 2.2. Расчетные коэффициенты электрических нагрузок электроприемников

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_n	$\cos \varphi$	K_c
Черная металлургия			
Обогатительные фабрики и комбинаты			
Насосы производственного водоснабжения	0,8	0,85	0,85
Насосы песковые производственные	0,75	0,8	0,8
Насосы песковые дренажные	0,2	0,8	0,75
Вентиляторы производственные, воздуходувки, дымососы, вакуум-насосы	0,75	0,8	0,8
Аглозксгаустеры для лент:			
250 и 312 м ²	1	—	1
600 м ² (проект)	1	—	1
Дробилки крупного дробления, шековые, конусные с двухдвигательным приводом	0,45	0,62	0,5
Дробилки конусные крупного дробления с однодвигательным приводом, дробилки конусные среднего дробления	0,6	0,75	0,65
Дробилки короткоконусные мелкого дробления	0,7	0,76	0,75
Дробилки молотковые и четырехвалковые	0,8	0,85	0,9
Мельницы шаровые и стержневые II и III стадий дробления	0,8	—	0,85—0,95
Грохоты разные	0,5	0,65	0,6
Конвейеры ленточные легкие с двигателями мощностью, кВт:			
до 10	0,5	0,70	0,55
выше 10	0,75	0,75	0,8
Питатели ленточные, улитковые, тарельчатые, лотковые с двигателями мощностью до 10 кВт, шаропитатели, электромагнитные и магнитные сепараторы	0,4	0,65	0,5
Питатели, конвейеры электровибрационные	0,98	0,6	1
Вагоноопрокидыватели	0,35—0,45	0,5—0,6	0,5—0,6
Вспомогательные механизмы конвейеров, металлообрабатывающие и деревообрабатывающие станки, лебедки разные	0,15—0,3	0,5	0,35—0,2
Электроковши, грейды для масла	0,97	1	1
Насосы масляные	0,65	0,75	0,7
Краны мостовые, грейферные, кран-балки, тельферы	0,2—0,3	0,5	0,25—0,35
Вулканизационные аппараты	0,97	1	1
Лабораторное оборудование	0,3	0,8	0,4
Коксохимическое производство			
Транспортеры	0,3—0,7	0,4—0,85	0,5—0,8
Питатели пластинчатые и ленточные	0,45	0,75	0,6
Дробилки молотковые	0,8	0,8	0,9
Дозировочные столы, штабелеры, угдепогрузатели, коковыталакиватели, загрузочные вагоны, дверосъемочные машины, электровозы тушительных вагонов, скиповые подъемники	0,05—0,3	0,5—0,75	0,2—0,4
Кабестаны	0,5	0,7	0,55
Вагоноопрокидыватели	0,35—0,45	0,5—0,6	0,4—0,5

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_H	$\cos \varphi$	K_C
Доменный цех			
Вентиляторы	0,7—0,95	0,7—0,87	0,75—0,95
Вращающиеся распределители, грохоты кокса и за- творы	0,035—0,12	0,5—0,7	0,04—0,15
Разливочные машины	0,3	0,6	0,35
Бегуны, газоочистка	0,7	0,65—0,7	0,75
Воздухогреватели	0,5	0,82	0,6
Краны рудного двора и грейферные	0,35	0,7	0,5
Мартеновский (конвертерный) цех			
Насосы циркуляционные, дымососы	0,9	0,9	0,95
Вентиляторы принудительного дутья и магнитные краны	0,5—0,6	0,7—0,8	0,6—0,7
Краны разливочные и заливочные, завалочные ма- шины	0,22—0,35	0,6	0,25—0,4
Краны двора изложниц	0,4	0,6	0,5
Вспомогательные механизмы прокатных станов			
Рольганги индивидуальные и групповые, роликпра- вильные машины, кантователи	0,1—0,4	0,6	0,1—0,4
Манипуляторы, нажимные устройства, слитковозы, сталкиватели, толкатели слябов, штабелирующие столы	0,1—0,32	0,7—0,8	0,14—0,55
Вентиляторы машинных залов и прокатных станов	0,7	0,8	0,8
Краны отделения раздвевания слитков	0,3	—	0,4
Клещевые краны прокатного цеха	0,6	—	0,7
Краны отделения заготовок и готовой продукции	0,45	0,6	0,5
Подъемные столы, толкатели, двигатели крышек	0,1—0,15	0,65	0,15—0,19
Ножницы холодной резки	0,45	0,65	0,5
Пилы и ножницы горячей резки, ножницы блюминга и района холодильника, транспортеры ножниц и обрезков слябов, шлепперы	0,15—0,3	0,5—0,7	0,35—0,6
Вращение и перемещение пил горячей резки, преоб- разователи частоты рольгангов	0,2—0,5	—	0,25—0,5
Тянушие роликсы могоалок	0,4	—	0,5
Крышки нагревательных колодцев, шиберы, перекидка клапанов, заслонки нагревательных печей, направ- ляющие линейки и нажимные механизмы чистовых клетей	0,02—0,15	0,6—0,75	0,02—0,15
Установки непрерывной разливки стали			
Механизмы качания кристаллизатора, тянущая клеть	0,6	0,8	0,7
Механизмы газовой резки и уборки отрезанных слитков	0,5	0,6	0,6
Технологические вентиляторы, насосы насосно-акку- муляторной станции	0,6—0,8	0,8	0,7—0,8

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_n	$\cos \varphi$	K_c
Ферросплавное производство			
Транспортеры, элеваторы, питатели	0,5	0,7	0,55
Газодувки	0,8	—	0,9
Насосы, дымососы, дробилки, грохоты	0,7	0,85	0,8
Вспомогательные механизмы печей, краны	0,12—0,2	0,6	0,2
Очистные барабаны	0,25	0,65	0,4
Огнеупорные заводы и цехи			
Дробилки молотковые и мельницы шаровые	0,8	0,85	0,85
Дробилки конусные и мельницы стержневые	0,7	0,8	0,75
Грохоты	0,6	0,7	0,65
Конвейеры мощностью, кВт:			
до 10	0,5	0,7	0,55
выше 10	0,75	0,75	0,8
Питатели пластинчатые, тарельчатые, барабанные, дисковые	0,4	0,6	0,45
Элеваторы, шнеки и механизмы вращающихся печей	0,6	0,7	0,7
Дымососы печей	0,7	0,8	0,8
Краны, электролафеты, толкатели туннельных печей	0,1—0,2	0,5—0,7	0,2—0,25
Прессы гидравлические и фрикционные	0,65	0,8	0,75
Насосно-аккумуляторные станции	0,7	0,8	0,76
Электрофильтры и механизмы пылеуборки	0,46	0,85	0,5—0,7
Сушильные барабаны	0,6	0,7	0,7
Магнитные сепараторы	0,4	—	0,45
Отделение вращающихся печей	0,75	0,8	0,8
Формовочно-прессовое отделение	0,7	0,8	0,75
Дробильно-сортировочное отделение и отделение туннельных печей	0,65	0,75	0,7
Склады сырья и глинодробильные отделения	0,45	0,76	0,5
Металлическая промышленность			
Волочильные, калибровочные и другие станы	0,45	0,87	0,5
Электропечи сопротивления для термической обработки	0,65	1	0,7
Производственная вентиляция, воздуходувки и центробежные насосы	0,65	0,7	0,65
Автоматические линии изготовления гаек, болтов и шурупов	0,4	0,7	0,45
Агрегаты непрерывного травления	0,45	0,8	0,45
Канатные машины, плетельные станки	0,4	0,71	0,45
Прессовка и сушка электродов	0,45	0,8	0,5
Дробильно-сушильное, смесительное отделения и насосы эмульсионного хозяйства	0,45	0,7	0,5
Агрегаты гальванического и горячего покрытия	0,6	0,78—1	0,65
Краны, гелферы, подъемно-транспортные механизмы	0,1	0,6	0,15
Сварочные дуговые автоматы	0,25	0,65	0,3

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_{η}	$\cos \varphi$	K_c
Горнорудная промышленность			
Компрессоры стационарные мощностью, кВт:			
до 200	0,75	0,75	0,8
до 400	0,8—0,85	0,8	0,85
выше 400	0,9	0,8	0,95
Насосы мощностью, кВт:			
до 50	0,7	0,75	0,7
до 200	0,75	0,8	0,8
до 500	0,8	0,8	0,85
выше 500	0,9	0,85	0,9
Вакуум-насосы	0,8	0,85	0,95
Вентиляторы частичного проветривания	0,65	0,8	0,7
Вентиляторы главного проветривания мощностью, кВт:			
до 200	0,7	0,8	0,8
до 800	0,8	0,8	0,9
выше 800	0,9	0,85	0,95
Толкатели, опрокидыватели, качающиеся площадки, шахтные двери, бункерные затворы, скреперные лебедки мощностью до 15 кВт и выше, лебедки маневровые, откаточные, подъемные до 200 кВт	0,5—0,6	0,65	0,5—0,7
Подъемы мощностью, кВт:			
до 1000	0,65	0,75	0,75
до 2000	0,7	0,8	0,75
выше 2000	0,8	0,8	0,95
Погрузочные машины	0,65	0,65	0,7
Экскаваторы одноковшовые с приводом на постоянном токе по системе генератор—двигатель на добыче и на вскрыше	0,65	—	0,7—0,75
Экскаваторы одноковшовые с приводом на переменном токе	0,65	—	0,44—0,8
Экскаваторы многоковшовые	0,75	—	0,6—0,8
Землесосы и песковые насосы мощностью, кВт:			
до 50	0,8	0,8	0,8
выше 50	0,85	0,8	0,9
Дробилки—агрегаты крупного дробления, щековые и конусные с двухдвигательным приводом, дробилки конусные крупного дробления с однодвигательным приводом, дробилки конусные и щековые среднего дробления, одновалковые и четырехвалковые дробилки мелкого дробления	0,7	0,75	0,75—0,8
Питатели пластинчатые и тарельчатые, лотковые тяжелые (мощностью выше 10 кВт), классификаторы спиральные	0,7	0,8	0,8
Питатели ленточные, барабанные, лотковые (мощностью до 10 кВт), грохоты разные	0,6	0,72	0,7
Конвейеры легкие мощностью до 4,5 кВт, питатели реагентные разные, лебедки	0,65	0,65	0,7
Конвейеры тяжелые с шириной ленты до 1400 мм, шнеки, элеваторы, механические толчки, питатели пластинчатые и тарельчатые	0,7	0,75	0,8
Конвейеры сверхтяжелые с шириной ленты 1600—2000 мм	0,8	0,85	0,8

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_n	$\cos \varphi$	K_c
Элеваторы-шнеки	0,7	0,75	0,75
Электровибрационные механизмы	0,6	0,65	0,7
Вагоноопрокидыватели	0,45	0,5	0,5

Машиностроительная и металлообрабатывающая промышленность

Металлорежущие станки, мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и др.	0,12—0,14	0,4—0,5	0,14—0,16
То же, при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные станки, многошпиндельные автоматы для изготовления деталей из прутков	(0,17)—0,2	0,65	0,23—0,25
То же, с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,24	0,65	0,4
Краны мостовые, грейферные, кран-балки, тельферы, лифты	0,15—0,35	0,5	0,2—0,5
Вентиляторы, санитарно-гигиеническая вентиляция, насосы, компрессоры, двигатели-генераторы	0,65—0,8	0,8	0,75

Электротермические и сварочные электроприемники разных производств

Печи сопротивления с непрерывной нагрузкой	0,8	0,95—0,98	0,85
То же, с периодической нагрузкой	0,6	0,95—0,98	0,8
Печи сопротивления с автоматической нагрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,8	0,96—0,98	0,9
Дуговые сталеплавильные печи емкостью 3—10 т с автоматическим регулированием электродов: для качественных сталей и для фасонного литья с механизированной нагрузкой	0,75	0,9	0,8
То же, без механизированной нагрузки	0,65	0,87	0,7
Дуговые сталеплавильные печи емкостью 0,5—1,5 т для фасонного литья (во вспомогательных цехах с автоматическим регулированием электродов)	0,5	0,8	0,55
Дуговые печи цветного металла (медные сплавы) емкостью 0,25—0,5 т с ручным регулированием электродов	0,7	0,75	0,78
Руднотермические печи с трехфазными трансформаторами мощностью 6; 7,5 и 9 МВ·А	0,9	0,9	0,95
Сушильные шкафы	0,8	1	0,85
Мелкие нагревательные приборы	0,6	1	0,7
Сварочные трансформаторы ручной электросварки: однопостовой	0,2	0,3—0,4	0,3
многопостовой	0,25	0,35—0,45	0,4
Сварочные трансформаторы автоматической сварки	0,4	0,5	0,5
Сварочные двигатели-генераторы: однопостовые	0,3	0,65	0,35
многопостовые	0,5	0,75	0,6

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_M	$\cos \Phi$	K_C
Сварочные машины шовные, стыковые и точечные сварочные дуговые автоматы типа АДС	0,35	0,5—0,7	0,4—0,5
Индукционные печи низкой частоты	0,7	0,35	0,8
Двигатели-генераторы индукционных печей высокой частоты	0,7	0,8	0,8

Заводы искусственного и синтетического волокна

Производство капронового волокна

Химический цех	0,5	0,8	0,6
Прядильный цех, отделочный цех	0,6	0,75	0,65
Крутильный цех	0,65	0,75	0,7
Бобинажно-перемоточный цех	0,7	0,75	0,8
Цех регенерации отходов	0,55	0,7	0,65

Кордное производство

Химический цех	0,5	0,7	0,55
Прядильный цех	0,65	0,8	0,7
Крутильный цех	0,6	0,8	0,7
Ткацкий цех	0,8	0,75	0,85

Производство центрифугального шелка
(вискозная технология)

Химический цех	0,5	0,7	0,55
Прядильный (без электроверетен) и отделочный цехи	0,6	0,75	0,65
Бобинажно-перемоточный цех	0,75	0,7	0,8

Штапельное производство
(вискозная технология)

Химический, прядильно-отделочный цехи	0,55—0,6	0,7—0,8	0,75
---------------------------------------	----------	---------	------

Производство ацетатного шелка

Химический, прядильный цехи	0,8	0,65	0,9
Крутильный цех	0,65	0,65	0,7
Цех регенерации ацетона	0,8	0,8	0,9
Водонасосная	0,65	0,8	0,75

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_n	$\cos \varphi$	K_c
Группы однотипных машин			
Прядильные машины:			
штапеля	0,38	0,7	—
капрона	0,65	0,7	—
вискозного корда	0,5	0,7	—
центрифугального шелка:			
главный привод	0,52	0,7	—
электроверетена	0,62	0,7	—
ацетатного шелка	0,7	0,7	—
Перемоточные машины	0,78	0,8	—
Тростильно-крутильные машины	0,89	0,8	—
Крутильные машины	0,64	0,8	—
Вытяжные машины	0,7	0,85	—
Дивильные котлы	0,58	1	—
Ткацкие станки	0,74	0,7	—
Мешалки растворителей ацетатного шелка	0,55	0,8	—
Фильтр-прессы	0,35	0,55	—
Компрессоры	0,78	0,8	—
Водонасосные	0,83	0,8	—
Вентиляторы сантехнические	0,64	0,75	—

Производство полиэтилена низкого давления высокой плотности

По цехам

Цех очистки этилена	0,85	0,9	0,9
Цех полимеризации	0,5	0,75	0,55
Цех дистилляции и очистки азота и цех грануляции	0,65	0,8	0,75
Цех катализации	0,8	0,65	0,85
Цех легковоспламеняющихся жидкостей	0,7	0,75	0,9

По группам однотипных машин

Компрессоры этилена	0,85	0,9	—
Цех полимеризации (технологические линии)	0,6	0,75	—
Эльма-насосы, сушилки	0,5	0,8	—
Центрифуги	0,4	0,6	—
Цех грануляции. Грануляторы	0,8	0,8	—
Газодувки, компрессоры (цех дистилляции и очистки азота)	0,43	0,7	—

Производство аммиака и метанола

По цехам

Цех разделения воздуха	0,73	0,95	0,87
Газовый цех (на природном газе)	0,81	0,8	0,87
Газовый цех (на газогенераторном газе)	0,56	0,8	0,65
Цех холодильных установок	0,69	0,9	0,79
Цех компрессии	0,83	0,9	0,87
Цех моноэтаноламиновой очистки	0,66	0,8	0,74
Цех синтеза аммиака	0,82	0,85	0,87
Цех водной очистки	0,85	0,8	0,89

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_n	$\cos \varphi$	K_c
Цех медно-аммиачной очистки	0,73	0,85	0,8
Цех синтеза метанола	0,71	0,7	0,81
Цех сероочистки	0,76	0,64	0,8
Цех конверсии окиси углерода	0,7	0,8	0,77
Цех ректификации метанола	0,45	0,72	0,5

По группам однотипных машин

Компрессоры воздушные	0,67	0,98	—
Газодувки газогенераторного цеха	0,57	0,85	—
Компрессоры газозовые	0,85	0,99	—
Триплекс-насосы	0,4	0,75	—
Двигатели-турбины (мототурбонасосы)	0,81	0,85	—
Экспансионные машины	0,8	0,85	—
Циркуляционные компрессоры синтеза	0,74	0,78	—
Нагнетатели КВС (кислородно-воздушной смеси)	0,82	0,86	—
Компрессоры аммиачные	0,7	0,98	—
Кислорододувки	0,6	0,78	—

Производство слабой азотной кислоты

По цехам

Цех слабой азотной кислоты при повышенном давлении	0,8	0,95	0,86
То же, при нормальном давлении	0,73	0,91	0,78

По группам однотипных машин

Турбозодувки	0,73	0,9	—
Цех напорных рукавов	0,27	0,62	0,32
Цех клиновидных ремней	0,36	0,63	0,39

По группам однотипных машин

Агрегаты для изготовления особо прочных транспортных лент	0,11	—	0,14
Каландры для изготовления сердечников для транспортёрных лент	0,48	0,69	0,53
Каландры для обкладки транспортёрных лент	0,28	0,51	0,44
Подогревательные вальцы для производства транспортёрных лент	0,47	0,8	0,56
Шприц-машины производства формовой техники	0,37	0,47	0,45
Прессы с обогревом производства формовой техники при работе	0,78	—	0,86
То же, при разогреве	—	1	1
Подогревательные вальцы производства формовой техники	0,43	0,58	0,68
Резиносмесители подготовительного цеха	0,5	0,8	0,75

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	K_H	$\cos \varphi$	K_C
Смесительные валцы подготовительного цеха	0,54	0,8	0,72
Турбокомпрессоры газовые	0,8	0,95	—

Заводы по производству хлора, электролитической каустической соды, хлорпродуктов и органических продуктов

В целом по заводу, исключая электролиз хлора и каустической соды	—	0,9	0,45—0,6
Электролиз (серия ванн) производства каустической соды	—	0,9	1

Заводы резинотехнических изделий

По цехам

Цех производства транспортных лент и приводных ремней (двигатели высокого напряжения)	0,53	0,8	0,67
То же (двигатели низкого напряжения)	0,3	0,7	0,4
Цех производства формовой техники без учета электропрессов	0,36	0,63	0,39
То же, с учетом электропрессов	0,58	0,8	0,67
Подготовительный цех	0,43	—	0,58
Цех спецлангов	0,37	0,57	0,41
Цех спиральных и буровых рукавов	0,29	0,6	0,3
Шприц-машины камер 12—38 мм	0,4	0,67	0,5
Агрегаты для наложения наружного резинового слоя на рукава диаметром 19—38 мм	0,28	0,74	0,4
Каландры подготовительного цеха обкладки	0,54	0,69	0,66
Каландры подготовительного цеха листования	0,36	0,52	0,53

Шинные заводы

По цехам

Подготовительный цех (двигатели высокого напряжения)	0,55	—	0,7
То же (двигатели низкого напряжения)	0,55	0,65	0,65
Сборочный цех	0,4	0,65	0,5
Цех каландров (двигатели высокого напряжения)	0,56	—	0,65
То же (двигатели низкого напряжения)	0,4	0,65	0,45
Автокамерный цех (двигатели высокого напряжения)	0,7	—	0,8
То же (двигатели низкого напряжения)	0,33	0,75	0,4
Цех вулканизации	0,3	0,55	0,35

По группам однотипных машин

Резиносмесители, работающие на приготовлении резиновой смеси и на вулканизации каучука	0,55	—	—
Валцы под резиносмесители	0,65	—	—
Подогреватель на валцы	0,56	—	—

Продолжение табл. 2.2

Электроприемники	Коэффициенты		
	$K_{ц}$	$\cos\phi$	K_c
Пелетайзеры	0,36	—	—
Шприц-машины:			
протекторных агрегатов	0,7	0,8	—
автокамерных агрегатов	0,53	0,7	—
Каландры обкладочные (обрезинивание корда)	0,68	0,8	—
Сборочные станки	0,44	0,6	—
Вулканизаторы шин	0,05	0,4	—
Вулканизаторы автокамер и ободных лент	0,16	0,5	—
Компрессоры (синхронные двигатели)	0,93	—	—
Водонасосные (водоснабжение)	0,89	0,8	—
Насосы циркуляционные и перегретой воды	0,43	0,7	—
Насосы воды низкого давления	0,87	0,8	—
Насосы воды высокого давления	0,55	0,8	—
Вентиляторы сантехнические	0,69	0,75	—
Транспортные системы	0,25	0,45	—

может быть найден из выражения

$$W_i = \omega_{уд} M, \quad (2.22)$$

где $\omega_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на единицу продукции; M — годовой выпуск продукции.

При отсутствии данных об удельных расходах годовой расход электроэнергии может быть определен по выражениям

$$W_{а,г} = \alpha P_{см} T_i; \quad (2.23a)$$

$$W_{р,г} = \alpha Q_{см} T_i. \quad (2.23b)$$

Для ориентировочных расчетов

$$W_{а,г} = P_M T_M; \quad (2.24a)$$

$$W_{р,г} = Q_M T_{M,р}. \quad (2.24b)$$

где T_M , $T_{M,р}$ — годовое число часов использования получасового максимума активной и реактивной нагрузки, может быть принято по табл. 2.3.

Годовой расход электроэнергии для освещения

$$W_{а,г,о} = P_{см,о} T_{M,о}; \quad (2.25a)$$

$$W_{р,г,о} = Q_{см,о} T_{M,о}, \quad (2.25b)$$

где $T_{M,о}$ — годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки, значения которого приведены в табл. 2.4 и 2.5.

Таблица 2.3. Годовое число часов использования максимума нагрузки по отраслям

Предприятия	T_M	$T_{M,р}$
Анилинокрасочные заводы	7100	—
Нефтепереработочные заводы	7100	—
Заводы тяжелого машиностроения	3770	4840
Заводы станкостроения	4345	4750
Инструментальные заводы	4140	4960
Заводы шарикоподшипников	5300	6130
Заводы подъемно-транспортного оборудования	3330	3880
Автомобильные заводы	4960	5240
Сельскохозяйственное машиностроение	5330	4220
Приборостроение	3080	3180
Авторемонтные заводы	4370	3200
Вагоноремонтные заводы	3560	3660
Электротехнические заводы	4280	6420
Азотно-туковые заводы	7000	—
	8000	—
Разные металлообрабатывающие заводы	4355	5880

Таблица 2.4. Годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки для внутреннего освещения

Географическая широта	Естественное освещение	Рабочее и аварийное освещение при числе смен						при непрерывной работе	Аварийное освещение для эвакуации
		одна		две		три			
		пяти-дневка	шести-дневка	пяти-дневка	шести-дневка	пяти-дневка	шести-дневка		
46° с. ш.	Есть Нет	700 550 2150	2250 2100 4300	4150 4000 6500	4800	4800	4800	4800	
56° с. ш.	Есть Нет	750 60 2150	2250 2100 4300	4150 4000 6500	4800	4800	4800	4800	
64° с. ш.	Есть Нет	850 700 2150	2250 2100 4300	4150 4000 6500	4800	4800	4800	4800	

Таблица 2.5. Годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки для наружного освещения на всех широтах

Виды освещения	Ежедневно			В рабочие дни		
	на всю ночь	до 1 ч ночи	до 24 ч	на всю ночь	до 1 ч ночи	до 24 ч
Рабочее освещение заводских территорий	3600	2450	2100	3000	2060	1750
Охранное освещение	3500	—	—	—	—	—

2.3. МАКСИМАЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ

В соответствии с [2.35] электрические нагрузки должны определяться по методу коэффициента использования и коэффициента максимума (метод упорядоченных диаграмм). При этом мощность трансформаторов для цеховых подстанций следует определять по средней мощности в наиболее загруженную смену. Однако проведенные исследования [2.9] свидетельствуют о значительном расхождении между расчетными и фактическими нагрузками и о необходимости введения коррекции к значениям средней и расчетной нагрузки.

При определении максимальной нагрузки в системе электроснабжения рассматриваются шесть основных уровней, различающихся характером электропотребления и, как следствие, способом расчета электрических нагрузок:

I уровень электроснабжения — это линии электрической сети, связывающие отдельные ЭП с распределительным пунктом, к которому они подключены;

II уровень электроснабжения — линии распределительной сети напряжением до 1 кВ, обеспечивающие связь силовых распределительных пунктов, щитов, а также магистральные шинопроводы;

III уровень электроснабжения — шины 0,4 кВ цеховой трансформаторной подстанции;

IV уровень электроснабжения — шины РП10(6) кВ и линии, подходящие к ним. В случае отсутствия РП10(6) кВ IV и V уровни идентичны;

V уровень электроснабжения — шины низшего напряжения ГПП, ЛГВ, опорной подстанции района;

VI уровень электроснабжения — граница раздела балансовой принадлежности сетей энергосистемы и промышленного предприятия.

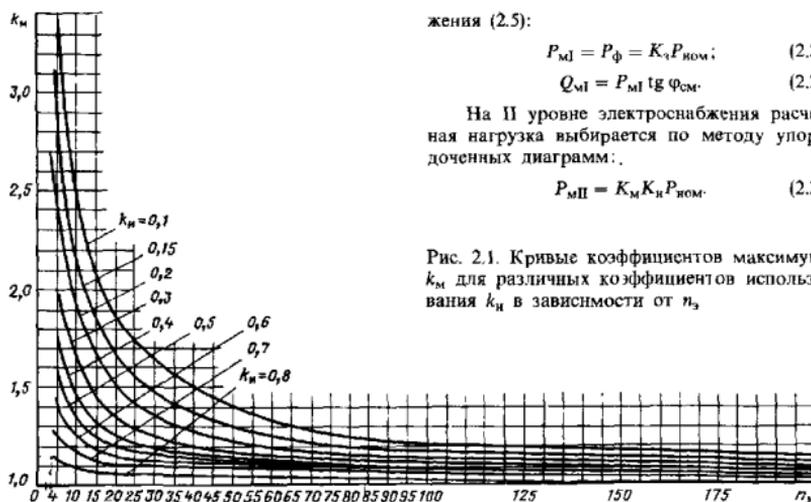
Для отдельных ЭП всех уровней электроснабжения, имеющих длительный режим работы практически с постоянным графиком нагрузки, расчетная нагрузка равна средней. К таким электроприемникам относятся электродвигатели насосов водоснабжения, вентиляторов, компрессоров, нерегулируемых дымососов и др.

Расчетные активная и реактивная нагрузки и сечение проводников всех линий I уровня выбираются и принимаются равными фактически потребляемой мощности с учетом выра-

Таблица 2.6 Коэффициенты максимума K_M для различных коэффициентов использования K_H в зависимости от n_3

n_3	Значение K_M при K_H								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08
9	2,56	2,2	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,1	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

Примечание При $n_3 > 200$ K_M принимается равным единице.



жения (2.5):

$$P_{M1} = P_{\Phi} = K_H P_{\text{ном}}; \quad (2.26)$$

$$Q_{M1} = P_{M1} \operatorname{tg} \varphi_{\text{см}}. \quad (2.27)$$

На II уровне электроснабжения расчетная нагрузка выбирается по методу упорядоченных диаграмм:

$$P_{MII} = K_M K_H P_{\text{ном}}. \quad (2.28)$$

Рис. 2.1. Кривые коэффициентов максимума k_M для различных коэффициентов использования k_H в зависимости от n_3

Значение K_M находится по кривым рис. 2.1 или по табл. 2.6 в зависимости от значения группового коэффициента использования K_n за наиболее загруженную смену и эффективного числа ЭП в группе n_2 . Под n_2 понимается такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает то же значение расчетного максимума, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников. Эффективное число электроприемников определяется по формуле

$$n_2 = \frac{\left(\sum_1^n P_{ном1} \right)^2}{\sum_1^n P_{ном1}^2} \quad (2.29)$$

При большом числе групп ЭП допускается считать n_2 равным n при числе электроприемников в группе четыре и более и соблюдении отношения

$$m = \frac{P_{номmax}}{P_{номmin}} \leq 3. \quad (2.30)$$

При определении m могут быть исключены электроприемники, мощность которых не превышает 5% номинальной мощности всей группы.

При $m > 3$ и $K_n > 0,2$ n_2 можно определить по более простой формуле

$$n_2 = \frac{2 \sum_1^n P_{ном1}}{P_{номmax}} \quad (2.31)$$

Когда найденное по этой формуле n_2 окажется больше n , следует принимать $n_2 = n$.

При $K_n < 0,2$ эффективное число электроприемников определяется по табл. 2.7. Порядок определения n_2 следующий:

выбирается наибольший по номинальной мощности ЭП рассматриваемого узла; выбираются наиболее крупные ЭП, номинальная мощность каждого из которых равна или больше половине мощности наибольшего ЭП;

подсчитывается их число n_1 , их мощность $P_{ном1}$, а также суммарная номинальная мощность всех рабочих электроприемников рассматриваемого узла $P_{ном}$;

находятся значения $n_{1*} = n_1/n$; $P_{1*} = P_{ном1}/P_{ном}$;

по полученным значениям n_{1*} и P_{1*} по рис. 2.2 или по табл. 2.7 определяется n_2 , а затем $n_2 = n_2 \cdot n$.

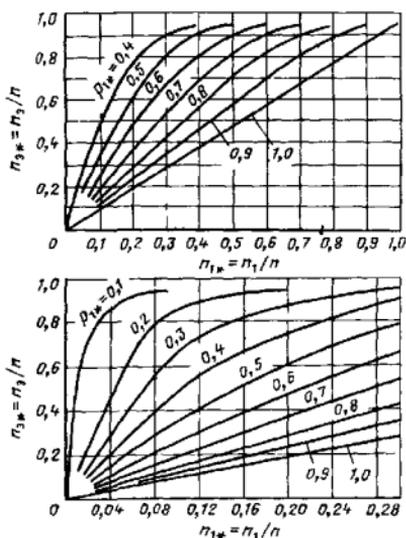


Рис. 2.2. Графики для определения эффективного числа электроприемников:

n — общее число ЭП суммарной мощностью $P_{ном}$; n_1^* — относительное число ЭП группы, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего ЭП, $P_{1*} = P_{ном1}/P_{ном}$ — относительная мощность n_1 наибольших ЭП

Расчетный максимум нагрузки группы ЭП или многодвигательного привода, которые имеют три и менее ЭП, определяется как сумма их номинальных мощностей. Для одного крана расчетная нагрузка принимается равной номинальной мощности двух наиболее мощных ЭП, а при нескольких кранах — с учетом n , и K_M .

Для ЭП в длительном режиме работы практически с постоянным графиком нагрузки, у которых $K_n \geq 0,6$ и $K_n = 1$, значение K_M принимается равным единице.

Для этих групп ЭП

$$P_M = K_M K_n P_{ном} = K_M P_{ном} \quad (2.32)$$

К таким ЭП могут быть отнесены, например, электродвигатели насосов водоснабжения, вентиляторов, регулируемых дымоходов, регулируемых печей сопротивления, эксгаустеров, шаровых мельниц, компрессоров и др.

При наличии в расчетном узле ЭП с переменным и практически с постоянным графиком нагрузки расчетные нагрузки этих ЭП

Таблица 2.7. Относительные значения эффективного числа электроприемников $n_{\Sigma} = n_3/n$

n_1	P_{1*}											
	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,56	0,5	0,45
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,010	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,15	0,18
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20	0,24	0,28	0,33
0,1	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,40
0,15	0,14	0,16	0,17	0,20	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56
0,2	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69
0,25	0,24	0,23	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78
0,3	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,60	0,66	0,73	0,80	0,86
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,50	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91
0,4	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,70	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95
0,5	0,48	0,53	0,58	0,64	0,70	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95	
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95		
0,60	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95			
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95				
0,70	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95					
0,75	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95						
0,80	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95							
0,85	0,80	0,88	0,93	0,95								
0,90	0,85	0,92	0,95									
1,00	0,95											

Примечание. Для промежуточных значений рекомендуется брать ближайше меньшие значения

n_{Σ} .

определяются отдельно, а суммарная расчетная нагрузка по узлу в целом сложением максимальной нагрузки ЭП с переменным графиком и средней нагрузкой электроприемников с постоянным графиком.

При определении расчетных нагрузок на втором этапе (после выбора цеховых трансформаторов и компенсирующих устройств) следует уточнять K_M по фактической постоянной времени. Для этого определяется K_M для постоянной времени $T_{ф,0} = 10$ мин, определяются максимальная нагрузка и сечение проводников и кабелей по условию допустимого нагрева.

После этого по табл. 2.8 находя фактические значения $T_{ф,0}$ и при $T_{ф,0} > 10$ мин пересчитывают K_M на K_M по (2.13). Далее определяют уточненное значение максимальной нагрузки и выбирают сечения.

Максимальная реактивная нагрузка определяется по формуле $Q_M = K'_M Q_{см}$. Значение

K'_M принимается равным 1 при $n_3 \geq 10$, а в остальных случаях $K'_M = 1,1$ [2.8].

Определение электрических нагрузок на III уровне электроснабжения осуществляется по выражениям

$$P_{MIII} = \lambda \sum_1^n K_{нi} P_{номi} = \lambda \sum_1^n K_{зi} K_{вi} P_{номi}; \quad (2.33)$$

$$\begin{aligned} Q_{MIII} &= \lambda \sum_1^n K_{нi} P_{номi} \operatorname{tg} \varphi_{смi} = \\ &= \lambda \sum_1^n K_{зi} K_{вi} P_{номi} \operatorname{tg} \varphi_{смi}; \quad (2.34) \end{aligned}$$

где λ — корректирующий коэффициент, полученный по исходным данным, приведенным в общесоюзных нормах технологического проектирования машиностроительных предприятий и предприятий ряда других отраслей промышленности [2.9, 2.10].

в зависимости от $n_1 = n_1/n$ и $P_{1*} = P_{н1}/P_n$

	0,4	0,35	0,3	0,25	0,20	0,15	0,1
0,030	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34	
0,059	0,076	0,10	0,14	0,20	0,32	0,52	
0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,31	0,71	
0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81	
0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86	
0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,90	
0,31	0,38	0,47	0,58	0,70	0,83	0,92	
0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94	
0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95	
0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95		
0,76	0,83	0,89	0,93	0,95			
0,85	0,90	0,93	0,95				
0,90	0,94	0,95					
0,94	0,95						
0,95							

При проектировании предприятий и цехов указанные нормы предусматривают избыточность технологического оборудования и его единичных мощностей по отношению к числу и мощности оборудования, необходимого для предусмотренного планового выпуска продукции. В связи с этим на III уровне электроснабжения следует вводить дополнительный коэффициент λ , корректирующий расчетную нагрузку и определяемый по выражению

$$\lambda = (1 - K_n) K_{инт}/K_n, \quad (2.35)$$

где $K_{инт}$ — коэффициент интенсивности использования основного технологического оборудования;

$$K_{инт} = n_1/n_2, \quad (2.36)$$

здесь n_1 — расчетное число единиц оборудования; n_2 — фактически принятое в проекте число единиц оборудования; K_n — коэффициент потерь номинального фонда времени, обусловленных простоями оборудования при планово-предупредительных ремонтах; K_n — коэффициент неравномерности потребления и производства.

Таблица 2.8. Постоянные времени нагрева $T_{ф.о}$ открыто проложенных проводов и кабелей, мин

Сечен- ные токо- веду- щей жилы, мм ²	Изолирован- ные провода ПР		Трехжильные кабели			
	в воз- духе	в земле	АСБ 1 кВ	СБ 1 кВ	АСБ 6 кВ	СБ 6 кВ
6	3	4,8	—	—	—	—
10	4,2	7,5	—	—	—	—
16	5,5	11	—	—	—	—
25	7,2	15,7	16,8	17,4	24	25,2
35	9	19,5	18	19,2	25,8	27,6
50	12	23,5	21	22,8	28,2	30,6
70	15	27,5	24	27	31,8	35,4
95	18,4	32	28,2	32,4	36	40,8
120	21,4	35,8	32,4	37,2	40,2	45,6
150	24,2	41	36,6	42,6	44,4	49,8
185	—	—	40,2	46,8	46,8	54,6
240	—	—	42	49,2	54,6	61,8

Исходные данные для определения λ должны быть получены из «Норм технологического проектирования» соответствующих производств для различных отраслей промышленности.

В табл. 2.9 даны значения λ (верхняя граница), подсчитанные для нормативных значений $K_{инт}$, K_n , K_n для различного вида оборудования.

Когда для проектируемых предприятий отсутствуют технологические нормы проектирования, позволяющие ввести коррекцию на избыточность оборудования, возможно введение корректирующих коэффициентов, полученных экспериментально в результате обследования объектов аналогичных производств ($\lambda = K_n$).

Ниже приведены значения корректирующих коэффициентов K_n , полученные в результате обследования объектов черной металлургии. Значения K_n даны в зависимости от группового K_n .

K_n	K_n
До 0,3	0,7
0,3—0,45	0,8
0,45—0,6	0,85
0,6—0,75	0,9

На IV уровне электроснабжения максимальные расчетные активные и реактивные нагрузки РП сети выше 1 кВ определяются в соответствии с выражениями

$$P_{мгV} = \sum_1^n K_{иРном} + \sum_1^m P_{мIII}; \quad (2.37)$$

Таблица 2.9. Верхние граничные значения коэффициента λ .

Цехи, отделения, производства	При одной смене	При двух сменах	При трех сменах
Инструментальные цехи:			
режущего, вспомогательного инструмента и приспособлений при числе станков:			
до 16	0,58—0,6	0,54—0,59	0,53—0,58
25	0,63—0,65	0,58—0,64	0,57—0,63
40	0,67—0,7	0,63—0,69	0,62—0,68
63	0,72—0,75	0,67—0,73	0,66—0,73
выше 100	0,77—0,8	0,72—0,78	0,7—0,78
штампов, пресс-форм, кокилей, металлургических моделей, заготовительного (обрезные, заточные) при числе основных станков:			
до 16	0,63—0,65	0,58—0,64	0,57—0,63
25	0,67—0,7	0,63—0,69	0,62—0,68
40	0,72—0,75	0,67—0,73	0,66—0,73
63	0,72—0,75	0,67—0,73	0,66—0,73
выше 100	0,77—0,8	0,72—0,78	0,7—0,78
мастерские по ремонту оснастки и восстановлению инструмента при числе основных станков:			
до 16	0,58—0,6	0,54—0,59	0,53—0,58
25	0,63—0,65	0,58—0,64	0,57—0,63
40	0,67—0,7	0,63—0,69	0,62—0,68
металлорежущие станки с программным управлением типа «обрабатывающий центр», устанавливаемые как отдельно, так и встраиваемые в автоматизированные участки, массой, т:			
до 10	—	0,66—0,6	0,65—0,6
10—100	—	0,64—0,59	0,64—0,58
выше 100	—	0,62—0,57	0,61—0,56
агрегатные станки	—	0,67—0,62	0,67—0,61
Ремонтно-механические цехи:			
при числе основных станков:			
до 16	0,65—0,66	0,6—0,64	0,59—0,65
17—25	0,67—0,7	0,63—0,69	0,62—0,68
26—40	0,69—0,71	0,65—0,7	0,63—0,7
41—63	0,72—0,75	0,67—0,73	0,66—0,73
64—100	0,75—0,77	0,7—0,76	0,69—0,76
101 и более	0,77—0,8	0,72—0,78	0,7—0,78
ремонтные базы при числе основных станков:			
до 4	0,56—0,57	0,52—0,57	0,51—0,56
5—7	0,58—0,6	0,54—0,59	0,53—0,58
8—10	0,6—0,61	0,56—0,61	0,54—0,6
11—16	0,63—0,65	0,58—0,64	0,57—0,63
17—25	0,65—0,66	0,6—0,66	0,59—0,65
26 и более	0,67—0,7	0,63—0,69	0,62—0,68
Кузнечно-прессовое оборудование:			
прессы механические кривошипные, дискоштанповочные, обрезные, винтовые, чеканочные с усилием, Н:			
100	0,73—0,67	0,72—0,66	0,72—0,66
до 315	—	0,71—0,65	0,71—0,65
800	—	0,69—0,63	0,68—0,63
выше 800	—	0,67—0,61	0,66—0,61
прессы клепальные	—	0,72—0,66	0,72—0,66

Продолжение табл. 2.9

Цехи, отделения, производства	При одной смене	При двух сменах	При трех сменах
прессы кривошипные горячештамповочные с усилием, Н:			
630—1000	—	0,69—0,64	0,69—0,63
2500	—	0,66—0,61	0,66—0,6
4000	—	0,65—0,59	0,64—0,59
6300—12 000	—	0,62—0,57	0,62—0,57
прессы гидравлические ковочные с усилием, Н:			
800	—	0,66—0,61	0,65—0,59
1250	—	—	0,63—0,58
2000	—	—	0,62—0,57
3200	—	—	0,60—0,55
4000	—	—	0,59—0,54
6300	—	—	0,55—0,5
10 000 и выше	—	—	0,70—0,64
прессы гидравлические листоштамповочные рамные	—	0,7—0,65	0,70—0,64
прессы гидравлические листоштамповочные колонные	—	0,62—0,57	0,61—0,56
машины для литья под давлением термопластичных материалов	—	0,7—0,65	0,70—0,64
установки для электрогидравлической штамповки ножницы, машины гибочные и правильные	0,72—0,66	0,72—0,66	—
молоты ковочные, кг:			
до 400	—	0,78—0,72	0,77—0,7
до 2000	—	0,75—0,69	0,75—0,69
до 5000	—	0,73—0,67	0,73—0,67
молоты штамповочные, кг:			
630—2000	—	0,74—0,68	0,74—0,68
3150—5000	—	0,73—0,67	0,72—0,66
10 000—25 000	—	0,67—0,61	0,65—0,6
машины горизонтальные ковочные усилием, Н:			
160—400	—	0,75—0,69	0,73—0,67
630—800	—	0,71—0,65	0,70—0,64
1250—1600	—	0,68—0,63	0,78—0,62
2000—3150	—	0,66—0,61	0,65—0,6
валцы ковочные	—	0,76—0,7	0,76—0,7
станы попеременно-клиновой прокатки	—	0,71—0,65	0,69—0,64
автоматы и автоматические линии	0,8	0,66—0,75	0,66—0,76
прочее кузнечно-прессовое оборудование	0,88—0,89	0,76—0,89	0,76—0,89
Сварочные цехи:			
стенды сборки (полуавтоматы)	0,74—0,76	0,68—0,73	0,68—0,71
многоэлектродные машины	0,76—0,8	0,76—0,8	0,76—0,8
подвесные конвейерные полуавтоматы	0,81—0,85	0,8—0,85	0,8—0,85
поточно-механизированные сборочно-сварочные линии	—	0,62—0,57	0,61—0,56
источники питания для электродуговой сварки:			
трансформаторы сварочные	0,68—0,63	0,68—0,62	0,68—0,62
выпрямители и преобразователи	0,66—0,61	0,66—0,61	0,66—0,6
полуавтоматы и автоматы для электродуговой сварки под флюсом и в среде защитных газов (с источниками питания)	0,62—0,57	0,62—0,57	0,62—0,57
машины контактные для точечной, шовной, рельсовой и стыковой сварки	0,66—0,61	0,66—0,61	0,66—0,6
машины для сварки трением	0,67—0,62	0,66—0,61	0,66—0,6

Продолжение табл. 2.9

Цехи, отделения, производства	При одной смене	При двух сменах	При трех сменах
оборудование для специальных способов, сварки машины и установки для кислородной и газоз-электрической резки и сварки	0,63—0,58 0,66—0,6	0,62—0,57 0,65—0,59	— 0,64—0,59
установки для сборки и электродуговой сварки со сварочными головками, механическое сварочное оборудование (манипуляторы, кантователи, позиционеры и др.)	0,67—0,62	0,66—0,61	0,65—0,6
Цехи покрытий, Окрасочные цехи:			
камеры подготовки поверхности	0,22—0,23	0,22—0,23	0,22—0,23
самоходные окрасочные устройства	0,42—0,44	0,41—0,44	0,4—0,43
сушильные камеры	0,53—0,55	0,51—0,54	0,5—0,54
Гальванические цехи	0,75—0,78	0,74—0,78	0,72—0,77
Термические цехи:			
автоматические линии для комплексной термо-обработки инструмента	—	—	0,58—0,53
механизированные и автоматизированные агре-гаты, печи элеваторного типа	—	—	0,62—0,57
механизированные печи, вакуумные печи	—	0,65—0,6	0,64—0,58
немеханизированные печи (камерные, шахтные, соляные ванны)	—	0,66—0,61	0,66—0,6
немеханизированные печи камерные с площадью пола не более 0,3 м ²	—	0,68—0,62	—
Высокочастотные установки:			
механизированные и автоматизированные	—	0,64—0,59	—
немеханизированные	—	0,66—0,61	—
Оборудование с вредными условиями труда	—	0,66—0,61	0,65—0,6
Печи сушильные:			
конвейерные	—	0,66—0,6	0,64—0,59
камерные	—	0,66—0,61	0,65—0,6
Индукционные печи промышленной частоты для плавки или подогрева и разлива чугуна емкостью, т:			
до 2,5	0,67—0,62	0,66—0,61	0,65—0,6
до 25 и выше	—	0,65—0,6	0,62—0,57
Индукционные каналные электропечи	0,67—0,62	0,64—0,59	0,62—0,57
Печи плавильные для медных сплавов	0,67—0,62	0,66—0,61	0,65—0,6
Печи плавильные для алюминиевых и других легких сплавов	0,67—0,62	0,66—0,61	0,65—0,6
Закрытые вагранки с подогревом дутья и очисткой газов (при одном подогревателе на две вагранки)	0,68—0,62	0,65—0,6	0,62—0,57
Печи термические:			
с непрерывным технологическим циклом работы длительностью выше 120 ч	—	—	0,62—0,57
с техническим циклом работы длительностью 70—120 ч	—	—	0,63—0,58
Автоматизированные агрегаты с контролируемой ат-мосферой для отливок с длительным циклом обра-ботки (30 ч и более)	—	—	0,59—0,54
Печи плавильные:			
дуговые электропечи для плавки стали и чугуна емкостью, т:			
0,5—1,5	0,66—0,61	0,65—0,6	—
3—6	—	0,65—0,6	0,62—0,57
12—25	—	0,64—0,5	0,61—0,56
50 и выше	—	—	0,60—0,55

Продолжение табл. 2.9

Цехи, отделения, производства	При одной смене	При двух сменах	При трех сменах
индукционные печи повышенной частоты для плавки стали емкостью, т: 0,06—25 6,0—25	0,65—0,6 —	0,65—0,6 0,64—0,58	— 0,61—0,56
Плавильные цехи для производства: единичного и мелкосерийного серийного и мелкосерийного	0,6—0,7 0,65—0,77	0,6—0,7 0,65—0,77	0,6—0,7 0,65—0,77
Сборочные цехи: слесарная обработка, узловая и общая сборка, окраска, сушка, испытания, прессы, сборочные автоматы сборка на конвейерах, автоматические линии	0,75—0,85 0,87—0,9	0,75—0,85 0,81—0,9	0,75—0,85 0,79—0,9
Сборочно-монтажное оборудование (производства радиоприборостроения): оборудование подготовки проводов, кабелей, резки, заготовок витых сердечников, изоляционных трубок, подготовки радиоэлементов к сборке автоматы и полуавтоматы установки навесных элементов на печатные платы автоматы и полуавтоматы формовки радиоэлементов, установки дايки «волной»	0,67—0,61 0,64—0,58 0,68—0,62	0,66—0,61 0,62—0,57 0,67—0,62	0,66—0,61 0,61—0,56 0,66—0,61
Производство электрорадиоэлементов: автотрансформаторные линии для изготовления печатных плат оборудование изготовления печатных плат, оборудование фотолитографии напылительные установки, оборудование для изготовления толстопленочных микросхем рабочие места при конвейерной сварке контрольно-испытательное и тренировочное оборудование регулируемое оборудование для аппаратуры, получающей СВЧ колебания, оборудование климатических испытательных узлов, блоков изделий и термобарокамер при $t = 60^\circ$	0,72—0,66 0,68—0,62 0,66—0,6 0,74—0,68 0,68—0,62 0,59—0,55	0,72—0,66 0,67—0,62 0,65—0,6 0,74—0,68 0,67—0,62 0,57—0,54	0,71—0,65 0,66—0,61 0,64—0,59 0,73—0,68 0,66—0,62 0,58—0,53
Деревообрабатывающие цехи для производства: единичного и мелкосерийного среднесерийного крупносерийного и массового	0,75—0,8 0,8—0,85 0,85—0,9	0,75—0,8 0,8—0,85 0,85—0,9	0,75—0,8 0,8—0,85 0,85—0,9

Продолжение табл. 2.9

Цехи, отделения, производства	При одной смене	При двух сменах	При трех сменах
Смесеприготовительное отделение для производства: единичного и мелкосерийного серийного и мелкосерийного	0,6 -0,7 0,65 -0,71	0,6 -0,7 0,65 -0,71	0,6 -0,7 0,65 -0,71
Предприятия автомобильного транспорта: диагностическое, контрольное, испытательное, регулирующее, моечно-уборочное оборудование окрасочно-сушильное, кузнечно-прессовое, сва- рочное, кузовное оборудование металлообрабатывающее, деревообрабатыва- ющее, разборочно-сборочное, электротехническое оборудование	0,37 -0,45 0,44 -0,5 0,55 -0,623	0,36 -0,44 0,43 -0,49 0,54 -0,617	0,35 -0,42 0,42 -0,47 0,53 -0,61
Производство керамзитового гравия и песка: агрегат обжиговый азрожелоб-холодильник барабан сушильный бегуны мокрого помола валцы дырчатые, валцы тонкого помола, валцы камневыводительные глинорыхлитель, грависортировка, грохот инер- ционный дробилка молотковая конвейер ленточный печь вращающаяся питатель ящичный пресс шнековый смеситель с фильтрующей решеткой	- - - - - - - - - - - - -	- - - - - - - - - - - - -	0,78 0,86 0,82 0,85 0,86 0,85 0,78 0,78 0,86 0,84 0,86
Производство извести: цех обжига извести (отделение обжига) помольный цех (помольное отделение) или от- деление дробления извести дробильное оборудование дробилки грохоты	- - - -	- - - -	0,95 0,82 0,85 0,85
Формовочное отделение	0,7 -0,85	0,7 -0,85	0,7 -0,85
Стержневое отделение для производства: единичного и мелкосерийного серийного и мелкосерийного	0,65 -0,71 0,7 -0,77	0,65 -0,71 0,7 -0,77	0,65 -0,71 0,7 -0,77

Продолжение табл. 2.9

Цехи, отделения, производства	При одной смене	При двух сменах	При трех сменах
Грунтовочное отделение для производства:	0,65–0,71	0,65–0,71	0,65–0,71
единичного и мелкосерийного	0,7–0,77	0,7–0,77	0,7–0,77
серийного и мелкосерийного	—	—	0,95
Алюминиевое производство	—	—	0,92
Цинковое, магниевое, электролитное производство	—	—	0,85
Глиноземное производство	—	—	0,85
Медеплавильное и никель-кобальтовое производство	—	—	0,65
Доменное производство	—	—	0,75
Мартеновское производство	—	—	0,65
Производство проката	—	—	0,75
Обогащительное производство	—	—	0,75
Агломерационное производство	—	—	0,82
Коксохимическое производство	0,85–0,9	0,85–0,9	0,85–0,9
Вентиляция цехов	0,85–0,9	0,85–0,9	0,85–0,9
Насосные, компрессорные	—	—	—

Таблица 2.10. Значения коэффициента a для различных условий питания потребителей электроэнергии

Объединенная энергосистема	Значение коэффициента a для шин 6–20 кВ при высшем напряжении подстанции, кВ		
	35	110–150	220–330
Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Украины, Казахстана	0,23	0,28	0,37
Средней Азии	0,3	0,35	0,47
Сибири	0,24	0,29	0,4
Урала	0,27	0,31	0,42
Юга, Закавказья	0,22	0,26	0,34
Востока	0,2	0,25	0,32

$$Q_{MIV} = \sum_1^n K_{R,PM} (\lg \Phi_{SM} + \sum_1^m Q_{MIII}), \quad (2.38)$$

где n — число ЭП без учета потребителей с резкопеременным графиком нагрузки, которые подключены к РП; m — число цеховых трансформаторов, подключенных к РП.

На V уровне электроснабжения расчетные активные и реактивные нагрузки определяются по выражениям

$$P_{MV} = K_{R,PM} \left(\sum_1^n P_{MIVi} + \sum_1^m K_{Ri} P_{RPMi} \right); \quad (2.39)$$

$$Q_{MV} = Q_3 - \Delta Q_T, \quad (2.40)$$

где $K_{R,PM}$ — коэффициент одновременности максимумов нагрузки ($K_{R,PM} \leq 0,9$ [2.9]); Q_3 — реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы в часы максимума нагрузки,

$$Q_3 = a P_{MV}; \quad (2.41)$$

ΔQ_T — потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, $\Delta Q_T = 0,14 \sqrt{P_{MV}^2 + Q_3^2}$ для двухтрансформаторной ГПП; n — число электроприемников, подключенных непосредственно к ГПП; m — число цеховых трансформаторов, подключенных непосредственно к шинам ГПП.

Значение коэффициента a задается в зависимости от максимальной активной расчетной нагрузки предприятия, напряжения сети внешнего электроснабжения и района страны, в котором расположено проектируемое предприятие (табл. 2.10) [2.13].

При резкопеременной нагрузке, подключенной к IV и V уровням, суммируют графики $\sum_1^n P(t)$ и $\sum_1^m Q(t)$ и определяют максимальную

нагрузку по результирующим графикам.

На VI уровне электроснабжения расчетная активная и реактивная нагрузка выражаются как

$$P_{MVI} \approx P_{MV}; \quad (2.42)$$

$$Q_{MVI} = Q_3. \quad (2.43)$$

Данные для определения электрических нагрузок на разных уровнях электроснабжения приведены в табл. 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11. Данные для определения элек

Узлы питания и группы электроприемников	Количество электроприемников рабочих резервных	Установленная мощность, приведенная к ПВ=1, кВт		$m = \frac{P_{номmax}}{P_{номти}}$	Коэффициент использования K_u	$\frac{\cos\phi}{\text{tg}\phi}$
		$P_{ном}$ одного электроприемника (наибольшего — наименьшего)	$P_{ном}$ общая рабочая резервная			
Цех № 1, участок № 1 Троллей 5 Заливочные краны (два крана): главный подъем, ПВ = 25%, 2 электродвигателя по 100 кВт (могут работать одновременно) вспомогательный подъем, главная тележка, ПВ = 25%, 60 кВт вспомогательная тележка, ПВ = 25%, 15 кВт передвижение моста, ПВ = 25%, 2 двигателя по 80 кВт	2	2·50	200	—	0,2	$\frac{0,6}{1,33}$
	2	30	60	—	0,2	$\frac{0,6}{1,33}$
	4	7,5	30	—	0,2	$\frac{0,6}{1,33}$
	2	2·40	160	—	0,2	$\frac{0,6}{1,33}$
Итого по троллею 5	10	7,5 + 2·50	450	3	0,2	$\frac{0,6}{1,33}$
ЩСУ-1 Мельницы шаровые 50 кВт; Станки	$\frac{5}{1}$	50	$\frac{250}{50}$	—	0,8	$\frac{0,8}{0,75}$
	7	5—21	51	—	0,2	$\frac{0,65}{1,15}$
Итого по ЩСУ-1	$\frac{12}{1}$	50	$\frac{301}{50}$	>3	0,7	—
Магистраль М1 Станки разные Вентиляторы Насосы Нагреватели	60	4—51	800	>3	0,2	$\frac{0,65}{1,15}$
	4	15	60	—	0,7	$\frac{0,8}{0,75}$
	2	150	300	—	0,8	$\frac{0,8}{0,75}$
	3	30	90	—	0,8	$\frac{1,0}{0}$
Итого по М1:	71	—	1300	—	0,41	—
ЩСУ-2 Насосы	$\frac{15}{2}$	5—28	$\frac{165}{30}$	—	0,8	$\frac{0,8}{0,75}$

граических нагрузок на II уровне электроснабжения

Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Коэффициент учета технологических факторов λ	Средняя нагрузка с учетом λ		Эффективное число электроприемников $n_3 = \frac{\sum P_{ном}}{P_{ном max}}$	Коэффициент максимума K_m	Максимальная расчетная нагрузка на II уровне		
$P_{см} = K_m P_{ном}$ кВт	$Q_{см} = P_{см} \times \tan \varphi_{см}$ квар		$P_c = P_{см} \lambda$ кВт	$Q_c = Q_{см} \lambda$ квар			$P_M = K_M P_{см}$ кВт	$Q_M = K_M Q_{см}$ квар	$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$ кВ·А
—	—	0,8	—	—	—	—	—	—	—
—	—	0,8	—	—	—	—	—	—	—
—	—	0,8	—	—	—	—	—	—	—
—	—	0,8	—	—	—	—	—	—	—
90	120	—	72	96	9	1,9	171	132	217
200	150	0,95	190	142,5	—	—	—	—	—
10	11	0,75	7,65	8,8	—	—	—	—	—
210	161	—	197,7	151,3	12	1,15	242	161	290
160	184	0,75	120	138	34	1,34	214	202	—
42	31	0,88	36,96	27,72	—	—	42	31	—
240	180	0,88	211,2	158,4	—	—	240	180	—
72	—	0,6	43,2	—	—	—	72	—	—
514	395	—	411,4	324,1	—	—	568	413	700
132	99	0,88	116,16	87,12	—	—	—	—	—

Узлы питания и группы электроприемников	Количество электроприемников рабочих резервных	Установленная мощность, приведенная к ПВ = 1, кВт		$m = \frac{P_{ном\max}}{P_{ном\min}}$	Коэффициент использования K_d	$\frac{\cos\varphi}{\lg\varphi}$
		$P_{ном}$ одного электроприемника (наибольшего — наименьшего)	$P_{ном}$ общая рабочая резервная			
Задвижки	10	0,5 ÷ 1,5	10	—	—	—
Вентиляторы	2	5	10	—	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$
Нагреватели	1	30	30	—	0,6	1,0/1
Итого по ЩСУ-2	$\frac{28}{2}$	0,5—30	215 30	—	—	—
Магистраль М2 ЩСУ-3						
Станки разные	62	4,5—15	412	> 3	0,2	$\frac{0,5}{1,73}$
Таль ЩР-1	1	3	3	—	—	—
Сварочные трансформаторы автоматической сварки, 380 В, 3,60 + 2,66 + 1,25 кВт, ПВ = 60%	6	20—51	250	> 3	0,35	$\frac{0,6}{1,33}$
Итого по М2	69	4,5—51	675	> 3	0,26	$\frac{0,56}{1,45}$
Итого силовая нагрузка по участку № 1	$\frac{190}{3}$	100	$\frac{2941}{80}$	—	0,39	—
Освещение по участку № 1	—	—	150	—	0,9	—
Итого по участку № 1	$\frac{190}{3}$	—	3091	—	—	—

Продолжение табл. 2.11

Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Коэффициент учета технологических факторов λ	Средняя нагрузка с учетом λ		Эффективное число электроприемников $n_{\Sigma} = \frac{2 \sum P_{\text{ном}}}{P_{\text{номmax}}}$	Коэффициент максимума K_M	Максимальная расчетная нагрузка на II уровне		
$P_{\text{см}} = K_M P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \times \text{tg}\varphi_{\text{см}}$, квар		$P_c = P_{\text{см}} \lambda$, кВт	$Q_c = Q_{\text{см}} \lambda$, квар			$P_M = K_M P_{\text{см}}$, кВт	$Q_M = K_M Q_{\text{см}}$, квар	$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$, кВ·А
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7	5	0,88	5,72	4,29	—	—	—	—	—
18	—	0,6	10,8	—	—	—	—	—	—
157	104	—	132,7	91,4	—	—	157	104	188
82	144	0,75	61,8	106,9	55	1,21	99	158	186
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
91	121	0,63	57,33	76,3	—	2	199	142	244
173	265	—	119,1	183,2	26	2,35	233	265	—
1144	1045	—	932,9	845,8	59	1,12	1280	1045	—
135	105	—	135	105	—	—	135	105	—
1279	1150	—	1067,9	950,8	—	—	1415	1150	1823,3

Таблица 2.12. Данные для определения электрических

Узлы питания и группы электроприемников	Количество электроприемников рабочих резервных n	Установленная мощность, приведенная к ПВ=1, кВт		Коэффициент использования $K_{и}$	$\frac{\cos\phi_{см}}{1\phi_{см}}$
		$P_{ном}$ одного электроприемника наибольшего и наименьшего	$P_{ном}$ общая рабочая резервная		
III уровень					
РП-1					
Участок № 1					
Силовая нагрузка	190	100	$\frac{2941}{80}$	0,39	—
Освещение	3	—	150	0,9	—
Итого по участку № 1	$\frac{190}{3}$	—	$\frac{3091}{80}$	—	—
Участок № 2					
Силовая нагрузка	90	140	1990	0,41	—
Освещение	—	—	120	0,9	—
Итого по участку № 2	90	—	2110	—	—
Участок № 3					
Силовая нагрузка	$\frac{92}{5}$	80	$\frac{2830}{100}$	0,44	—
Освещение	—	—	100	1	—
Итого по участку № 3	$\frac{92}{5}$	—	$\frac{2930}{100}$	—	—
Участок № 4					
Силовая нагрузка	120	105	$\frac{3200}{200}$	0,39	—
Освещение	—	—	140	0,9	—
Итого по участку № 4	120	—	$\frac{3340}{200}$	—	—
Итого нагрузка до 1 кВ	$\frac{492}{3}$	—	$\frac{11461}{380}$	—	—
IV уровень					
Электроприемники до 1 кВ	$\frac{492}{8}$	—	$\frac{11461}{380}$	—	—
Электроприемники напряжением 6 кВ с переменным графиком работы	2	500	1000	0,5	0,8
Электроприемники с постоянным графиком — насосы водоснабжения (синхронные двигатели 6 кВ, $\cos\phi = 0,9$, $\eta = 0,92$)	$\frac{2}{1}$	1400	$\frac{2800}{1400}$	0,7	—
Итого:	$\frac{496}{9}$	—	$\frac{15261}{1780}$	—	—

ких нагрузок на III и IV уровнях электроснабжения

Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Коэффициент технологических потерь λ , или корректирующий K_x	Максимальная расчетная мощность		
$P_{см} = K_{п} P_{ном}$, кВт	$Q_{см} = P_{см} \tan \varphi_{см}$, квар		$P_M = P_{см} \lambda = P_{см} K_x$, кВт	$Q_M = P_M \tan \varphi_{см}$, квар	$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$, кВ·А
1144	1045	—	932,9	845,8	—
135	105	—	135	105	—
1279	1150	—	1068	950	1430
812	858	0,8	650	686	—
108	—	1	108	—	—
920	858	—	758	686	1022
850	950	0,8	845	816	—
100	70	0,8	845	816	—
—	—	—	845	816	1175
1250	850	0,9	1235	855	—
126	100	0,9	1235	855	—
1376	950	—	1235	855	1502
—	—	—	3906	3307,8	5118
—	—	—	3906	3307,8	—
500	375	—	500	375	—
1960	—	—	1960	—	—
—	—	—	6366	3682,8	7354

2.4. ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ

Годовые потери активной энергии, кВт·ч, определяются по формуле

$$\Delta W_i = n I_{cr}^2 R T_i 10^{-3}; \quad (2.44)$$

максимальные потери мощности, кВт,

$$\Delta P_M = n I_M^2 R 10^{-3}; \quad (2.45)$$

здесь n — число фаз или полюсов;

$$I_{cr} = \frac{\sqrt{P_{cr}^2 + Q_{cr}^2}}{\sqrt{3} U_n} - \text{среднегодовой ток, А;}$$

R — сопротивление одной фазы (полюса), Ом.

2.5. ПИКОВЫЕ НАГРУЗКИ

Пиковой нагрузкой одного или группы ЭП называется кратковременная нагрузка (длительность 1–2 с), обусловленная пуском электродвигателей, эксплуатационными короткими замыканиями дуговых электропечей, электросварки и т. п. Пиковая нагрузка характеризуется частотой ее появления.

Пиковый ток группы ЭП, работающих при отстающем токе, можно определить по формуле, А,

$$i_n = i_{nmax} + (I_M - K_M i_{номmax}), \quad (2.46)$$

где i_{nmax} — максимальный пусковой ток двигателя в группе; I_M — ток максимальной нагрузки всех ЭП; $i_{номmax}$ — номинальный (приведенный к ПВ = 100%) ток двигателя с максимальным пусковым током.

Максимальным (пиковым) током одного ЭП может быть:

а) пусковой ток асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором или синхронного двигателя. В случае отсутствия заводских данных пусковой ток может быть принят равным 5-кратному номинальному;

б) пусковой ток двигателя постоянного тока или асинхронного с фазным ротором. При отсутствии более точных данных пусковой ток должен приниматься не меньше 2,5-кратного номинального;

в) пиковый ток печных и сварочных трансформаторов, который должен быть принят по заводским данным, а в случае их отсутствия — не менее 3-кратного номинального (без приведения к ПВ = 100%);

г) пиковая мощность, кВт·А, отдельных работающих машин контактной сварки, которая определяется по паспортным дан-

ным по формуле

$$S_n = U_{2max} I_{2max}, \quad (2.47)$$

где U_{2max} — максимальное вторичное напряжение, В; I_{2max} — максимальный сварочный вторичный ток, кА.

При отсутствии заводских данных пиковая мощность может быть приближенно принята равной 3-кратной номинальной (при паспортном ПВ).

При малом числе ЭП в группе и большом различии их мощностей и коэффициентов мощности для пикового тока можно рекомендовать выражение

$$I_n = i_{nmax} + K_M \frac{\sqrt{(P_{cm} - P_{cm})^2 + (Q_{cm} - q_{cm})^2}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (2.48)$$

где P_{cm} , Q_{cm} — активная и реактивная мощности всей группы за наиболее загруженную смену; P_{cm} , q_{cm} — активная и реактивная мощности ЭП, потребляющего наибольший пиковый ток i_{nmax} ; K_M — коэффициент максимума, который может быть принят как для всей группы.

При самозапущке электродвигателей в качестве пускового принимается пусковой ток всех участвующих в самозапущке двигателей.

Для установок с циклическим характером производства определение пускового тока производится на основе исследования графиков нагрузок.

Для группы одновременно работающих по программе машин контактной сварки пиковая мощность определяется по специальной методикой.

При наличии ЭП с ударными нагрузками пиковый ток определяется специальным расчетом.

2.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МАШИН КОНТАКТНОЙ ЭЛЕКТРОСВАРКИ

Приведенная ниже методика [2.14, 2.15, 2.16] расчета электрических нагрузок предназначена для различных видов машин контактной сварки: точечных, многоточечных, рельефных, шовных и стыковых, устанавливаемых в различных отраслях металлообрабатывающей и машиностроительной промышленности. Данный метод расчета может быть распространен также на любые электрические нагрузки, характеризующиеся большой частотой и малой продолжительностью включения.

Исходные данные. Планировка проектируемого цеха: паспортные данные сварочных машин (напряжение, фазность, установленная мощность сварочных трансформаторов и их распределение по фазам для двух- и трехфазных машин); перечень заблокированных сварочных машин; режим работы сварочных машин (автоматический, полуавтоматический, ручной).

При отсутствии расчетных технологических данных или графиков нагрузки машин за цикл сварки расчет нагрузок производится с помощью среднестатистических коэффициентов загрузки и включения.

Используемые в расчетах среднестатистические коэффициенты загрузки и включения выявлены в результате обследования сварочных установок значительного числа действующих производств, в основном автомобилестроительных заводов, выпускающих легковые машины. Эти коэффициенты следует постоянно уточнять в связи с повышением производительности сварочного оборудования, появлением новых типов машин контактной сварки. Для других производств (вагоностроение, производство грузовых машин и др.) коэффициенты загрузки и включения могут иметь иные значения, которые необходимо выявить при проведении соответствующих обследований этих производств.

Паспортная продолжительность включения принята для отечественных машин 20%, для импортных — 50%.

Коэффициент мощности сварочных машин на основании результатов экспериментальных обследований машиностроительных предприятий принят равным 0,6.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ВЕЛИЧИН

Однофазными сварочными машинами считаются машины, включенные на линейное напряжение. Двухфазными считаются машины, имеющие два плеча, подключенные к трем фазам по схеме открытого треугольника, включаемые одновременно. Трехфазными считаются машины, имеющие три плеча, подключенные к трем фазам сети и включаемые одновременно. Двухфазные и трехфазные машины при разновременном включении плеч рассматриваются как группы однофазных машин.

Схема ожидания — схема включения сварочных машин, связанных блокированными зависимостями, которые исключают одновременное включение заблокиро-

ванных машин или групп сварочных трансформаторов.

S_y — установленная мощность сварочных трансформаторов машины при номинальной паспортной продолжительности включения указывается в паспорте машины, кВт · А;

k_3 — коэффициент загрузки данной машины, выражающий отношение пиковой потребляемой мощности к установленной;

k_b — коэффициент включения, отражающий длительность включения машины в полном цикле сварки,

$$k_b = \frac{t_b}{t_b + t_n} = \frac{t_b}{t_{\Sigma}}, \quad (2.49)$$

где t_b — продолжительность сварки, с; t_n — продолжительность паузы; t_{Σ} — продолжительность одного цикла сварки, с.

При пользовании среднестатистическими коэффициентами загрузки и включения, приведенными в табл. 2.13, потребляемые средняя, эффективная и пиковая мощности определяются соответственно по следующим формулам, кВт · А,

$$S_C = S_y k_3 k_b; \quad (2.50)$$

$$S_e = S_y k_3 \sqrt{k_b}; \quad (2.51)$$

$$S_n = S_y k_3. \quad (2.52)$$

Пиковая мощность — это кратковременная мощность, потребляемая машиной из сети при сварке изделий заданных размеров и марки металла.

При расчетных технологических исходных данных (потребляемая мощность $S_{н,т}$ и коэффициент включения $k_{н,т}$) средняя, эффективная и пиковая мощности определяются соответственно, кВт · А,

$$S_C = S_{н,т} k_{н,т}; \quad (2.53)$$

$$S_e = S_{н,т} \sqrt{k_{н,т}}; \quad (2.54)$$

$$S_n = S_{н,т}. \quad (2.55)$$

При этом технологический коэффициент включения, соответствующий данной технологии,

$$k_{н,т} = \frac{V t_{в,т} N}{3600}, \quad (2.56)$$

где V — число сварок на данной детали; N — число деталей, свариваемых за час; $t_{в,т}$ — продолжительность сварочного тока одной сварки, с, определяется по таблицам технологических режимов сварки.

Для машин с многоступенчатым графиком нагрузки $I_{в,т}$ определяется на каждой ступени графика.

Таблица 2.13. Среднестатистические коэффициенты загрузки и включения

Виды машин	K_z	$K_{\text{в}}$
Одноточечные стационарные (при нерегулируемых игнитронных и тиристорных контакторах)	0,8–1	0,03–0,05
Одноточечные стационарные (при регулируемых игнитронных и тиристорных контакторах)	0,5–0,9	0,03–0,05
Одноточечные подвесные (при $P_{\text{всп}} = 20\%$)	1,1–1,7	0,03–0,05
Одноточечные подвесные (при $P_{\text{всп}} = 50\%$)	1,7–2	0,03–0,05
Рельсовые машины	0,7–0,08	0,07–0,1
Шовные машины	0,7–0,8	0,5–0,6
Многоточечные машины (при $P_{\text{всп}} = 5 \div 12\%$)	0,9–1	0,05–0,2
Многоточечные машины (при $P_{\text{всп}} = 50\%$)	1,7–2,3	0,03–0,2
Стыковые сварочные машины (сварка сопротивлением)	0,3–0,75	0,3–0,5
Стыковые сварочные машины (сварка непрерывным оплавлением):	оплавление	0,23–0,45
	осадка	0,8–1,1
Стыковые сварочные машины (сварка оплавлением с подогревом):	подогрев	0,7–0,9
	оплавление	0,03–0,15
	осадка	0,8–1,1
	0,03–0,15	0,08–0,2
	0,8–1,1	0,03–0,05

Продолжительность технологического цикла сварки, с,

$$t_{\text{ц}} = 3600/N. \quad (2.57)$$

Частота включения сварочной машины равна $N/3600$.

При уточнении эффективной нагрузки, определении пиковой мощности и максимальной потери напряжения в сети нагрузка каждой сварочной машины представляется величиной пикового линейного тока.

При использовании в качестве исходных данных установленной мощности сварочных трансформаторов и среднестатистических коэффициентов загрузки и включения индивидуальные пиковые токи машин определяются следующим образом, А:

для однофазных машин

$$i_{\text{п}} = \frac{s_y k_z}{U_{\text{ном}}}; \quad (2.58)$$

для двухфазных машин, включенных по схеме открытого треугольника: для общей фазы

$$i_{\text{п}} = \frac{s_y k_z \sqrt{3}}{2U_{\text{ном}}}; \quad (2.59)$$

для остальных фаз

$$i_{\text{п}} = \frac{s_y k_z}{2U_{\text{ном}}}; \quad (2.60)$$

для трехфазных машин

$$i_{\text{п}} = \frac{s_y k_z}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}. \quad (2.61)$$

При использовании в качестве исходных данных графиков нагрузки машин или расчетных технологических данных, пиковые токи определяются по формулам, А:

для однофазных машин

$$i_{\text{п}} = \frac{s_{\text{п,т}}}{U_{\text{ном}}}; \quad (2.62)$$

для двухфазных машин: для общей фазы

$$i_{\text{п}} = \frac{s_{\text{п,т}} \sqrt{3}}{2U_{\text{ном}}}; \quad (2.63)$$

для остальных фаз

$$i_{\text{п}} = \frac{s_{\text{п,т}} \sqrt{3}}{2U_{\text{ном}}}; \quad (2.64)$$

для трехфазных машин

$$i_{\text{п}} = \frac{s_{\text{п,т}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}. \quad (2.65)$$

ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ

Расчет нагрузок рекомендуется выполнять в два этапа. На первом этапе определяется ориентировочная эффективная мощность машин контактной сварки. На основании ориентировочной эффективной мощности сварочных машин намечается схема внутреннего электроснабжения, выбираются количество и мощность трансформаторов, решается вопрос о применении установок

продольной компенсации, производится размещение подстанций в цехе и намечается питающая сеть 380 В.

На втором этапе расчетов производится распределение сварочных машин по фазам питающей сети, выполняется окончательный расчет намеченной схемы электроснабжения, включая определение эффективной и пиковой мощностей, расчет потери напряжения и окончательный выбор всех элементов сети.

I этап. Сварочные машины разбиваются на две группы: трехфазные и однофазные. Пересчет двухфазных машин со схемой соединения открытый треугольник к трехфазным производят с помощью коэффициента приведения, равного 1,2 (взят средний коэффициент между $\sqrt{3/2}$ и $3/2$). Это допущение позволяет на I этапе расчета не распределять сварочные машины по фазам питающей сети. При незначительном количестве двухфазных машин коэффициент приведения следует принимать равным 1,5.

Для каждой сварочной машины определяются

$$s_1^2 = s_{1n}^2 k_b; \quad (2.66)$$

$$s_c = s_{cn} k_b. \quad (2.67)$$

Ориентировочная расчетная сварочная нагрузка, кВт·А,

$$S_3 \approx \sqrt{(\sum s_c)^2 + 3 \sum s_1^2}. \quad (2.68)$$

II этап. После предварительного выбора цеховых трансформаторов и питающей сети 380 В следует распределить сварочные машины по фазам таким образом, чтобы обеспечить равномерную загрузку всех фаз питающей сети.

При этом рекомендуется:

в случае установки сварочных машин со значительно отличающимися коэффициентами включения следует равномерно по фазам распределять величины $s_{1n}^2 k_b$;

при установке в цехе сварочных машин с незначительно отличающимися коэффициентами включения допускается распределять по фазам потребляемую мощность сварочных машин s_n ;

в случае отсутствия данных по фактическим мощностям сварочных трансформаторов плеч двухфазных и трехфазных машин допускается принимать равномерное распределение по фазам общей установленной мощности трансформаторов двухфазной или трехфазной машины.

Неравномерность загрузки фаз не должна превышать 15%.

Определение средней, эффективной и пиковой нагрузки. Средний ток питающей линии

получается как арифметическая сумма средних токов всех машин, подключенных к этой фазе, А,

$$\bar{I} = \sum I_i \quad (2.69)$$

где $I_i = i_n k_b$ — средняя нагрузка отдельной сварочной машины.

Для многоточечной сварочной машины средняя нагрузка, А,

$$\bar{I}_\Sigma = \sum \bar{I}_i \quad (2.70)$$

где $\bar{I} = i_n k_b$ — средняя нагрузка, создаваемая ступенью каждого пика нагрузочной диаграммы за один цикл сварки.

Эффективная нагрузка группы сварочных машин

$$I_3 = \sqrt{\bar{I}^2 + DI}, \quad (2.71)$$

где DI — дисперсия нагрузки фазы, А².

Из-за малых значений коэффициента включения для отдельных пиков нагрузки машины можно принять, что дисперсия тока отдельного пика практически равна квадрату его эффективного значения за цикл сварки. По этой же причине дисперсия суммарного тока линии с достаточной точностью может быть принята равной сумме квадратов эффективных токов отдельных машин.

Для группы сварочных машин

$$DI = \sum i_n^2 k_b (1 - k_b); \quad (2.72)$$

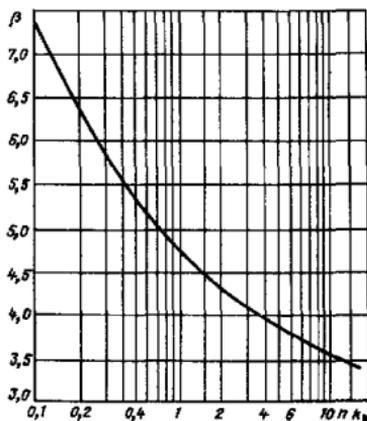


Рис. 2.3. Кривая для определения вероятностного коэффициента β в функции nk_b при $E_x = 0,001$

при

$$k_n \leq 0,15 \\ DI = \sum i_n^2 k_n. \quad (2.73)$$

Пиковая нагрузка группы сварочных машин

$$I_n = \bar{I} + \beta \sqrt{DI}, \quad (2.74)$$

где β — вероятностный коэффициент, определяемый по графику рис. 2.3.

Пиковая нагрузка определяется суммарной нагрузкой совпавших в работе сварочных машин. Вероятность превышения расчетной пиковой нагрузки E_x принимается равной 0,001. Для группы машин с одинаковыми пиковыми токами i_n каждой машины коэффициент β определяется по рис. 2.3 для фактических значений $n\bar{k}_n$.

Для группы машин с разными индивидуальными пиковыми токами коэффициент β определяется по рис. 2.3 для значений n_3, k_n , где n_3 — эффективное число машин с одинаковым индивидуальным пиковым током i_n , создающих те же самые значения средней нагрузки \bar{I} , эффективной нагрузки I_3 и дисперсии DI , что и фактическое количество машин с разными индивидуальными пиковыми токами.

$$n_3 = \frac{(\sum i_n^2)^2}{\sum i_n^4}. \quad (2.75)$$

При рассчитанных ранее значениях \bar{I} и DI расчет n_3 упрощается:

$$n_3 = \frac{\bar{I}^2 (1 - \bar{k}_n)}{DI \bar{k}_n}. \quad (2.76)$$

при $k_n \leq 0,15$

$$n_3 = \frac{\bar{I}^2}{DI \bar{k}_n}, \quad (2.77)$$

где \bar{k}_n — усредненное значение коэффициента включения всех сварочных машин,

$$\bar{k}_n = \frac{1}{n} \sum k_n. \quad (2.78)$$

Данные для определения средних, эффективных и пиковых нагрузок приведены в табл. 2.14–2.16.

Определение максимальной потери напряжения основано на методе фиктивных нагрузок, в соответствии с которым суммарная потеря напряжения в сети в любой момент времени обуславливается числом совпавших в работе машин и потерями напряжения, создаваемыми работой каждой машины.

Поскольку потеря напряжения в сети от работы одной машины пропорциональна ее токовой нагрузке, ее можно рассматривать как фиктивную нагрузку этой машины. Это позволяет вести расчет суммарной максимальной потери напряжения аналогично расчету пиковой токовой нагрузке.

Потеря напряжения, вызываемая каждой отдельной машиной, Δu_n ,

$$\Delta u_n = \alpha z i_n, \quad (2.79)$$

где α — коэффициент, учитывающий суммарные потери напряжения в питающих линиях от нагрузок различных фаз машин (табл. 2.17); z — удельная потеря напряжения в питающей сети, включая цеховой трансформатор, отнесенная к 1 А тока нагрузки данной

Таблица 2.14. Данные для определения ориентировочной эффективной мощности машин контактной сварки

Сварочная машина		Исходные данные			Расчетные данные		
Тип	Количество	S_n , кВт·А	K_n	K_n	$S_n = S_n K_n$	$S_c = S_n k_n$	$S_3 = S_n k_n$
SPM-109	1	900	1	0,01	900	9	8100
SPM-108	1	900	1	0,01	900	9	8100
SPM-19	1	500	1	0,01	500	5	2500
SPM-21	1	500	1	0,01	500	5	2500
МТП-600	1	600	0,7	0,03	420	12,6	5300
МТП-200	2	200 × 2	0,7	0,03	140 × 2	4,2 × 2	1200
SPM-500	1	550	1	0,01	550	5,5	3000
SPM-103	1	450	1	0,01	450	4,5	2000
МТПГ-75	21	75 × 21	1,1	0,025	82 × 21	2,05 × 21	3540
Итого:	—	—	—	—	—	102	36600

Всего: $S_3 \approx \sqrt{102^2 + 3 \cdot 36600} \approx 347$ кВт·А.

Таблица 2.15. Данные для определения средних, эффективных и пиковых нагрузок машин контактной сварки

Тип машины	Число фаз	Мощность, кВт·А	Среднестатистические коэффициенты		Пиковый ток сварочных машин, А	Средняя нагрузка, А	Дисперсия нагрузки, А	Эффективная нагрузка, А
			K_5	K_8				
SPM-109	3	900	1	0,01	1367	13,7	18 690	137
SPM-108	3	900	1	0,01	1367	13,7	18 690	137
SPM-19	2	500	1	0,01	1139	11,4	12 370	114
SPM-21	1	500	1	0,01	—	—	—	—
МТП-200	1	200	0,7	0,03	368	11	4060	64
МТП-200	1	200	0,7	0,03	368	11	4060	64
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТП-600	1	600	0,7	0,03	1105	33	36 630	191
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
SPM-500	1	550	1	0,01	1447	14,5	20 940	145
SPM-103	1	450	1	0,01	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	—	—	—	—
МТПГ-75	1	75	1,1	0,025	217	5,4	1180	34

Таблица 2.16. Расчетные значения средних, эффективных и пиковых нагрузок машин контактной сварки

Расчетываемая величина	Расчетное значение	Расчетная формула
\bar{I} , А	168	(2.69)
DI , А ²	128 400	(2.73)
I_3 , А	396	(2.71)
n	18	—
k_a	0,0225	(2.78)
n_b	9,9	(2.76)
β	6,3	По графику рис. 2.3
I_n , А	2430	(2.74)

 Таблица 2.17. Значения коэффициента α для сварочных машин

Фазы машин	AB	BC	CA
Однофазные			
AB	2	0,5	0,5
BC	0,5	2	0,5
CA	0,5	0,5	2
Двухфазные			
AB, BC	2,4	2,4	$\sqrt{3}$
AB, CA	2,4	$\sqrt{3}$	2,4
BC, CA	$\sqrt{3}$	2,4	2,4
Трехфазные			
ABC	—	$\sqrt{3}$	—

Таблица 2.18. Данные для определения потери напряжения в сетях, питающих машины контактной сварки

Тип машины	K_B	Пик сварочных машин i_n, A			i, m	Удельная потеря напряжения $10^{-2} B/A$	Фиктивная нагрузка сварочных машин $\Delta \bar{U}_n, B$			Средняя фиктивная нагрузка $\Delta \bar{U} = \Delta \bar{U}_n K_B, B$			Дисперсия фиктивной нагрузки $\Delta \Delta U \approx \Delta \Delta_n^2 K_B, B^2$		
		A	B	C			AB	BC	CA	AB	BC	CA	AB	BC	CA
SPM-109	0,01	1367	1367	1367	10	0,531	12,6	12,6	12,6	0,126	0,126	0,126	1,588	1,588	1,588
SPM-108	0,01	1367	1367	1367	10	0,531	12,6	12,6	12,6	0,126	0,126	0,126	1,588	1,588	1,588
SPM-19	0,01	1139	658	658	15	0,547	14,9	6,2	6,2	0,149	0,0622	0,0622	2,22	0,387	0,387
SPM-21	0,01	—	1315	1315	15	0,547	3,6	14,4	3,6	0,036	0,144	0,036	0,13	2,074	0,13
МТП-200	0,03	368	368	—	20	0,563	4,1	1	1	0,123	0,03	0,03	0,504	0,03	0,03
МТП-200	0,03	368	368	—	20	0,563	4,1	1	1	0,123	0,03	0,03	0,504	0,03	0,03
МТПГ-75	0,025	—	217	217	25	0,579	0,6	2,5	0,6	0,015	0,0625	0,015	0,009	0,156	0,009
МТПГ-75	0,025	—	217	217	25	0,579	0,6	2,6	0,6	0,015	0,0625	0,015	0,009	0,156	0,009
МТПГ-75	0,025	217	217	—	25	0,579	2,5	0,6	0,6	0,062	0,015	0,015	0,156	0,009	0,009
МТПГ-75	0,025	—	217	217	25	0,579	0,6	2,5	0,6	0,015	0,062	0,015	0,009	0,156	0,009
МТПГ-75	0,025	217	217	—	25	0,579	2,5	0,6	0,6	0,062	0,015	0,015	0,156	0,009	0,009
МТП-600	0,03	1105	—	1105	30	0,595	3,3	3,3	13,1	0,099	0,099	0,393	0,327	0,327	5,148
МТПГ-75	0,025	—	217	217	35	0,611	0,7	2,6	0,7	0,017	0,065	0,017	0,012	0,169	0,012
МТПГ-75	0,025	217	217	—	35	0,611	2,6	0,7	0,7	0,065	0,017	0,017	0,169	0,012	0,012
МТПГ-75	0,025	217	217	—	35	0,611	2,6	0,7	0,7	0,065	0,017	0,017	0,169	0,012	0,012
МТПГ-75	0,025	—	217	217	35	0,611	0,7	2,6	0,7	0,017	0,065	0,017	0,012	0,169	0,012
МТПГ-75	0,025	217	217	—	34	0,611	2,6	0,7	0,7	0,065	0,017	0,017	0,169	0,012	0,012
SPM-500	0,01	1447	—	—	40	0,627	18,1	4,5	4,5	0,181	0,045	0,045	3,27	0,202	0,202
SPM-103	0,01	—	1184	1184	40	0,627	3,7	14,8	3,7	0,037	0,148	0,037	0,137	2,19	0,137
МТПГ-75	0,025	—	217	217	50	0,659	0,7	2,9	0,7	0,017	0,072	0,017	0,012	0,21	0,012
МТПГ-75	0,025	217	217	—	50	0,659	2,9	0,7	0,7	0,072	0,017	0,017	0,210	0,012	0,012
МТПГ-75	0,025	—	217	217	50	0,659	0,7	2,9	0,7	0,017	0,072	0,017	0,012	0,21	0,012
МТПГ-75	0,025	217	217	—	50	0,659	2,9	0,7	0,7	0,072	0,017	0,017	0,210	0,012	0,012
МТПГ-75	0,025	—	217	217	60	0,691	0,75	3	0,75	0,019	0,075	0,019	0,014	0,225	0,014
МТПГ-75	0,025	217	—	217	60	0,691	0,75	0,75	3	0,019	0,075	0,019	0,014	0,225	0,014
МТПГ-75	0,025	217	217	—	60	0,691	3	0,75	0,75	0,075	0,019	0,019	0,225	0,014	0,225
МТПГ-75	0,025	—	217	217	60	0,691	0,75	3	0,75	0,019	0,075	0,019	0,014	0,225	0,014
МТПГ-75	0,025	217	—	217	60	0,691	0,75	0,75	3	0,019	0,075	0,019	0,014	0,225	0,014
МТПГ-75	0,025	217	217	—	60	0,691	3	0,75	0,75	0,075	0,019	0,019	0,225	0,014	0,014

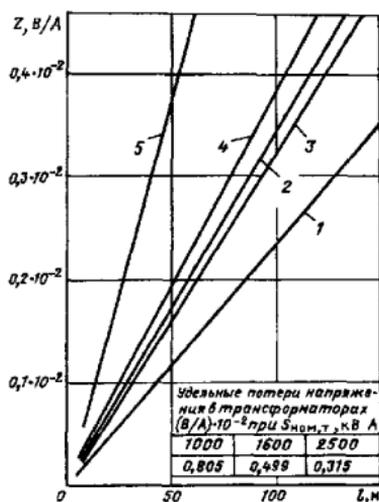


Рис. 2.4. Кривые удельных потерь напряжения в шинпроводах:

1 — ШМА68Н, 4000 А; 2 — ШМА68Н, 2500 А; 3 — ШМА³, 1600 А; 4 — ШМА73П, 1600 А; 5 — ШМА76, 1000 А

машины, при длине магистрали l от машины до подстанции:

$$z = (r_{тр} + r_0) \cos \varphi + (x_{тр} + x_0) \sin \varphi. (2.80)$$

Усредненная потеря напряжения от отдельной сварочной машины, В,

$$\Delta U = k_n \Delta u_n. (2.81)$$

Усредненная потеря напряжения в питающей сети от группы машин, В,

$$\Delta U = \sum k_n \Delta u_n. (2.82)$$

Таблица 2.19. Расчетные значения максимальной потери напряжения в сетях, питающих машины контактной сварки

Расчитываемая величина	Фаза			Расчетная формула
	AB	BC	CA	
$\Delta \bar{U}$, В	1,82	1,68	1,36	(2.81)
$D \Delta \bar{U}$, В ²	12,1	10,4	9,9	(2.84)
n	30	30	30	—
\bar{k}_n	0,02	0,02	0,02	(2.83)
n_s	13,7	13,6	9,34	(2.87)
β	5,1	5,1	5,4	По графику рис. 2.3
ΔU_{max} , В	19,6	18,1	18,3	(2.85)

Средний коэффициент включения фиктивных нагрузок одинаков для всех междуфазных напряжений, поскольку он определяется для всех машин группы независимо от их распределения по фазам (и мощности):

$$\bar{k}_{в AB} = \bar{k}_{в BC} = \bar{k}_{в CA} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n k_{в i}. (2.83)$$

Усредненная дисперсия потери напряжения в питающей сети от группы машин, В,

$$D \Delta U = \sum \Delta u_n k_n (1 - k_n); (2.84)$$

при $k_n \leq 0,15$

$$D \Delta U \approx \sum \Delta u_n k_n.$$

Максимальная потеря напряжения с учетом фиктивных нагрузок рассчитывается аналогично пиковой нагрузке:

$$\Delta U_{max} = \Delta U + \beta_s \sqrt{D \Delta U}; (2.85)$$

$$n_s = \frac{\Delta U (1 - k_n)}{D \Delta U k_n}, (2.86)$$

при $k_n \leq 0,15$

$$n_s = \frac{U}{D \Delta U k_n} (2.87)$$

Для упрощения определения удельной потери напряжения на рис. 2.4 представлены удельные потери напряжения в наиболее характерных питающих сетях 380 В при $\cos \varphi = 0,6$.

Допустимая кратковременная потеря напряжения при совпадении пиков нагрузки двух и более машин 10%.

Данные для определения максимальной потери напряжения приведены в табл. 2.18, 2.19.

2.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОКАТНЫХ СТАНОВ И ЭЛЕКТРОСТАЛЕПЛАВИЛЬНЫХ ПЕЧЕЙ

Расчетная по нагреву нагрузка мощных электроприемников прокатных станов (ПС) и дуговых электросталеплавильных печей (ДСП) определяется их расчетными графиками.

Индивидуальным графикам главных приводов ПС свойственно чередование кратковременных нагрузок и пауз с большой частотой при непродолжительных циклах, значительно меньших постоянных времени нагрева элементов сети. Поэтому с точностью, достаточной для практических целей, за расчетную по нагреву нагрузку принимается эффективное значение мощности, которое для суммарного графика определяется по

числовым характеристикам складываемых индивидуальных графиков.

При средних $P_{срi}$, $Q_{срi}$ и эффективных $P_{эi}$, $Q_{эi}$ мощностях складываемых N графиков эффективные мощности суммарного графика

$$P_3 = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^N P_{срi}\right)^2 + \sum_{i=1}^N P_{эi}^2 - \sum_{i=1}^N P_{срi}^2} \quad (2.88)$$

$$Q_3 = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^N Q_{срi}\right)^2 + \sum_{i=1}^N Q_{эi}^2 - \sum_{i=1}^N Q_{срi}^2} \quad (2.89)$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} \quad (2.90)$$

Пример определения общей расчетной по нагреву нагрузки главных приводов трех клетей прокатных станов.

Индивидуальные графики станов с пиками продолжительностью по 1–1,5 мин, в течение которых чередуются периоды нагрузок и пауз длительностью по 2–8 с, имеют средние мощности $P_{ср1} = 4,7$ МВт, $P_{ср2} = 2,5$ МВт, $P_{ср3} = 9,5$ МВт, $Q_{ср1} = 4,8$ Мвар, $Q_{ср2} = 2,7$ Мвар, $Q_{ср3} = 9,1$ Мвар и эффективные мощности $P_{э1} = 8,1$ МВт, $P_{э2} = 4,1$ МВт, $P_{э3} = 12,5$ МВт, $Q_{э1} = 7,9$ Мвар, $Q_{э2} = 4,6$ Мвар, $Q_{э3} = 12,7$ Мвар, тогда:

$$P_3 = \sqrt{(4,7 + 2,5 + 9,5)^2 + 8,1^2 + 4,1^2 + \dots + 12,5^2 - (4,7^2 + 2,5^2 + 9,5^2)} = 19,8 \text{ МВт};$$

$$Q_3 = \sqrt{(4,8 + 2,7 + 9,1)^2 + 7,9^2 + 4,6^2 + \dots + 12,7^2 - (4,8^2 + 2,7^2 + 9,1^2)} = 17 \text{ Мвар};$$

$$S_3 = \sqrt{19,8^2 + 17^2} = 28,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Индивидуальным графикам ДСП свойственны продолжительные пиклы с большими длительностями почти всех значений их расчетных мощностей и короткими паузами между ними, определяемыми программой плавки. Поэтому с точностью, достаточной для практических целей, за расчетную по нагреву нагрузку принимается наибольшее среднее значение мощности за трехкратную постоянную времени нагрева элементов сети.

Современные сталеплавильные производства рассчитываются на интенсивную вылавку и равномерную вылачу стали в определенное время. Поэтому в нормальном режиме суммарный график мощности ДСП и соответственно расчетная по нагреву их нагрузка будут формироваться в процессе наложения индивидуальных графиков мощностей ДСП с определенными сдвигами. Сложение исходных графиков при данных сдвигах производится графически, аналитически

или с применением цифровых ЭВМ.

Отступления от установленной последовательности работы ДСП изменят суммарный график мощности ДСП. При систематических изменениях сдвигов между индивидуальными графиками ДСП суммарный график печей будет состоять из значений $S_y = \sum_{i=1}^N s_{xi}$, где s_{xi} — значения, взятые по одному

в каждом из N складываемых индивидуальных графиков ДСП. Расчетная продолжительность этих значений, средняя за все сдвиги

$$t_{ср}(S_y) = T_{ср} \cdot ОП(S_y), \text{ где } ОП(S_y) = \prod_{i=1}^N ОП(s_{xi});$$

$ОП(s_{xi}) = t(s_{xi})/T_i$; $t(s_{xi})$ — длительность значения s_{xi} ; T_i — продолжительность цикла суммарного графика, равная общему наименьшему кратному циклу T_i складываемых графиков.

Обычно сталеплавильные пехи имеют одинаковые ДСП практически с одинаковыми графиками. В этом случае значения

$$\text{суммарного графика } S_y = \sum_{x=1}^m K_x s_{x0}, \text{ где } K_x -$$

число одинаковых значений s_x с равными относительными продолжительностями ОП(s_x), составляющих данное значение суммарного графика, а их расчетная продолжительность $t_{ср}(S_y) = T \cdot ОП(S_y)$, где

$$ОП(S_y) = \prod_{x=1}^m [ОП(s_x)^{K_x}] N! / \prod_{x=1}^m (K_x!);$$

$ОП(s_x) = t(s_x)/T$; $t(s_x)$ — длительность s_x ; T — продолжительность цикла суммарного графика, принимаемая равной циклу складываемых графиков. При этом $\sum_{x=1}^m K_x = N$.

Наибольшая возможная продолжительность суммарного графика равна наименьшей длительности составляющих его значений складываемых графиков t_m .

Если значение s_{xi} повторяется $n(s_{xi})$ раз его общей относительной продолжительности $ОП(s_{xi})$, то отдельные значения суммарного

$$\text{графика } S_y = \sum_{i=1}^N s_{xi} \text{ будут в среднем иметь}$$

продолжительность $t_{ср}(S_y) = T_{ср} \cdot ОП'(S_y)$ и повторяться через время $R'(S_y) = t_{ср}(S_y) / ОП(S_y)$, где $ОП'(S_y) = 1/M(S_y)$;

$$M(S_y) = \sum_{i=1}^N T_{ср}(s_{xi})/T_i \cdot ОП(s_{xi}).$$

При однотипных графиках

$$M(S_y) = \sum_{x=1}^m K_{xp} (s_x) / ОП (s_x).$$

Расчетная по нагреву нагрузка будет определяться в зависимости от длительности, повторяемости и возможного сочетания смежных значений упорядоченной диаграммы суммарного графика.

Пример определения общей расчетной нагрузки по нагреву четырех печных трансформаторов ДСП, работающих круглосуточно.

Расчетный индивидуальный график нагрузки печного трансформатора ДСП в цикле $T_x = 170$ мин:

x	1	2	3	4
Мощность s_x , МВ·А	50	35	15	0
Длительность $t(s_x)$, мин	30	60	40	40
$ОП (s_x) = t(s_x) / T$	0,177	0,353	0,235	0,235
$n(s_x)$	1	1	1	1

Коэффициент мощности нагрузки в течение всего времени практически не изменяется и может быть принят равным 0,75. Определить общую расчетную нагрузку по нагреву четырех указанных печных трансформаторов ДСП, работающих круглосуточно.

Средние мощности одной s_{cp} и всех четырех S_{cp} печных трансформаторов ДСП:

$$s_{cp} = \sum_{x=1}^m s_x ОП (s_x) = 50 \cdot 0,177 + 35 \cdot 0,353 + 15 \cdot 0,235 = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{cp} = \sum_{i=1}^N s_{cp} = N s_{cp} = 4 \cdot 25 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

При нормальном процессе производства с ритмичной работой и равномерной выдачей стали сдвиги между рассматриваемыми индивидуальными графиками одинаковых ДСП должны быть $170 : 4 \approx 40$ мин, соблюдение которых не должно вызвать затруднений, так как они соответствуют расчетному времени, требуемому на выпуск и завалку одной печи. Суммарный график в этом режиме будет характеризоваться циклом, полученным в результате сложения индивидуальных графиков ДСП при данных сдвигах и составляющим:

Получасовой максимум этого графика $S_{30} = (135 \cdot 10 + 100 \cdot 20) : 30 = 112 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. С учетом небольших отступлений от указанного режима за расчетную нагрузку по нагреву при данных условиях можно принять $S_{30} = (135 \cdot 20 + 100 \cdot 10) : 30 = 123 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Если допускать систематические, практически неограниченные изменения сдвигов между индивидуальными графиками ДСП, то суммарный график будут составлять следующие значения: $K_1 = 4$;

$$S_1 = K_1 s_1 = 4 \cdot 50 = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad t_m(S_1) = t(s_1) = 30 \text{ мин}; \quad ОП (S_1) = [ОП (s_1)]^{K_1} n!;$$

$$: K_1! = 0,177^4 \cdot 4! : 4! = 9,9 \cdot 10^{-4};$$

$$M(S_1) = K_1 n(s_1) : ОП (s_1) = 4 \cdot 1 : 0,177 = 22,6;$$

$$ОП'(S_1) = 1 : M(S_1) = 1 : 22,6 = 0,0445;$$

$$t'_{cp}(S_1) = T ОП'(S_1) = 170 \cdot 0,0445 = 7,5 \text{ мин};$$

$$R^1(S_1) = t'_{cp}(S_1) : ОП (S_1) = 7,5 : 9,9 \cdot 10^{-4} = 7600 \text{ мин} = 126 \text{ ч};$$

$$K_1 = 3; \quad K_2 = 1; \quad S_2 = K_1 s_1 + K_2 s_2 = 3 \cdot 50 + 1 \cdot 35 = 185 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$t_m(S_2) = t(s_1) = 30 \text{ мин}; \quad ОП (S_2) = ОП (s_1)^{K_1} \cdot ОП (s_2)^{K_2} n! : (K_1! K_2!) = 0,177^3 \cdot 0,353 \cdot 4! : (3! \cdot 1) = 7,9 \cdot 10^{-3};$$

$$M(S_2) = K_1 n(s_1) : ОП (s_1) + K_2 n(s_2) : ОП (s_2) = 3 \cdot 1 : 0,177 + 1 \cdot 1 : 0,353 = 19,84; \quad ОП'(S_2) = 1 : M(S_2) = 1 : 19,84 = 0,0505;$$

$$t'_{cp}(S_2) = T \cdot ОП'(S_2) = 170 \cdot 0,0505 = 8,6 \text{ мин};$$

$$R^1(S_2) = t'_{cp}(S_2) : ОП'(S_2) = 8,6 : 7,9 \cdot 10^{-3} = 1090 \text{ мин} = 18,2 \text{ ч}.$$

Соответственно выполняются расчеты других значений суммарного графика, которые для более полной характеристики графика рекомендуется проводить в пределах от наибольшего до среднего значения мощности. При этом могут быть использованы простейшие цифровые ЭВМ. Результаты расчетов приведены в табл. 2.20.

Полученные расчетные значения показывают, что при таком режиме работы

Мощность S_y , МВ·А	100	85	100	85	120	100	85	135	100	85
Длительность $t(S_y)$, мин	30	10	30	10	10	20	10	10	20	20

Таблица 2.20. Расчет характеристик суммарного графика нагрузки

у	K_1	K_2	K_3	K_4	S_y , МВ·А	$t_m(S_y)$, мин	$R'(S_y)$, ч	$t_{ср}(S_y)$, мин
1	4	0	0	0	$4 \cdot 50 = 200$	30	126	7
2	3	1	0	0	$3 \cdot 50 + 35 = 185$	30	18	8
3	2	2	0	0	$2 \cdot 50 + 2 \cdot 35 = 170$	30	7	10
4	3	0	1	0	$3 \cdot 50 + 15 = 165$	30	26	8
5	1	3	0	0	$50 + 3 \cdot 35 = 155$	30	6	7
6	2	1	1	0	$2 \cdot 50 + 35 + 15 = 150$	30	5	9
7	3	0	0	1	$3 \cdot 50 + 0 = 150$	30	26	8
8	0	4	0	0	$4 \cdot 35 = 140$	60	16	15
9	1	2	1	0	$50 + 2 \cdot 35 + 15 = 135$	30	1,6	6
10	2	1	0	1	$2 \cdot 50 + 35 + 0 = 135$	30	5	9
11	2	0	2	0	$2 \cdot 50 + 2 \cdot 15 = 130$	30	14	8
12	0	3	1	0	$3 \cdot 35 + 15 = 120$	60	5	13
13	1	2	0	1	$50 + 2 \cdot 35 + 0 = 120$	30	1,6	6
14	1	1	2	0	$50 + 35 + 2 \cdot 15 = 115$	30	2,4	6
15	2	0	1	1	$2 \cdot 50 + 15 + 0 = 115$	30	7	8
16	0	3	0	1	$3 \cdot 35 + 0 = 105$	60	5	13

ДСП наибольшая средняя за 30 мин расчетная мощность максимальной модели графика $S_{30} = (200 \cdot 7 + 185 \cdot 8 + 170 \cdot 10 + 165 \cdot 5) / 30 = 180$ МВ·А. Она значительно больше расчетной мощности, определенной выше при равномерных сдвигах между графиками ДСП, и может привести к нерациональному использованию как сети, так и электростанций. Поэтому при определении нагрузки ДСП следует исходить из намечаемой программы производства и установленного технологического процесса с ритмичной работой ДСП со сдвигами между их индивидуальными графиками мощности, дающими наиболее равномерный суммарный график с расчетной нагрузкой по нагреву, по возможности близкой к его средней мощности. Так как питание такого рода потребителей обычно предусматривается не менее чем по двум цепям, общая пропускная способность которых значительно превышает расчетную нагрузку, то при нарушении нормальной последовательности работы ДСП необходимо ограничение нагрузки по условиям пропускной способности сети может потребоваться лишь в случаях аномального режима работы сети.

2.8. ОДНОФАЗНЫЕ НАГРУЗКИ

Однофазные ЭП, включенные на фазные и линейные напряжения и распределенные по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трех-

фазных ЭП в группе, учитываются как трехфазные ЭП той же суммарной мощности. При превышении указанных пределов неравномерности расчетная нагрузка принимается равной тройному значению наиболее загруженной фазы.

Нагрузки отдельных фаз при включении однофазных ЭП на линейное напряжение определяются как полусуммы двух плеч, прилегающих к данной фазе:

$$P_a = \frac{P_{ab} + P_{ac}}{2};$$

$$P_b = \frac{P_{ab} + P_{bc}}{2}; \quad (2.91)$$

$$P_c = \frac{P_{ca} + P_{bc}}{2}.$$

Неравномерность нагрузки по фазам, по расчетному узлу определяется как разность между активными нагрузками наиболее и наименее нагруженных фаз с отнесением ее к наименее нагруженной фазе по формуле, %:

$$\Delta P_{\text{ном,р}} = \frac{P_{\text{ном,м,ф}} - P_{\text{ном,мин}}}{P_{\text{ном,мин}}} \quad (2.92)$$

Определение нагрузок по фазам и степени неравномерности даны в примере 2.

Определение средних нагрузок за наиболее загруженную смену от однофазных ЭП независимо от неравномерности по фазам, создаваемой этими ЭП, производится аналогично трехфазным.

При числе однофазных ЭП до трех включительно условная трехфазная номинальная мощность $P_{ном,у}$ определяется упрощенным способом:

а) при включении ЭП на фазное напряжение 220 В при трехфазной системе 380/220 В

$$P_{ном,у} = 3P_{ном,м,ф}; \quad (2.93)$$

б) при включении однофазных ЭП на линейное напряжение при одном ЭП

$$P_{ном,у} = \sqrt{3}P_{ном,л} \quad (2.94)$$

а при двух-трех ЭП, включенных в разные плечи трехфазной сети, по (2.47); в этих формулах $P_{ном,л}$ — номинальная мощность ЭП, кВт; $P_{ном,м,ф}$ — номинальная мощность ЭП наиболее загруженной фазы, кВт.

Пример 1. Сварочный трансформатор ($s_{ПВ} = 25$ кВт·А, ПВ = 50%, $\cos \varphi_{влел} = 0,5$, $u_{ф} = 220$ В) включен на фазное напряжение.

Определить $P_{ном,у}$:

$$P_{ном} = s_{ПВ} \sqrt{ПВ} \cos \varphi_{влел} = 25 \sqrt{0,5} \cdot 0,5 = 8,83 \text{ кВт};$$

$$P_{ном,у} = 3 \cdot 8,83 = 26,5 \text{ кВт}.$$

При включении двух и трех таких же трансформаторов, но в разные фазы, $P_{ном,у} = 26$ кВт.

Пример 2. Определить трехфазную нагрузку от трех сварочных трансформаторов при $\cos \varphi = 0,5$, мощности которых, приведенные к ПВ = 100%, составляют: $P_{ном1} = 28$ кВт; $P_{ном2} = 13$ кВт; $P_{ном3} = 14$ кВт.

Трансформаторы присоединены на линейное напряжение сети 380 В:

$$P_{ab} = 28 \text{ кВт}; P_{bc} = 13 \text{ кВт}; P_{ca} = 14 \text{ кВт}.$$

Находим нагрузку наиболее загруженной фазы, кВт,

$$P_a = \frac{28 + 14}{2} = 21;$$

$$P_b = \frac{28 + 13}{2} = 20,5;$$

$$P_c = \frac{13 + 14}{2} = 13,5; P_{ном,м,ф} = P_a = 21 \text{ кВт},$$

следовательно, $P_{ном,у} = 3 \cdot 21 = 63$ кВт; $s_{ном,у} = 63/0,5 = 126$ кВт·А;

$$I_M = \frac{126}{3 \cdot 0,38} = 10,5 \text{ А}.$$

Неравномерность нагрузок по фазам составила

$$\frac{(21 - 13,5) 100}{13,5} = 55 \%.$$

Максимальная нагрузка однофазных ЭП при числе их более трех при одинаковых K_M и $\cos \varphi$, включенных на фазное или линейное напряжение, определяется по формулам

$$P_M = 3K_M K_M P_{ном,м,ф}; \quad (2.95)$$

$$Q_M = 3K_M K_M P_{ном,м,ф} \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.96)$$

Величина n_3 для однофазных нагрузок определяется по формуле

$$n_3 = \frac{2 \sum_1^n P_{ном,о}}{3 P_{ном,омах}}, \quad (2.97)$$

где $\sum_1^n P_{ном,о}$ — сумма номинальных мощностей

однофазных ЭП данного расчетного узла; $P_{ном,омах}$ — номинальная мощность наибольшего ЭП однофазного тока.

При числе однофазных ЭП более трех при различных K_M и $\cos \varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения определение максимальной нагрузки производится следующим образом: все однофазные ЭП, включенные на фазное напряжение (фаза — нуль) и на линейное напряжение, распределяются по возможности равномерно по фазам. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы (фаза — нуль) и групп однофазных нагрузок с одинаковыми K_M и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок по габл. 2.21 к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению.

Например, для фазы *a* будем иметь (P , кВт; Q , квар):

Таблица 2.21. Коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение, к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению

Коэффициенты приведения	$\cos \varphi$							
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$P(ab)a; P(bc)b; P(ca)c$	1,4	1,17	1	0,89	0,8	0,72	0,64	0,5
$P(ab)b; P(bc)c; P(ca)a$	-0,4	-0,17	0	0,11	0,2	0,28	0,36	0,6
$Q(ab)a; Q(bc)b; Q(ca)c$	1,26	0,86	0,58	0,38	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$Q(ab)b; Q(bc)c; Q(ca)a$	2,45	1,44	1,16	0,96	0,8	0,67	0,53	0,29

Таблица 2.22. Определение однофазных нагрузок, включенных на фазное и линейное напряжение сети 380/220 В

Сварочные трансформаторы с мощностью и ПВ	Установленная мощность, приведенная к ПВ=100%	Число приемников <i>n</i>	Установленная мощность однофазных приемников, включенных на линейное напряжение, кВт			Коэффициент приведения			Установленная мощность однофазных приемников, включенных на фазное напряжение, кВт			Коэффициент использования $k_{из}$	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Средние нагрузки					
			<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>	к фазе	<i>p</i>	<i>q</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>			активные, кВт			реактивные, квар		
														<i>a*</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
76 кВ·А, $\cos\varphi = 0,6$, 380 В ПВ = 60 % $P_{ном} = 76\sqrt{0,6 \cdot 0,6} = 35 \text{ кВт}$	140	4	70	35	35	—	—	—	—	—	—	0,5	0,6	31	4	2	13	34	7
42 кВ·А, $\cos\varphi = 0,6$ 380 В, ПВ = 60 % $P_{ном} = 42\sqrt{0,6 \cdot 0,6} = 19 \text{ кВт}$	38	2	—	19	19	—	—	—	—	—	—	0,4	0,6	—	7	1	—	3	7
20 кВ·А, $\cos\varphi = 0,6$, 220 В, ПВ = 65 % $P_{ном} = 20\sqrt{0,65 \cdot 0,5} = 8 \text{ кВт}$	8	1	—	—	—	<i>a</i>	0,89	0,38	—	—	8	0,5	0,5	—	—	4	—	—	7
	—	—	—	—	—	<i>b</i>	0,11	0,96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>b</i>	0,89	0,38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>c</i>	0,11	0,96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>c</i>	0,89	0,38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>a</i>	0,11	0,96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>b</i>	0,89	0,38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>c</i>	0,11	0,96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>c</i>	0,89	0,38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	<i>a</i>	0,11	0,96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
32 кВ·А, $\cos\varphi = 0,5$, 220 В, ПВ = 65 % $P_{ном} = 32\sqrt{0,65 \cdot 0,5} = 13 \text{ кВт}$	39	3	—	—	—	—	—	—	13	13	13	0,2	0,5	3	3	3	5	5	5
Итого:	225	10	70	54	54	—	—	—	13	13	21	—	—	37	30	33	42	49	46

$$P_{сма} = K_{и} P_{ab} P_{(ab)a} + K_{и} P_{ca} P_{(ca)a} + K_{и}' P_{ao}; \quad (2.98)$$

$$Q_{сма} = K_{и} P_{ab} q_{(ab)a} + K_{и} P_{ca} q_{(ca)a} + K_{и}' P_{ao} \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.99)$$

где $K_{и}$ и $K_{и}'$ — соответствующие коэффициенты использования; P_{ab} — нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между фазами a и b ; P_{ca} — то же на линейное напряжение между фазами c и a ; P_{ao} , Q_{ao} — нагрузки, присоединенные на напряжение a (между фазным и нулевым проводами); $\operatorname{tg} \varphi$ соответствует $\cos \varphi$ нагрузке фаза — нуль; $P_{(ab)a}$; $P_{(ca)a}$; $q_{(ab)a}$; $q_{(ca)a}$ — коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение ab и ca к фазе a (табл. 2.21).

Пример определения однофазных нагрузок, включенных на фазное и линейное напряжение сети 380/220 В, приведен в табл. 2.22. В этом примере на линейное напряжение ab включены сварочные трансформаторы общей мощностью 70 кВт при $\cos \varphi = 0,6$.

Требуется определить коэффициенты приведения $P_{(ab)a}$ и $q_{(ab)a}$, отнесенные соответственно к фазам a и b .

1. В табл. 2.21 для $\cos \varphi = 0,6$ находим:

$$P_{(ab)a} = 0,89; \quad P_{(ab)b} = 0,11;$$

$$q_{(ab)a} = 0,38; \quad q_{(ab)b} = 0,96.$$

По остальным плечам коэффициенты приведения находятся аналогично.

2. Средние активные и реактивные нагрузки для ЭП, включенных на фазное напряжение, определяются в обычном порядке при помощи коэффициентов использования $K_{и}$ и $\operatorname{tg} \varphi$ табл. 2.22.

3. Средние нагрузки для ЭП, включенные на линейное напряжение, определяются умножением установленных мощностей по отдельным плечам (табл. 2.22) на соответствующие коэффициенты приведения p и q и коэффициент использования $K_{и}$.

Например, на линейное напряжение ab включена мощность 70 кВт, тогда средняя активная нагрузка, отнесенная к фазе a , составит:

$$P_{сма} = 70 K_{и} P_{(ab)a} = 70 \cdot 0,5 \cdot 0,89 = 31 \text{ кВт},$$

а к фазе b :

$$P_{сmb} = 70 K_{и} P_{(ab)b} = 70 \cdot 0,5 \cdot 0,11 = 4 \text{ кВт}.$$

4. Средние реактивные нагрузки, отнесенные к фазам a и b , равняются соответственно:

$$Q_{сма} = 70 K_{и} q_{(ab)a} = 70 \cdot 0,5 \cdot 0,38 = 13 \text{ квар};$$

$$Q_{сmb} = 70 K_{и} q_{(ab)b} = 70 \cdot 0,5 \cdot 0,96 = 34 \text{ квар}$$

Расчеты по остальным плечам производятся аналогично.

5. Наиболее загруженной фазой оказалась фаза a , общая нагрузка которой составила:

$$P_{сма} = 37 \text{ кВт}; \quad Q_{сма} = 42 \text{ квар};$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{сма}}{P_{сма}} = \frac{42}{37} = 1,14 \text{ и } \cos \varphi = 0,66.$$

Средневзвешенное значение $K_{и}$ для этой фазы

$$K_{и} = \frac{P_{сма}}{\frac{P_{ab} + P_{ca} + P_{ao}}{2}} = \frac{37}{\frac{70 + 54}{2} + 13} = 0,5.$$

6. Условная трехфазная мощность от однофазных ЭП для наиболее загруженной фазы равна:

$$P_{см} = 3P_{сма} = 3 \cdot 37 = 111 \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi = 111 \cdot 1,14 = 126 \text{ квар}.$$

$$7. \quad n_1 = \frac{2 \cdot 225}{3 \cdot 35} \approx 4.$$

По табл. 2.6 для $n_1 = 4$ и $K_{и} = 0,5$ $K_{м} = 1,65$; $P_{м} = 111 \cdot 1,65 = 183 \text{ кВт}$; $Q_{м} = 1,1 \cdot 126 = 139 \text{ квар}$;

$$S_{м} = \sqrt{183^2 + 139^2} = 230 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

2.9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

Наиболее экономичным решением электроснабжения является вариант, отвечающий техническим требованиям и имеющий наименьшие приведенные затраты. Если приведенные затраты отличаются на 5–10% (возможная точность расчетов), предпочтение следует отдавать варианту с меньшими капиталовложениями, с лучшими качественными показателями.

Приведенные затраты, руб/год, являющиеся мерой стоимости, определяются для изменяемой части сопоставляемых вариантов по выражению

$$Z = E_{и} K_e + I_{и}, \quad (2.100)$$

где $E_{и}$ — коэффициент приведения (нормативный коэффициент эффективности), равный 0,12 1/год; K_e — единовременные капиталовложения, определяемые в действующих ценах, руб., с учетом стоимости монтажа и строительной части. Значения капиталовложений принимают по сметам к типовым проектам или к имеющимся рабочим проектам по ценам на оборудование и его монтаж, а также по ведомственным справочным материалам [2.43]; $I_{и}$ — ежегодные

издержки производства при нормальной эксплуатации, руб/год

При вводе в эксплуатацию электроснабжения по очередям, существенно влияющим на его техническое решение, приведенные затраты определяются за все время T строительства:

$$Z_T = E_n \sum_{t=1}^T K_t (1 + E_{n,p})^{T-t} + \sum_{t=t_2}^T \Delta I_t (1 + E_{n,p})^{T-t}, \quad (2.101)$$

где K_t — капиталовложения в год t , руб.; ΔI_t — приращение ежегодных издержек производства в год t , руб.; $E_{n,p}$ — норматив для приведения равноновременных затрат, равный 0,08; t_2 — год начала эксплуатации.

При реконструкции приведенные затраты определяются как при строительстве по очередям с учетом реализуемых возвратных сумм и ликвидируемых вложений. При единовременных вложениях приведенные затраты на реконструкцию

$$Z_p = E_n (K_n + K_{ст} + K_n - K_{ос}) + I_n, \quad (2.102)$$

где K_n — капиталовложения во вновь сооружаемые элементы электроснабжения, определяемые в действующих ценах, руб.; $K_{ст} = K_{в,ст} (1 - bt)$ — капиталовложения в элементы электроснабжения, сохраняемые при реконструкции, руб.; $K_n = (K_{в,с,л} - K_n) (1 - bt) - K_{д,с} + K_{д}$ — ликвидируемые вложения, руб.; $K_{ос} = K_n (1 - bt)$ — освобождаемые вложения (возвратные суммы), руб.; $K_{в,ст}$, $K_{в,с,л}$ — восстановительные стоимости элементов электроснабжения, соответственно сохраняемых при реконструкции и ликвидируемых, определяемые как стоимость вновь сооружаемых, руб.; K_n — стоимость освобождаемого оборудования, пригодного для использования в другом месте, определяемая по действующему прейскуранту, руб.; $K_{д,с}$ — ликвидационная стоимость оборудования, непригодного для дальнейшего использования, принимаемая равной стоимости лома, руб.; $K_{д}$ — стоимость демонтажа оборудования, определяемая по стоимости монтажа с применением соответствующих коэффициентов, руб.; b — норма амортизационных отчислений, идущих на восстановление основных фондов, в долях единицы (табл. 2.23); t — время с начала эксплуатации до момента реконструкции, год. В табл. 2.23 $E_{т,р}$ — коэффициент отчислений на текущий ремонт.

Определяющее долю износа значение $bt \leq 1$, так как сумма износа не может превышать вложения.

Исходя из необходимости восстановления средств, выделенных предприятию для хозяйственной деятельности, в приведенные затраты должны входить отчисления на восстановление сумм ликвидируемых вложений bK_n .

Ежегодные издержки производства при единовременном вводе сооружения в эксплуатацию I_n и для каждого периода t при вводе сооружения по очередям I_t определяются по соответствующим значениям амортизационных отчислений I_n , затрат на электроэнергию I_m и расходов по эксплуатации I_2 :

$$(I_n \text{ или } I_t) = I_n + I_m + I_2, \quad (2.103)$$

Амортизационные отчисления, руб., насчитываются по годовым нормам амортизации E_n (табл. 2.23) от капиталовложений на вновь сооружаемые K_n и сохраняемые $K_{н,с}$ (при реконструкции) элементы электроснабжения:

$$I_n = E_n (K_n + K_{н,с}). \quad (2.104)$$

Затраты на электроэнергию, руб.; определяются стоимостью потерь электроэнергии в электрической сети рассматриваемого варианта:

$$I_m = m \Delta P_m + m_0 \Delta P_0, \quad (2.105)$$

где m — стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь, руб/(кВт · год); m_0 — стоимость 1 кВт потерь ХХ, руб/(кВт · год); ΔP_m — максимальные потери активной мощности, МВт, ΔP_0 — потери ХХ, МВт.

Стоимости 1 кВт потерь определяют для каждой энергосистемы на основании действующих тарифов в зависимости от годового числа часов использования максимума потерь t_m (ч/год), годового числа часов включения t_0 и коэффициента мощности нагрузки:

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \cdot 10^{-3} \right) t_m; \quad (2.106)$$

$$m_0 = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \cdot 10^{-3} \right) T_0.$$

Здесь T_m — число часов использования максимума нагрузки предприятия; α — основная ставка двухставочного тарифа, руб/кВт; β — дополнительная плата за 1 кВт · ч, коп., принимается по прейскуранту 0,9–01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию», введенному в действие с 1 января 1982 г. (значения α и β приведены в табл. 2.24); число часов включения T_0 и число часов использования максимума активной нагрузки T_m принимают в зависимости от сменности по табл. 2.25. Число часов использования мак-

Таблица 2.23. Коэффициенты отчислений для различных элементов системы электроснабжения

Элементы системы электроснабжения	Значения коэффициентов, доли ед			
	E_a	$E_{тр}$	E_n	$E = E_a + E_{тр} + E_n$
ВЛ до 220 кВ:				
на металлических и железобетонных опорах	0,035	0,005	0,12	0,16
на опорах из пропитанной древесины	0,066	0,01	0,12	0,196
на деревянных опорах с железобетонными пасынками	0,053	0,01	0,12	0,183
ВЛ 35–160 кВ:				
на металлических или железобетонных опорах	0,028	0,004	0,12	0,152
на опорах из пропитанной древесины	0,053	0,01	0,12	0,183
на деревянных опорах с железобетонными пасынками	0,042	0,01	0,12	0,172
ВЛ 220 кВ и выше на железобетонных или металлических опорах	0,024	0,004	0,12	0,148
Кабельные линии в земле и под водой:				
до 10 кВ включительно	0,03	0,015	0,12	0,165
35 кВ	0,041	0,02	0,12	0,181
110 кВ и выше	0,022	0,02	0,12	0,162
Кабельные линии, проложенные в помещениях, а также открыто по эстакадам или конструкциям:				
до 10 кВ включительно	0,024	0,01	0,12	0,152
35 кВ	0,033	0,005	0,12	0,158
Электродвигатели мощностью:				
до 100 кВт	0,102	0,017	0,12	0,239
выше 100 кВт	0,074	0,01	0,12	0,204
Силовое электротехническое оборудование, рас- предустройства и подстанции	0,063	0,01	0,12	0,193
Токопроводы 6–10 кВ	0,03	0,01	0,12	0,16
Аккумуляторы стационарные	0,154	0,02	0,12	0,294
То же, при непрерывном подзаряде	0,092	0,01	0,12	0,222
Измерительные и регулирующие приборы и уст- ройства	0,12	0,01	0,12	0,25
Батареи статических конденсаторов	0,075	0,008	0,12	0,203

симула потерь t_m зависит от числа часов использования максимума нагрузки T_m и коэффициента мощности нагрузки. Его приближенное значение при $\cos \varphi = 0,8$ можно определить по формуле, φ

$$t_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 8760. \quad (2.107)$$

Коэффициент мощности $\cos \varphi$ можно принимать для участков сети без искусственной компенсации равным 0,8, что даст достаточно обоснованные для практических расчетов значения t_m .

Расходы по эксплуатации I_3 , обычно принимаются равными затратам на текущий ремонт, так как заработная плата, общесто-

вые и другие расходы одинаковы. Они определяются по нормативным отчислениям $E_{тр}$ в долях единицы (табл. 2.23) от капиталовложений:

$$I_3 = E_{тр} (K_n + K_{в,с}). \quad (2.108)$$

Качественные показатели характеризуют технические решения, которые непосредственно не имеют стоимостного выражения. Вариант системы электроснабжения обладает более высокими качественными показателями, если у него, например, выше номинальные напряжения сети, меньше потери и напряжения в сети, меньше колебания напряжения и частоты в сети, вызываемые работой установок с резкопеременной нагрузкой, ниже

Таблица 2.24. Тарифы на электрическую энергию, отпускаемую промышленным потребителям

Двухставочный тариф		Объединенные группы энергосистем	Энергосистема
α — основная плата за 1 кВт максимальной нагрузки, руб	β — дополнительная плата за 1 кВт·ч, коп.		
30	0,25	I	Иркутскэнерго, Красноярскэнерго
30	0,5	II	Таджикглавэнерго
33	0,5	II	Кузбассэнерго, Новосибирскэнерго, Омскэнерго, Алтайэнерго, Павлодарэнерго
36	0,9	III	Куйбышевэнерго, Саратовэнерго, Татэнерго, Волгоградэнерго, Воронежэнерго, Грозэнерго, Башкирэнерго, Пермэнерго, Свердловскэнерго, Челябинэнерго, Карагандаэнерго
36	1	III	Горэнерго, Костромаэнерго, Липецкэнерго, Мосэнерго, Ленэнерго, Севкавказэнерго, Томскэнерго, Днепрэнерго, Донбассэнерго, Харьковэнерго, Минэнерго УзССР
36	1,1	III	Барнаулэнерго, Бурятэнерго, Туркмениглавэнерго
36	1,2	IV	Белглавэнерго
39	0,9	IV	Карелэнерго, Колэнерго
39	1,1	IV	Калининэнерго, Тулаэнерго, Кировэнерго, Оренбургэнерго, Тюменьэнерго, Удмуртэнерго, Алма-Атаэнерго, Кустанайэнерго, Целиноградэнерго, Южказэнерго
39	1,2	IV	Ивэнерго, Мордовэнерго, Орелэнерго, Пензаэнерго, Рязаньэнерго, Тамбовэнерго, Ульяновскэнерго, Чувашэнерго, Ярэнерго
42	1,5	V	Белгородэнерго, Курскэнерго, Киевэнерго, Брянскэнерго, Калининградэнерго, Смоленскэнерго, Дагэнерго, Краснодарэнерго, Ростовэнерго, Одессаэнерго, Запказэнерго, Ставропольэнерго, Львовэнерго, Азглавэнерго, Армглавэнерго, Грузглавэнерго, Киргизглавэнерго, Латвглавэнерго, Литовглавэнерго, Молдглавэнерго, Эстонглавэнерго
42	2	VI	Винницаэнерго, Крымэнерго
45	1,2	VI	Хабаровскэнерго, Читазэнерго
45	1,5	VII	Архангельскэнерго, Комиэнерго
48	1,9	VII	Амурэнерго
48	2,2	VIII	Дальэнерго
—	3,7		Гурьевэнерго
—	6		Якутскэнерго
—	6; 5—20		Магаданэнерго (по энергорайонам цены разные)
—	9		Камчатскэнерго, Сахалинэнерго
—	3,6		Охтинская ТЭЦ Сахалинэнерго

Таблица 2.25. Значение T_n , T_m и τ_m в зависимости от сменности работы

Режим работы	T_n	T_m	τ_m при $\cos \varphi$	
			0,8	1
Односменный	2000	1500—2000	650—920	500—700
Двухсменный	4000	2500—4000	1250—2400	950—2050
Трёхсменный	6000	4500—6000	2900—4550	2500—4000
Непрерывный	8700	6500—8000	5200—7500	4500—7000

Таблица 2.26. Капитальные затраты

Состав оборудования и объектов строительства	Варианты						Суммарный коэффициент отчислений
	1		2		3		
	Количество	Стоимость	Количество	Стоимость	Количество	Стоимость	
Трансформаторы, шт.:							
ТРДЦН-63000/110	2	247	2	247	—	—	0,193
ТРДН-32000/110	—	—	—	—	4	355,2	0,193
Оборудование, комплект:							
110 кВ	—	47,7	—	47,7	—	96	0,193
6 кВ	—	376,6	—	331,5	—	310,8	0,193
Токопровод \varnothing 210 мм самонесущий, км	0,6	171	—	—	—	—	0,16
Кабельные сооружения, в том числе:							
эстакады, км	—	177,6	—	262,5	—	128	0,152
туннели, км	3,5	156,1	3,2	142,7	2,3	102,6	—
Кабели 6 кВ, км	—	—	0,5	99	—	—	—
Кабели I и 110 кВ, км	61,8	292,2	59,2	277,9	50	235	0,152
Строительная часть подстанций, тыс. м ³	—	49,5	—	49,5	—	69	0,152
Воздушные линии 110 кВ, км	22	286	16,85	219	18,2	236,6	0,193
Территория под кабельные сооружения, токопроводы, ВЛ 110 кВ, га	2,5	61,3	2,7	66,1	1,43	35	0,152
Всего капиталовложений, тыс. руб.:	7,525	827,8	10,1	1111	5,65	621,5	0,152
		2536,7		2612,2		2087,6	—

Таблица 2.27. Итоговая таблица расчетов

Вариант	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Ежегодные отчисления от капитальных затрат P_K , тыс. руб.	Потери мощности ΔP_n , кВт	Стоимость годовых потерь электроэнергии I_n , тыс. руб./год	Приведенные затраты З, тыс. руб./год
1	2536,7	426,2	990	109,9	536,1
2	2612,2	432,8	892	96,2	529
3	2087,6	358,8	743,8	82,6	441,4

уровень высших гармоник тока в сети, более благоприятные условия для монтажа, что особенно важно при реконструкции действующих предприятий, проще и удобнее условия эксплуатации, возможно расширение установки без значительных переустройств, что имеет важное значение при современных темпах развития производства.

В настоящее время при технико-экономических расчетах начинают применяться методы направленного выбора наиболее рационального варианта электросетей промышленных предприятий [2.17], позволяю-

щие также автоматизировать их проектирование с помощью ЭВМ.

Ниже дан расчет удельных приведенных затрат (УПЗ) на 1 км кабельной линии, состоящей из двух кабелей ААШВ 10 кВ, сечением 3×240 мм², продолженных в трансее, питающих нагрузку 352 А (6,1 МВ·А), при стоимости потерь энергии $C_0 = 64$ руб./кВт·год.

В соответствии с (2.100) и (2.103), тыс. руб./км·год,

$$Z = (E_n + E_a + E_{т,р}) K_e + 3I^2 RC_0 \cdot 10^{-6}.$$

По табл. 2.23 $E_d = 3,3\%$, $E_{т,р} = 0,5\%$. Капитальные вложения в кабельную линию с учетом рыва траншеи 12,98 тыс. руб./км. Расчетное активное сопротивление одного кабеля 0,13 Ом, тогда

$$3 = (0,12 + 0,043 + 0,005) 12,98 + 3 \cdot 352^2 \times \\ \times (0,13 : 2) 64 \cdot 10^{-6} = 3,76 \text{ тыс. руб./км} \cdot \text{год}$$



ПРИМЕР ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО СРАВНЕНИЯ ПО ПРИВЕДЕННЫМ ЗАТРАТАМ ТРЕХ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Вариант 1 — сооружение на границе застройки предприятия одной ГПП с двумя трансформаторами по 63 МВ·А и с двумя закрытыми распределительными устройствами ЗРУ 6 кВ, одно из которых совмещено с ЗРУ 6 кВ ГПП, второе ЗРУ размещено отдельно. Связь второго ЗРУ с ГПП выполняется с помощью двухцепного токопровода 6 кВ. Кабели от обоих ЗРУ к распределительным пунктам (РП) проложены на эстакадах. Подвод ВЛ 110 кВ к ГПП предусмотрен двумя одноцепными линиями, подходящими в одном коридоре вне территории завода.

Вариант 2 — сооружение одной ГПП глубокого ввода с двумя трансформаторами по 63 МВ·А и с одним ЗРУ 6 кВ, расположенным в месте размещения второго ЗРУ варианта 1. Мощность передается на этот участок кабелями в туннеле, в остальных местах — по эстакадам. Подвод ВЛ 110 кВ предусмотрен двумя одноцепными линиями, идущими в зоне заводской и прилегающей территорий по двум различным коридорам.

Вариант 3 — сооружение двух ГПП с двумя трансформаторами 32 МВ·А, расположенных в районах ЗРУ 1 и ЗРУ 2 варианта 1. Кабельная передача выполнена с помощью эстакад. ВЛ 110 кВ от одного ГПП к другому — двухцепная.

Стоимость годовых потерь электроэнергии $m = 99,3 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год}$, $m_0 = 148,3 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год}$.

Капитальные затраты и результаты расчетов по вариантам приведены в табл. 2.26 и 2.27.

Как видно из таблиц, третий вариант, имеющий меньшие приведенные затраты, является предпочтительным.

2.10. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для промышленных предприятий рассматриваются следующие основные показатели качества электроэнергии у ее приемников при питании от сетей переменного тока [2.1]:

Отклонение напряжения U — оценивается разностью между действительным U и номинальным $U_{ном}$ значениями напряжения, кВ или %:

$$V = U - U_{ном} \quad (2.109)$$

$$\gamma = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \quad (2.110)$$

В сетях трехфазного тока U определяется как напряжение прямой последовательности основной частоты.

В нормальном режиме допускается отклонение напряжения от номинального на зажимах:

приборов рабочего освещения в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, а также прожекторов наружного освещения — от $-2,5$ до $+5\%$;

электроприемителей и их пусковых аппаратов — от -5 до $+10\%$;

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

В послеаварийном режиме допускается дополнительное понижение напряжения на 5% .

Отклонения напряжения должны находиться в указанных пределах с интегральной вероятностью 0,95 не менее чем за время T^* :

для предприятий с пятидневной рабочей неделей — в течение одних рабочих и одних нерабочих суток;

для предприятий с непрерывным производством — в течение одних суток;

для остальных промышленных и других объектов — в течение двух рабочих и одних нерабочих суток.

Колебания напряжения оцениваются следующими показателями:

размахом изменения напряжения δU — разностью между следующими друг за другом наибольшими U_{max} и наименьшими

* Указанное допущение означает, что можно не считаться с отдельными нарушениями норм, если ожидаемая суммарная продолжительность таких нарушений составит менее 5% времени T .

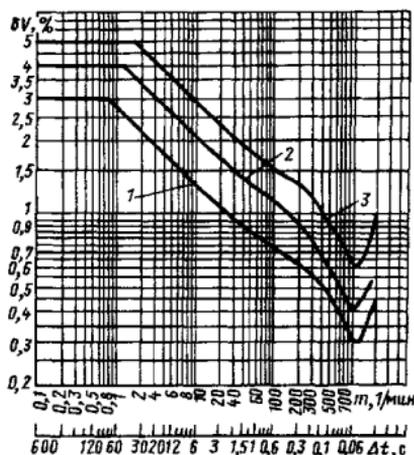


Рис. 2.5. Зависимость допустимых колебаний напряжения от частоты их повторения или интервала между колебаниями:

1 — на входе осветительных установок с лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение; 2 — то же, в остальных помещениях; 3 — на входах осветительных установок с люминесцентными лампами и других приемников электрической энергии

U_{\min} действующими значениями напряжения, кВ или %:

$$\delta V = U_{\max} - U_{\min} \quad (2.111)$$

или

$$\delta V = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} 100; \quad (2.112)$$

частотой изменений напряжения $F = m/T$, 1/с, 1/мин, 1/ч (где m — число резких изменений напряжения со скоростью изменения более 1% в секунду за время T) или интервалом между следующими друг за другом колебаниями $\Delta t_{\text{к}}$. При этом, если интервал между колебаниями, происходящими в одном направлении, составляет менее 40 мс, то эти колебания рассматриваются как одно.

Допустимые размахи изменения напряжения $\delta V_{\text{доп}}$ на зажимах ламп накаливания определяются по кривой (рис. 2.5) в зависимости от частоты их повторения или интервала между колебаниями. Проект дополнений стандарта [2.19] предусматривает, что допустимые изменения напряжения на зажимах ртутных и люминесцентных ламп определяются по кривой рис. 2.5.

Значения колебаний напряжения должны находиться в допустимых пределах с интегральной вероятностью 0,95 не менее чем за время:

30 мин в период максимальных нагрузок (период расплавления) в сетях с электродуговыми сталеплавильными печами;

30 мин в сетях с установками электродуговой и контактной сварки;

10–12 циклов прокатки в сетях с обжимными прокатными станами;

1 ч в сетях жилых и общественных зданий; сутки в остальных случаях.

Коэффициент обратной последовательности, определяемый как $\epsilon_2 =$

$$= \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} 100, \text{ допускается в пределах до } 2\%$$

на зажимах любого трехфазного симметричного приемника электроэнергии. Это требование должно выполняться с интегральной вероятностью 0,95 не менее чем за время:

1 ч в период наибольших нагрузок в сетях с однофазными электропечами, работающими в спокойном режиме (печи сопротивления, электрошлакового переплава и др.);

1 ч в период наибольших нагрузок в сетях с однофазными нагрузками, работающими в резкопеременном режиме (электродуговые сталеплавильные печи, тяговые нагрузки, электродуговая и контактная электросварка и т. д.);

сутки в остальных промышленных и других сетях.

Приведенное требование не распространяется на электроприемники, присоединенные к электрическим сетям, питающимся от шин тяговых подстанций, если эти электроприемники не предъявляют конкретных требований к несимметрии напряжения.

Коэффициент нулевой последовательности, определяемый как $\epsilon_0 =$

$$= \frac{U_0}{U_{\text{ном}}} 100, \text{ в трехфазной сети с однофазными электроприемниками не должен превышать (с интегральной вероятностью 0,95 не менее чем за сутки) значений, при которых (с учетом других факторов: отклонения напряжения прямой последовательности и напряжения обратной последовательности и гармоник напряжения) действующие значения напряжений не выходят за допустимые пределы, указанные в (2.109) и (2.110).}$$

Коэффициент искажения кривой напряжения определяется по формуле

$$K_{\text{ис}} \approx \sqrt{\frac{\sum_{v=2}^n U_v^2}{U_1^2}} 100, \quad (2.113)$$

где n — номер последней учитываемой гармоники; U_n — действующее значение напряжения n -й гармоники.

Значение этого коэффициента в пределах до 5% длительно допустимо на зажимах любого электроприемника, кроме (см. [2,2, с. 79]) батарей конденсаторов для компенсации реактивной мощности. Указанный коэффициент должен находиться в этих пределах с интегральной вероятностью 0,95 не менее чем за период времени:

30 мин в период максимума нагрузок (период расплавления) в сетях с электродуговыми сталеплавильными печами;

30 мин в сетях с установками электродуговой и контактной сварки;

10–12 циклов прокатки в сетях с обжимными прокатными станами;

1 ч в период возникновения наибольших колебаний напряжения в сетях жилых и общественных зданий;

сутки во всех остальных случаях.

Отклонение частоты, а также колебания частоты обуславливаются режимами нагрузки энергетической системы в целом и при расчетах систем электроснабжения промышленных предприятий, как правило, не рассматриваются.

При проектировании следует предусматривать применение экономически обоснованных устройств и мероприятий, обеспечивающих нормированное качество электроэнергии у электроприемников проектируемого предприятия, а также (при отсутствии других требований энергосистемы) в точке присоединения этого предприятия к питающей сети энергоснабжающей организации или другого предприятия, т. е. на границе раздела сетей различной балансовой принадлежности.

РАСЧЕТЫ ПАДЕНИЯ И ПОТЕРИ НАПЯЖЕНИЯ

Падение напряжения — геометрическая разность векторов напряжения в начале и в конце рассматриваемого элемента схемы; потеря напряжения ΔU — алгебраическая разность напряжений в начале и в конце элемента.

Например, для линии $Л1$ (рис. 2.6, 2.7), если известно напряжение в конце линии U_B ,

$$U_A = \sqrt{(U_B + \Delta U')^2 + (\delta U'')^2} \quad (2.114)$$

или, если известно напряжение в начале линии U_A ,

$$U_B = \sqrt{(U_A - \Delta U')^2 + (\delta U'')^2} \quad (2.115)$$

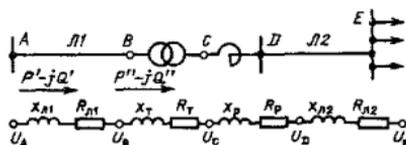


Рис. 2.6. Участок сети и его упрощенная схема замещения

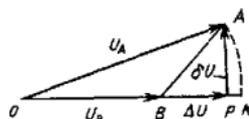


Рис. 2.7. Векторная диаграмма напряжений в начале и в конце линии:

BP — продольная составляющая падения напряжения ΔU ; PA — поперечная составляющая падения напряжения δU ; BA — падение напряжения; BK — потеря напряжения; PK — ошибка, возникающая при расчете по потере напряжения

где

$$\Delta U'' = \frac{P''r_{л1} + Q''x_{л1}}{U_B} 10^{-3};$$

$$\Delta U' = \frac{P'r_{л1} + Q'x_{л1}}{U_A} 10^{-3}$$

— продольные составляющие падения напряжения на участке AB , кВ;

$$\delta U'' = \frac{P''x_{л1} - Q''r_{л1}}{U_B} 10^{-3};$$

$$\delta U' = \frac{P'x_{л1} - Q'r_{л1}}{U_A} 10^{-3}$$

— поперечные составляющие падения напряжения на участке AB , кВ; U_A, P', Q' — соответственно напряжение, кВ, активная, кВт, и реактивная, квар, мощности в начале линии; U_B, P'', Q'' — то же, но в конце линии.

При инженерных расчетах, не связанных с необходимостью определения векторов напряжений, обычно пользуются приближенными формулами, определяя только потерю напряжения, т. е. считая $\delta U = 0$ и отрезок $PK = 0$ (рис. 2.7).

Иногда пренебрегают также потерями мощности в линиях (считая $P' = P''$ и $Q' = Q''$); в этом случае в знаменателях формул ΔU за среднее расчетное напряжение принимается номинальное напряжение сети, кВ,

$$U_A = U_B + \Delta U; U_B = U_A - \Delta U; \quad (2.116)$$

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_{ном}} 10^{-3}, \quad (2.117)$$

где P и Q — активные и реактивные мощности трех фаз, кВт и квар; r и x — активное и реактивное сопротивление участка AB системы электроснабжения, Ом; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети, в которую входит участок AB (для трансформаторов — номинальное напряжение той обмотки трансформатора, к которой приведены r и x), кВ.

РЕГУЛИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА И МЕРОПРИЯТИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ КАЧЕСТВА НАПЯЖЕНИЯ

Регулирование напряжения осуществляется за счет изменения сопротивлений отдельных элементов, коэффициентов трансформации трансформаторов или изменения протекающей по элементам сети реактивной мощности. Средства регулирования напряжения следует применять с учетом наиболее экономичного использования средств компенсации реактивной мощности, предусматриваемых на проектируемом предприятии в соответствии с балансом реактивной мощности.

Генераторы. При питании предприятия на генераторном напряжении используют располагаемый регулировочный диапазон изменения напряжения генераторов с помощью автоматических регуляторов возбуждения (АРВ).

Трансформаторы (автотрансформаторы) с регулированием напряжения под нагрузкой следует [2.3] устанавливать на понижающих подстанциях промпредприятий с низшим напряжением 6–20 кВ. Применение регулируемых трансформаторов наиболее эффективно в тех случаях, когда примерно совпадают графики нагрузок основной массы электроприемников, присоединенных к данному пункту питания. Автоматически регулируемые трансформаторы главных понизительных подстанций (ПП) предприятия в сочетании с устройствами местного регулирования [2.2, 2.4] позволяют в большинстве случаев уменьшить до нормируемых значений отклонения напряжения у электроприемников.

Специальные быстродействующие синхронные конденсаторы, обладающие способностью быстрого нарастания выдаваемой реактивной мощности [2.2], применяются в системах электроснабжения промпредприятий с резкопеременной нагрузкой для ограничения колебаний напряжения.

Быстродействующие статические компенсирующие устройства разработаны для тех же целей рядом

организаций [2.2], однако большинство этих устройств, ограничивая колебания напряжения, являются источниками высших гармоник.

Синхронные двигатели являются дополнительным средством регулирования напряжения, если они снабжены автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) и имеют 10–15-процентный резерв располагаемой реактивной мощности. При этом возможное повышение напряжения в процентах [2.2] определяется как $\Delta U = (Q_{с.д.}/S_{г}) \times 100$. При чрезмерно высоком напряжении в сети с помощью синхронного двигателя возможно его понижение (работа в режиме недовозбуждения).

Статические конденсаторы в регулируемых установках поперечной компенсации помимо компенсации реактивной мощности обеспечивают местное регулирование напряжения в сетях промпредприятий. Мощность конденсаторной установки (KVQ_p , необходимой для компенсации отклонения напряжения ΔU , определяется выражением [2.2]

$$Q_p = [(10U_{ном}^2 \Delta U)/x_x] U_*^2, \quad (2.118)$$

где x_x — сопротивление КЗ на шинах КУ; $U_* = U/U_{КУ}$; $U_{КУ}$ и $U_{ном}$ — соответственно напряжение на шинах КУ и номинальное напряжение.

Регулируемые по напряжению КУ, установленные непосредственно на шинах н.п. трансформаторов с автоматическим РПН, не

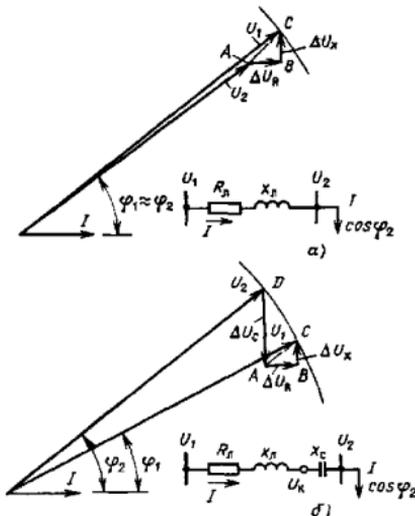


Рис. 2.8. Применение УПК

могут являться эффективным средством регулирования напряжения [2.6].

Установки продольной компенсации (УПК). Включение батарей статических конденсаторов последовательно в рассечку линии дает возможность снизить реактивное сопротивление цепи, а следовательно, и потери напряжения. УПК применяют не только для повышения уровня напряжения в конце нагруженной линии, но и для безынерционной стабилизации напряжения при наличии резкопеременных нагрузок.

Установка продольной компенсации уменьшает отклонения и колебания напряжения только на приемной стороне линии; на источнике питания УПК почти не оказывает влияния (лишь несколько улучшает коэффициент мощности).

Изображенная на рис. 2.8, а векторная диаграмма относится к линии без УПК. При этом $U_2 < U_1$ вследствие падения напряжения, которое можно представить как геометрическую сумму активной и реактивной составляющих; углы φ_1 и φ_2 примерно равны: $\Delta U_R = \sqrt{3}IR_L$; $\Delta U_X = \sqrt{3}IX_L$. Диаграмма рис. 2.8, б построена для линии с УПК, сводящей к нулю потерю напряжений в линии ($U_2 = U_1$ по значению), в предположении, что $U_1 \cos \varphi_2$ и I неизменны. Максимальное повышение напряжения при УПК

$$\left(\frac{U_b}{U_a}\right)_{\max} = \frac{1}{\cos \varphi_2}, \quad (2.119)$$

где U_a — напряжение в конце линии без УПК; U_b — желаемое напряжение в конце линии за УПК.

Необходимое емкостное сопротивление x_c конденсаторов УПК можно определить графически из векторных диаграмм рис. 2.8 и, учитывая, что ΔU_R , ΔU_X и $\cos \varphi_2$ не изменились после включения УПК (т. е. треугольники ABC на рис. 2.8, а, б равновелики), а точка D неизвестна, можно перенести треугольник ABC так, чтобы AB было все время параллельно току I , а точка C скользила по дуге радиусом $U_2 = U_1$ до тех пор, пока точка A не окажется на перпендикуляре, опущенном из точки D на линию, являющуюся продолжением тока I . Отрезок AD и определяет повышение напряжения на конденсаторе $\Delta U_c = \sqrt{3}IX_c$, необходимое для удовлетворения условия $U_2 = U_1$, откуда

$$x_c = \frac{\Delta U_c}{\sqrt{3}I}. \quad (2.120)$$

Необходимое сопротивление УПК можно определять также по следующей формуле,

Ом,

$$x_c = \frac{U_b - U_a}{\sqrt{3}I \cdot 100 \sin \varphi_{\text{нагр}}} = \frac{U_{\text{ном}}(V_a - V_b)}{\sqrt{3}I \cdot 100 \sin \varphi_{\text{нагр}}}, \quad (2.121)$$

где U_a — напряжение в конце линии без УПК; U_b — напряжение в конце линии, которое желательно получить в результате включения УПК; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение линии; V_a — отклонение напряжения в конце линии без УПК, %; V_b — отклонение напряжения от номинального в конце линии, которое желательно получить в результате включения УПК (в частном случае оно может равняться нулю или даже быть отрицательным), %.

По полученному x_c следует подобрать подходящее сочетание параллельных и последовательных ветвей батареи, позаботившись о том, чтобы ток нагрузки не вызывал недопустимых перенапряжений на зажимах отдельных конденсаторов.

При применении УПК следует иметь в виду возможность возникновения нежелательных явлений резонансного характера — самовозбуждения двигателей, субгармонических колебаний, повышения ударных значений тока короткого замыкания и т. д.

РАСЧЕТЫ ОТКЛОНЕНИЙ НАПЯЖЕНИЯ У ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

При глубоких вводах, идентичности графиков нагрузок большинства электроприемников и достаточно коротких распределительных сетях предприятия, как правило, оказывается достаточно эффективным применение на ГПП автоматически регулируемых под нагрузкой трансформаторов или использование регулировочного диапазона генераторов при питании от ГЭЦ. Расчет, выполняемый для проверки достаточности этих простейших мероприятий, проводится для двух предельных рабочих режимов (наибольших и наименьших нагрузок) и для двух крайних (электрически наиболее удаленного и ближайшего) электроприемников. Расчет для схемы (рис. 2.9) без учета зоны нечувствительности регулирующего устройства в центре питания (ЦП) производится следующим образом: нижний предел допустимого отклонения напряжения на шинах ЦП (в данном случае на шинах 6 кВ ГПП) V_4 — определяется в режиме максимальных нагрузок для двигателей напряжением выше 1 кВ в точке F и для электроприемника низкого напряжения в точке N . При этом принимается наименьший коэффициент трансформации на ГПЗ, а потери напряжения в раз-

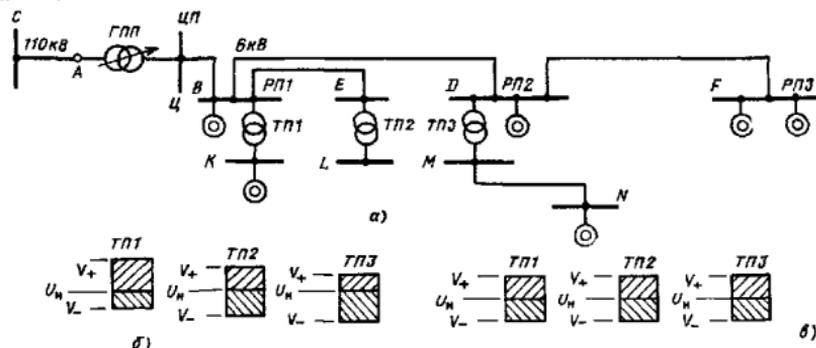


Рис. 29. Отклонения напряжения на шинах вторичного напряжения подстанций:

а — схема сети; б — отклонения напряжения при одинаковых коэффициентах трансформации ТП; в — отклонения напряжения при разных коэффициентах трансформации ТП

личных элементах сети определяются для режима максимальных нагрузок, кВ,

$$V_{ц}^B = 0,05U_{ном} + \Delta U_{FD}^* + \Delta U_{DB}^* + \Delta U_{Вн}^* \quad (2.122)$$

$$V_{ц}^H = (0,05U_{ном} + \Delta U_{MN} + \Delta U_{ТП3}^*)K_{тр,наим} + \Delta U_{Вн}^* \quad (2.123)$$

где $0,05 U_{ном}$ — допустимое понижение напряжения на зажимах электроприемников F и N; ΔU_{FD}^* , ΔU_{DB}^* и т. д. — потери напряжения в различных элементах схемы в режиме наибольших нагрузок; $K_{тр,наим}$ — наименьший коэффициент трансформации ТП3 6/0,4 кВ*.

При отсутствии данных о сетях напряжением до 1 кВ можно принять, что напряжение на шинах 0,4–0,69 кВ удаленных ТП должно быть не ниже $V_{ном}$ ($V = 0$). Тогда второе выражение для определения $V_{ц-}^H$ примет вид

$$V_{ц-}^H = \Delta U_{ТП3}^* K_{тр} + \Delta U_{Вн}^* \quad (2.124)$$

Из двух значений $V_{ц-}$ выбирается большее. Нижний предел допустимого отклонения напряжения составляет, таким образом, $V_{ц-}$. Верхний предел допустимого отклонения на шинах ПП определяется в режиме минимальных нагрузок для двигателей высокого напряжения в точке В и низкого напряжения шин ТП1 (точка К). При этом принимается наибольший $K_{тр}$ на ТП1, а потери напряжения в различных элементах сети определяются для режима минимальных нагрузок:

$$V_{ц+}^H = (0,05U_{ном+} + \Delta U_{ТП1}^*)K_{тр,наиб} + \Delta U_{PB}^* \quad (2.125)$$

$$V_{ц+}^B = 0,05U_{ном+} + \Delta U_{PB}^* \quad (2.126)$$

где $0,05U_{ном+}$ — допустимое повышение напряжения на зажимах электроприемников В и К; ΔU_{PB}^* и $\Delta U_{ТП1}^*$ — потери напряжения в режиме наименьших нагрузок; $K_{тр,наиб}$ — наибольший коэффициент трансформации ТП1 6/0,4 кВ*.

Из двух значений $V_{ц+}^H$, $V_{ц+}^B$ выбирается меньшее, т. е. более жесткое условие. Верхний предел допустимого отклонения напряжения составляет, таким образом, $V_{ц+}$.

Если полученный допустимый диапазон отклонений напряжения на шинах ЦП $V_{ц-} \leq V_{ц} \leq V_{ц+}$ меньше регулировочного диапазона (или возможной «добавки» напряжения) на тех же шинах F, то других средств регулирования в данной сети не требуется. При питании от шин генераторного напряжения полученный диапазон отклонений напряжений $V_{ц+} - V_{ц-}$ должен быть согласован с возможностями питающей электростанции. При питании от ГПП следует определить расчетные значения напряжения на шинах 6–10 кВ регулируемых трансформаторов ГПП в режимах:

а) максимальных нагрузок предприятий, совпавших по времени с минимальным напряжением в энергосистеме на шинах источника питания 35–220 кВ;

* В некоторых случаях вместо наименьшего $K_{тр}$ следует принять для расчета иное его значение. Определение зоны использования различных регулировочных ответвлений трансформаторов с ПБВ см. [2.4].

* При определенных условиях может оказаться необходимым принять для расчета другое значение $K_{тр}$ по [2.4].

б) минимальных нагрузок предприятия, совпавших по времени с максимальным напряжением в энергосистеме на шинах источника питания 35–220 кВ:

$$U_{\text{ш}} = (U_{C, \text{max}} - \Delta U_{\Sigma A} - \Delta U_{\text{ГПП}}) \frac{1}{K_{\text{тр}}}; \quad (2.127)$$

$$U_{\text{ш}} = (U_{C, \text{min}} - \Delta U_{\Sigma A} - \Delta U_{\text{ГПП}}) \frac{1}{K_{\text{тр}}}, \quad (2.128)$$

где $U_{C, \text{min}}$, $U_{C, \text{max}}$ — соответственно минимальное и максимальное напряжения на шинах 35–220 кВ источника питания, которые должны быть заданы энергосистемой или соответствующей проектной организацией; $\Delta U_{\Sigma A}$, $\Delta U_{\Sigma A}$ — потери напряжения в линии 35–220 кВ соответственно в режимах максимальных и минимальных нагрузок; $\Delta U_{\text{ГПП}}$, $\Delta U_{\text{ГПП}}$ — то же в трансформаторах ГПП; $K_{\text{тр}}$ — регулируемый коэффициент трансформации трансформаторов с РПН (возможное изменение $K_{\text{тр}}$ от наименьшего до наибольшего позволит определить $E_{\text{ш}}$ в расчетных режимах на шинах 6–10 кВ ГПП).

Если отклонения напряжения на шинах источника питания выходят за пределы регулировочного диапазона на тех же шинах $E_{\text{ш}}$, то следует использовать средства местного регулирования напряжения [2.2].

РАСЧЕТЫ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ У ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий необходимо предусматривать мероприятия, устраняющие или снижающие до указанных выше значений колебания напряжения, вызываемые резкопеременными нагрузками крупных электродвигателей, мощных электропечей, выпрямителей и т. п.

Из таких мероприятий следует отметить: приближение электроприемников с резкопеременными нагрузками к мощным источникам питания (т. е. подключение их к точкам сети с большими значениями мощности КЗ);

уменьшение реактивного сопротивления питающей сети;

выделение на отдельные трансформаторы электроприемников с резкопеременной нагрузкой;

присоединение ударных и спокойных нагрузок на разные ветви трансформаторов с расщепленными обмотками;

применение специальных технических средств (УПК, быстродействующих статических компенсирующих устройств,

двоенных ферромагнитных реакторов с коэффициентом связи обмоток, близким к единице ([2.2] и т. п.) в случаях, когда не удастся добиться достаточного ограничения колебаний напряжения за счет совершенствования схем электроснабжения.

При питании синхронных электродвигателей от достаточно мощной системы (если мощность всех источников питания системы в 10 раз и более превышает наброс мощности при пуске самого крупного электродвигателя) размах изменения напряжения в точке присоединения электродвигателей могут быть ориентировочно определены по формуле

$$\delta V = \frac{\pm \Delta Q}{S_x}, \quad (2.129)$$

где S_x — мощность короткого замыкания в точке, в которой определяется δV , МВ·А; ΔQ — изменение реактивной нагрузки (с положительным знаком — при увеличении потребляемой и при уменьшении отдаваемой мощности), Мвар.

Остаточное напряжение при асинхронном пуске (или самозапуще) двигателей (рис. 2.10) рекомендуется определять по следующим формулам (мощность электродвигателя $S_{\text{д}}$ принимается за базисную), отн. ед.,

$$V_{\text{ш}} = \frac{1,05}{1 + K_{\text{т}} x_{\text{доп}} + x_{\text{т}} [K + \alpha (1 + K_{\text{т}} x_{\text{доп}})]}; \quad (2.130)$$

$$V_{\text{ш}} = \frac{1,05}{1 + x_{\text{т}} \left(\frac{K_{\text{т}}}{1 + K_{\text{т}} x_{\text{доп}}} + \alpha \right)}, \quad (2.131)$$

где $V_{\text{т}}$ — снижение напряжения на зажимах электродвигателя, доли номинального; $V_{\text{ш}}$ — снижение напряжения на шинах; $K_{\text{т}}$ — номинальная кратность пускового тока двигателя;

$$\alpha = \frac{1}{x_{\text{нагр}}}; \quad x_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{д}}}{S_{\text{нагр}} \sin \Phi_{\text{нагр}}}, \quad \text{отн. ед.};$$

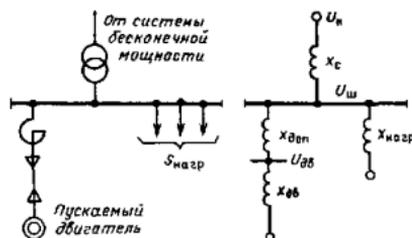


Рис. 2.10. Схема питания пускаемого двигателя

$$x_c = \frac{S_{\Delta}}{S_k} \left(\frac{U_{\text{НОМ}}}{U_k} \right)^2$$

— сопротивление короткого замыкания до шин питающей подстанции, отн. ед.; S_k — мощность трехфазного короткого замыкания на шинах питающей подстанции при напряжении U_k , кВ·А; $S_{\text{нагр}}$ — прочая нагрузка, присоединенная к шинам питающей подстанции, кВ·А; $\varphi_{\text{нагр}}$ — угол сдвига фаз прочей нагрузки; $x_{\text{доп}}$ — дополнительное сопротивление, включенное между шинами питающей подстанции и двигателем (реактора, кабеля и т. д.), отн. ед.

Колебания напряжения, вызываемые работой дуговых печей, не будут превышать указанных выше нормативных значений при соблюдении следующих условий [2.5]:

для одиночной ДСП

$$\frac{S_T}{S_k} 100 \leq 1\%; \quad (2.132)$$

для группы ДСП

$$\frac{S_{T \max} K_n}{S_k} 100 \leq 1\%, \quad (2.133)$$

где S_T — номинальная мощность трансформатора дуговой печи; S_k — мощность трехфазного короткого замыкания в точке присоединения печного трансформатора; K_n — коэффициент возрастания колебаний напряжения при работе группы из n печей, $K_n = \sqrt{n}$ для ДСП одинаковой мощности,

$$K_n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_{T_i}}{S_{T \max}}}$$

для ДСП разной мощности; $S_{T \max}$ — мощность наибольшего печного трансформатора в группе печей.

Для более точного определения размахов изменения напряжения и их частоты пользуются графиками ожидаемых набросов реактивной мощности при резкоизменяемых нагрузках (например, прокатных станов) по методике, приведенной в [2.2].

2.11. ВЫСШИЕ ГАРМОНИЧЕСКИЕ

Источниками высших гармонических тока и напряжения являются электроприемники с нелинейными нагрузками (с нелинейной вольт-амперной характеристикой), например вентиляльные преобразователи, электродуговые сталеплавильные печи, установки электродуговой сварки, газоразрядные лампы.

Высшие гармонические оказывают отрицательное влияние на работу системы электропитания, вызывая дополнительные активные потери в трансформаторах, электрических машинах и сетях; сокращение срока службы изоляции электрических машин и аппаратов; повышенную аварийность в кабельных сетях; уменьшение коэффициента мощности за счет мощности искажения, вызванной протеканием токов высших гармоник, а также ограниченное применение батарей конденсаторов для компенсации реактивной мощности.

Порядок гармоник, содержащихся в кривой первичного тока вентиляльного преобразователя, определяется по формуле

$$v = Km \pm 1, \quad (2.134)$$

где v — номер гармоники; m — число фаз выпрямления; K — натуральный ряд чисел.

Электродуговые печи являются источниками гармоник порядков $v = 2, 3, 4, 5, \dots, n$, т. е. гармоник четных и нечетных.

Действующее значение тока от аномальных гармоник ($v = 2, 3, 4, 6, 9 \dots$), определенное экспериментально, составляет 80–100% действующего значения тока гармоник канонического порядка.

Трехфазные сварочные выпрямители, коммутируемые по мостовой схеме, генерируют 5, 7, 11 и 13-ю гармоники тока.

Однофазные сварочные установки генерируют, кроме того, значительную 3-ю гармонику.

Газоразрядные лампы генерируют 3-ю гармонику, равную до 20% первой гармоники.

Расчет гармоник тока I_v , А, при $v \leq 13$ от нелинейных нагрузок производится по приближенным формулам табл. 2.28. Суммирование гармоник тока производится в пределах одной секции шин.

Искажение формы кривой тока вызывает искажение формы кривой питающего напряжения.

Расчет высших гармонических тока и напряжения в различных точках системы электропитания предприятия выполняется на основе схем замещения для каждой гармоники.

Источники гармоник представляются в этих схемах в виде источников гармоник тока, элементы сети учитываются соответствующими сопротивлениями. Эти сопротивления, Ом, при напряжении сети 6–10 кВ определяются по приближенным формулам табл. 2.29.

Для расчета гармоник тока во всех ветвях схемы определяются коэффициенты

Таблица 2.28. Определение гармоник тока при $v < 13$

Электроприемники	Расчетная формула
Одиночный преобразователь расчетной полной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{S_p}{\sqrt{3}Uv}$, где U — напряжение на шинах, кВ
Группа согласованно работающих преобразователей суммарной расчетной полной мощностью S_{Σ} , кВ·А (главные приводы непрерывных прокатных станов, электролитические ванны)	$\frac{S_{\Sigma}K_{v\Sigma}}{\sqrt{3}Uv}$, где $K_{v\Sigma}$ — эквивалентный фазный коэффициент в комплексной форме, $K_{v\Sigma} = \sum_{p=1}^n \frac{S_p e^{j\varphi_p}}{S_{\Sigma}}$
Группа реверсивных преобразователей	$\frac{1}{\sqrt{3}Uv} \sqrt{\sum_{p=1}^n S_p^2}$
Электродуговая сталеплавильная печь расчетной полной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{1,25S_p}{\sqrt{3}Uv^2}$
Сварочный выпрямитель, коммутируемый по мостовой схеме, расчетной полной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{S_p}{\sqrt{3}Uv^2}$
Газоразрядные лампы суммарной расчетной мощностью S_{Σ} , кВ·А	$\frac{0,2S_{\Sigma}}{\sqrt{3}U}$

Таблица 2.29. Определение сопротивлений элементов сетей 6–10 кВ при $v < 13$

Электроприемники	Расчетная формула при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
Синхронный (асинхронный) электродвигатель, турбогенератор номинальной мощностью $S_{дв}$, МВт (МВ·А)	$\frac{6v}{S_{дв}}$	$\frac{17v}{S_{дв}}$
Нагруженный трансформатор цеховой подстанции номинальной мощностью S_T , МВ·А	$\frac{12v}{S_T}$	$\frac{34v}{S_T}$
Питающая энергосистема с мощностью трехфазного короткого замыкания S_K , МВ·А	$\frac{36v}{S_K}$	$\frac{100v}{S_K}$
Линейная нагрузка суммарной установленной мощностью электродвигателей $S_{дв,\Sigma}$, МВт (МВ·А) и трансформаторов $S_{T,\Sigma}$, МВ·А	$\frac{12v}{S_{T,\Sigma} + 2S_{дв,\Sigma}}$	$\frac{34v}{S_{T,\Sigma} + 2S_{дв,\Sigma}}$
Реактор с номинальным сопротивлением X_p , Ом	$X_p v$	
Батарея конденсаторов номинальной мощностью $Q_{н,6к}$, Мвар, и номинальным напряжением $U_{н,6к}$, кВ (схема звезды)	$\frac{3U_{н,6к}^2}{Q_{н,6к} v}$	
То же, при схеме треугольника (с приведением к схеме звезды)	$\frac{U_{н,6к}^2}{Q_{н,6к} v}$	

Таблица 2 30 Формулы расчета гармоник напряжения U_v , %, и коэффициента искажения $K_{ис}$, %, при $v \leq 13$

Электроприемники	Расчетная формула
Определение гармоник напряжения	
Одиночный преобразователь расчетной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{S_p K_{qp}}{10 S_{кmin}}$
Группа согласованно работающих 6- или 12-фазных преобразователей суммарной расчетной мощностью S_Σ , кВ·А	$\frac{S_\Sigma k_{qp} K_{v\Sigma}}{10 S_{кmin}}$
Группа согласованно работающих 6-фазных ($S_{6\phi}$) и 12-фазных ($S_{12\phi}$) преобразователей суммарной расчетной мощностью S_Σ , кВ·А	при $v = 5,7$ $\frac{a S_\Sigma K_{qp} K_{v\Sigma}}{10 S_{кmin}}$, где $a = \frac{S_{6\phi}}{S_\Sigma}$ $v = 11,13$ $\frac{S_\Sigma K_{qp} K_{v\Sigma}}{10 S_{кmin}}$
Группа из n реверсивных 6- или 12-фазных преобразователей	$\frac{K_{qp}}{10 S_{кmin}} \sqrt{\sum_1^n (S_p)^2}$ при $v = 5,7$ $\frac{K_{qp}}{10 S_{кmin}} \sqrt{\sum_1^n (S_{p6\phi})^2}$
Группа реверсивных преобразователей, состоящая из l 6-фазных ($S_{6\phi}$) и n 12-фазных преобразователей	при $v = 11,13$ $\frac{K_{qp}}{10 S_{кmin}} \sqrt{\sum_1^l (S_{p6\phi})^2 + \sum_1^n (S_{p12\phi})^2}$
Электродуговая сталеплавильная печь расчетной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{1,25 S_p K_{qp}}{10 S_{кmin} v}$
Сварочный выпрямитель, коммутируемый по мостовой схеме, расчетной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{S_p K_{qp}}{10 S_{кmin} v}$
Газоразрядные лампы суммарной расчетной мощностью S_Σ , кВ·А	$\frac{0,6 S_\Sigma K_{qp}}{10 S_{кmin}}$
Расчет коэффициента искажения	
Одиночный преобразователь расчетной мощностью S_p , кВ·А	при $m = 6$ $\frac{2 S_p K_{qp}}{10 S_{кmin}}$; при $m = 12$ $\frac{\sqrt{2} S_p K_{qp}}{10 S_{кmin}}$
Группа согласованно работающих 6- или 12-фазных преобразователей суммарной расчетной мощностью S_Σ , кВ·А	$\frac{S_\Sigma K_{qp}}{10 S_{кmin}} \sqrt{\sum_1^n (K_{v\Sigma})^2}$

Продолжение табл. 2.30

Электроприемники	Расчетная формула
Группа согласованно работающих 6-фазных $S_{(6\phi)}$ и 12-фазных $S_{(12\phi)}$ преобразователей суммарной расчетной мощностью S_{Σ} , кВ·А	$\frac{S_{\Sigma} K_{qp}}{10S_{кмин}} \sqrt{a^2 (K_{3\Sigma}^2 + K_{7\Sigma}^2) + K_{11\Sigma}^2 + K_{13\Sigma}^2}$
Группа из n реверсивных 6- или 12-фазных преобразователей	при $m = 6$ $\frac{\sqrt{\sum_1^n S_p^2 K_{qp}}}{10S_{кмин}}$
	при $m = 12$ $\frac{\sqrt{2} \sqrt{\sum_1^n S_p^2 K_{qp}}}{10S_{кмин}}$
Группа реверсивных преобразователей, состоящая из l 6-фазных ($S_{p(6\phi)}$) и n 12-фазных ($S_{p(12\phi)}$) преобразователей	$\frac{K_{qp}}{10S_{кмин}} \sqrt{4 \sum_1^l S_{p(6\phi)}^2 + 2 \sum_1^n S_{p(12\phi)}^2}$
Электродуговая сталеплавильная печь расчетной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{0,34 S_p K_{qp}}{10S_{кмин}}$
Сварочный выпрямитель, коммутируемый по мостовой схеме, расчетной мощностью S_p , кВ·А	$\frac{0,27 S_p K_{qp}}{10S_{кмин}}$
Газоразрядные лампы суммарной расчетной мощностью S_{Σ} , кВ·А	$\frac{0,6 S_{\Sigma} K_{qp}}{30S_{кмин}}$

токораспределения K_{qp} для всех ветвей, где q — секция, p — преобразователь.

Для расчета гармоник напряжения и коэффициента искажения определяется коэффициент токораспределения для ветви питающей энергосистемы:

$$K_{qp} = \frac{X_{п}}{X_{п} + X_{к}}, \quad (2.135)$$

где $X_{п}$ — сопротивление нагрузки q -й секции шин; $X_{к}$ — сопротивление питающей энергосистемы.

Расчет гармоник напряжения U_v , %, и коэффициента искажения $K_{вс}$, %, при $v \leq 13$ производится по формулам табл. 2.30.

Для оценки максимально возможных значений гармоник тока напряжения и коэффициента искажения, необходимой на стадии проекта, в формулах табл. 2.28 и 2.30 коэффициенты $K_{v\Sigma}$ и K_{qp} принимаются равными единице.

Основными мерами по уменьшению влияния высших гармонических на питающую сеть являются:

- увеличение мощности короткого замыкания на шинах источника гармоник;
- раздельное питание линейных и нелинейных нагрузок;
- увеличение числа фаз выпрямления вентильных преобразователей;
- применение силовых резонансных CL -фильтров (Φ) высших гармоник и фильтрокомпенсирующих устройств ($\PhiКУ$).

Силовые фильтры и $\PhiКУ$ снижают искажения кривой тока и напряжения и одновременно повышают коэффициент мощности.

Фильтры могут устанавливаться в сетях, где имеют место колебания напряжения до 10% с частотой повторения до 1000 раз в час, и предусматриваются на частоты, преобладающие в амплитудных спектрах:

в сетях с 6- и 12-фазными преобразователями — Ф5, Ф7, Ф11, Ф13, или Ф5, или Ф5 и Ф7, или Ф5 и Ф11;

в сетях с 12-фазными преобразователями — Ф11 и Ф13 или Ф11;

в сетях с электродуговыми печами, сварочными установками, газоразрядными лампами — Ф3, Ф5, Ф7, или Ф3 и Ф5, или Ф3.

При наличии фильтров возможно подключение батарей конденсаторов без защитных реакторов. Во избежание резонансных явлений в сети необходим следующий порядок включения фильтров: Ф3 — Ф5 — Ф7 — Ф11 — Ф13 — батарея конденсаторов.

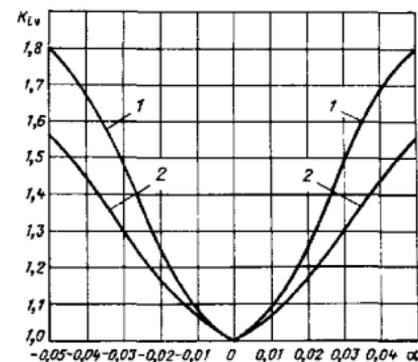


Рис. 2.11. Зависимость коэффициента K_{IV} от точности настройки (ступени регулирования индуктивности реактора) фильтров:

1 — для фильтров 5-й и 7-й гармоник; 2 — для фильтров 11-й и 13-й гармоник

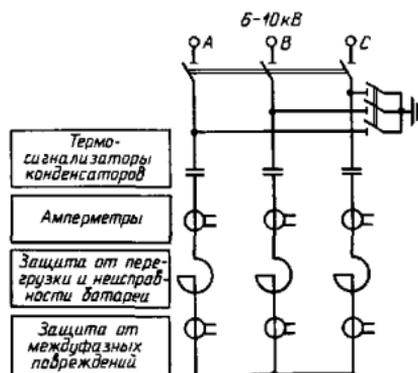


Рис. 2.12. Принципиальная схема фильтра мощностью до 3000 квар

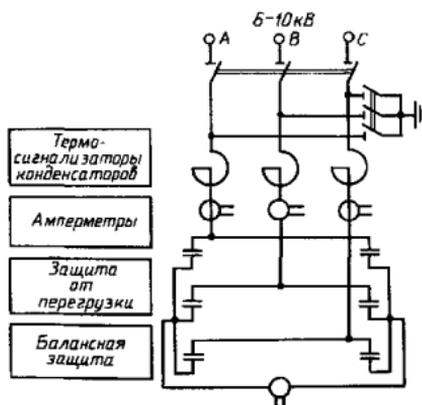


Рис. 2.13. Принципиальная схема фильтра мощностью выше 3000 квар

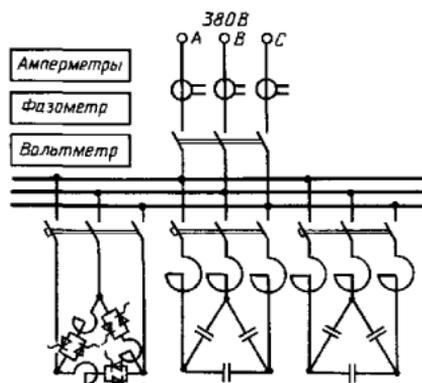


Рис. 2.14. Принципиальная схема ФКУ типа ТКФ

Отключение должно производиться в обратном порядке.

Настраивают фильтры на резонансную частоту с точностью, равной величине ступени регулирования индуктивности реактора фильтра α .

На крупных промышленных предприятиях со значительными нелинейными нагрузками часто возникает необходимость в параллельной работе фильтров одной гармоники. Параллельная работа фильтров может также обуславливаться схемами электропитания и режимами работы сетей. Ука-

Таблица 2.31. Формулы для расчета высших гармоник

№ п/п.	Составляющие расчета	Расчетные формулы
Исходные данные		
1	Расчетный коэффициент искажения на данной секции, %	$K_{ис}$
2	Допустимый коэффициент искажения на данной секции, %	$K_{ис, доп}$
3	Расчетные гармоники линейного напряжения на данной секции, %	U_v
4	Допустимые гармоники линейного напряжения на данной секции, %	$U_{v доп}$
5	Расчетные токи гармоник, генерируемых источниками гармоник данной секции, А	I_v
6	Спектр фильтруемых частот	ν
7	Наибольшее рабочее линейное напряжение на шинах секции, кВ	$U_{ш}$
8	Максимальная мощность трехфазного короткого замыкания на данной секции, МВ · А	$S_{кз max}$
9	Необходимая компенсируемая реактивная мощность нагрузки данной секции, квар	$Q_{необ}$
Выбор батарей конденсаторов фильтров		
10	Коэффициент повышения напряжения основной частоты на батарее за счет последовательно включенного реактора	$a = \frac{\nu^2}{\nu^2 - 1}$
11	Напряжение основной частоты на батарее фильтра, кВ	$U_{1c} = \frac{aU_{ш}}{\sqrt{3}}$
12	Предварительно выбранное номинальное напряжение батареи фильтра, кВ	$U_{1c} < U_{ном, бк} < 1,3U_{1c}$
13	Коэффициент загрузки батареи по напряжению основной частоты	$0,77 \leq C_{U1} \frac{U_{1c}}{U_{ном, бк}} < 1$
14	Коэффициент загрузки батареи по полному току	$C_i = \frac{1}{C_{U1}} \leq C_{i доп}$
15	Коэффициент загрузки батареи по току гармоники	$C_{iv} = \sqrt{C_i^2 - C_{U1}^2} \leq \sqrt{C_{i доп}^2 - C_{U1}^2} = C_{iv доп}$
16	Мощность батареи по условию эффективности поглощения тока гармоники, квар	$Q_{бк} = K_p S_{кз max}$, где $K_p > 0,45 \cdot 10^{-2}$ для $\nu = 5$; $K_p > 0,25 \cdot 10^{-2}$ для $\nu = 7$; $K_p > 0,1 \cdot 10^{-2}$ для $\nu = 11,13$
17	Мощность батареи по условию исключения недопустимой перегрузки, квар	$Q_{бк} \geq \frac{3U_{н, бк} K_{iv} I_v}{C_{iv}}$, где K_{iv} — коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс: $K_{iv} = f(\alpha)$ (рис. 2.11)
18	Принятая мощность батареи фильтра, квар (наибольшее значение по пп. 16, 17)	$Q_{ном, ф}$

Продолжение табл. 2.31

№ п/п.	Составляющие расчета	Расчетные формулы
19	Номинальный ток батареи фильтра, А	$I_{ном,ф} = \frac{Q_{ном,ф}}{3U_{ном,бк}}$
20	Компенсирующая способность фильтра, квар	$Q_{1ф} = Q_{ном,ф} C^2 \ell$
21	Суммарная компенсирующая мощность всех фильтров данной секции, квар	$Q_{1ф\Sigma} = \sum_1^n Q_{1ф}$
22	Необходимая дополнительная мощность компенсирующих устройств, квар (см. прим. 1)	$Q_{к,у} = Q_{необх} - Q_{1ф\Sigma}$
23	Характеристическое сопротивление фильтра, Ом	$\rho = \frac{3U_{ном,бк}^2}{Q_{н,ф} \nu} 10^3$
24	Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра, кВ	$U_{вс, max} = U_{вр} = I_{н,ф} C_{н,доп} \rho \cdot 10^{-3}$
25	Максимальное полное напряжение на батарее фильтра, кВ	$U_{с, max} = \sqrt{U_{1с}^2 + U_{вс, max}^2}$
26	Фактический коэффициент загрузки батареи по току гармоники	$C_{н,ф} = \frac{I_{у} K_{IV}}{I_{н,ф}}$
27	Проверка правильности выбора номинального напряжения батареи фильтра по п. 12 (см. прим. 2)	$U_{с, max} \leq U_{ном бк}$

Выбор реактора фильтра

28	Реактивное сопротивление реактора на основной частоте, Ом	$X_{1р} = \frac{\rho}{\nu}$
29	Номинальный ток реактора фильтра, А	$I_{номр} \geq C_{1доп} I_{ном,ф}$
30	Напряжение основной частоты на реакторе фильтра, кВ	$U_{1р} = \frac{1}{\sqrt{2} - 1} \frac{U_{ш}}{\sqrt{3}}$
31	Максимальное полное напряжение на реакторе фильтра, кВ	$U_{р, max} = \sqrt{U_{1р}^2 + U_{вр, max}^2}$
32	Номинальное напряжение реактора фильтра, кВ	$U_{н,р} \geq U_{р, max}$

Определение эффективности фильтра

33	Необходимая добротность фильтра	$q_v \geq \frac{C_{IVф} m \cdot 100}{\sqrt{(U_{v, доп} \nu)^2 - (C_{IVф} m \alpha^2 \cdot 100)^2}}$
		$m = \frac{\sqrt{3} U_{ном,бк}}{U_{ш}}, \alpha = 0,015$
34	Принятая добротность фильтра	$q_{вном}$

Продолжение табл. 2.31

№ п.п.	Составляющие расчета	Расчетные формулы
35	Остаточное линейное напряжение гармоника после установки фильтра, %	$U_{\text{вост}} = \frac{C_{\text{ивт}} \cdot 100}{v} \sqrt{\frac{1}{q_{\text{ном}}^2} + \alpha^2}$
36	Коэффициент эффективности фильтра	$K_{\text{эф}} = \frac{U_{\text{вост}}}{U_v} \leq 1$
37	Коэффициент искажения после установки фильтров	$K_{\text{ис, ост}} = \sqrt{\sum_1^n (U_{v, \text{ост}})^2} \leq K_{\text{ис, доп}}$

Примечания: 1. При $Q_{\text{к.у}} > 0$ следует дополнительно к выбранным по п. 18 фильтрам установить батарею конденсаторов или увеличить мощность фильтров. При $Q_{\text{к.у}} < 0$ следует уменьшить мощность фильтров по п. 18 за счет ограничения спектра фильтруемых частот по п. 6 или за счет индуктивной расстройки. Необходимая степень расстройки определится специальным расчетом.

2. При $U_{\text{с, макс}} > U_{\text{ном, бк}}$ следует увеличить значение $U_{\text{ном, бк}}$ по п. 12 и провести новый расчет по пп. 13–26.

Таблица 2.32. Технические данные фильтров для сетей 10 кВ

Тип	Номер гармоники	Номинальная мощность, квар	Компенсирующая способность, квар	Добротность на резонансной частоте (около)	Ток, А				Габариты, мм, не более (длина × глубина × высота)	Масса, кг, не более
					допускаемый		резонансной частоты			
					полный	резонансной частоты	полный	резонансной частоты		
Ф5-10-1200	5	1200	1000	40	60	30	79	55	5850 × 1080 × 2600	3650
Ф5-10-1600		1600	1350		80	40	105	75	6600 × 1080 × 2600	4250
Ф5-10-2400		2400	2000		120	60	155	110	7050 × 800 × 2600	6000
Ф7-10-1200	7	1200	965	35	60	30	79	55	5850 × 1080 × 2600	3650
Ф7-10-1600		1600	1290		80	40	105	75	6600 × 1080 × 2600	4250
Ф7-10-2400		2400	1930		120	60	155	110	7050 × 800 × 2600	6000
Ф11-10-800	11	800	625	25	40	20	52	38	5600 × 1080 × 2600	3000
Ф11-10-1600		1600	1250		80	40	105	75	6600 × 1080 × 2600	4250
Ф11-10-2400		2400	1890		120	60	155	110	7050 × 800 × 2600	6000
Ф13-10-800	13	800	625	20	40	20	52	38	5600 × 1080 × 2600	3000
Ф13-10-1600		1600	1220		80	40	105	75	6600 × 1080 × 2600	4250
Ф13-10-2400		2400	1845		120	60	155	110	7050 × 800 × 2600	6000

занная точность настройки фильтров позволяет не допускать рассогласования параллельно работающих фильтров более чем на α . Рассогласование в пределах α должно учитываться увеличением мощности по сравнению с точно настроенными фильтрами по кривым рис. 2.11 Расчет силовых фильтров для сетей 6–10 кВ с вентильными преобразователями производится по методике, представленной в табл. 2.31.

Принципиальные схемы фильтров для сетей 6–10 кВ приведены на рис. 2.12 и 2.13.

Технические данные фильтров для сетей 10 кВ частотой 50 Гц с вентильными преобразователями приведены в табл. 2.32.

Принципиальная схема ФКУ типа ТКФ для сетей 380/220 В, частотой 50 Гц с вентильными преобразователями приведена на рис. 2.14. Технические данные приведены в табл. 2.33.

Таблица 2.33. Технические данные ФКУ типа ТКФ для сетей 380/220 В

Параметры	Тип		
	ТКФ-170-380	ТКФ-340-380	ТКФ-510-380
Номинальная мощность, квар	170	340	510
Диапазон регулирования мощности, квар	20—170	30—340	40—510
Быстродействие, квар/с, не менее	500		
Допустимое значение тока, А, полного	300	600	900
1-й гармоники	260	520	780
5-й гармоники	110	220	330
7-й гармоники	80	160	240
остальных высших гармоник	70	140	210
Габариты, мм, не более (длина × × глубина × высота)	3060 × 900 × 2015	6060 × 900 × 2015	9070 × 900 × 2015
Масса, кг, не более	1840	3640	5430

2.12. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Кратность резервирования

$$K = \frac{n - m}{m}, \quad (2.136)$$

Надежность — свойство системы электроснабжения, обусловленное ее безотказностью, долговечностью и ремонтпригодностью и обеспечивающее нормальное выполнение заданных функций системы.

Безотказность — свойство системы электроснабжения непрерывно сохранять работоспособность в определенных режимах и условиях эксплуатации.

Долговечность — свойство системы электроснабжения длительно, с возможными перерывами на ремонт, сохранять работоспособность в определенных режимах и условиях эксплуатации до разрушения или другого предельного состояния.

Ремонтпригодность — свойство системы электроснабжения, выражающееся в приспособленности к восстановлению исправности путем предупреждения, обнаружения и устранения неисправностей и отказов.

Степень необходимой надежности обуславливается повреждаемостью и ремонтпригодностью электрооборудования и сетей, категорией потребителей в отношении требований к бесперебойности электроснабжения и универбом при перерывах электроснабжения.

Надежность систем электроснабжения обеспечивается внедрением прогрессивных схемно-конструктивных решений, резервированием ее элементов и проведением плановых ремонтов.

где n — число всех цепей; m — число цепей, необходимых для продолжения работы.

Влияние кратности резервирования на вероятность безотказной работы приведена в табл. 2.34, из которой видно, что резервирование с кратностью $K < 1$ повышает вероятность безотказной работы только при малых значениях параметра потока отказов.

При рассмотрении вариантов электроснабжения проводится количественная оценка надежности. Линия или присоединение рассматривается в трех состояниях: работа, отказ и плановый ремонт. При параллельном включении в плановый ремонт может выводиться только одна линия или присоединение. Принимается, что восстановление отказавших элементов является неограниченным и полным. Оценка надежности производится на основании статистических данных о повреждаемости элементов электроснабжения, ожидаемого числа отключений для планового ремонта и времени, необходимого для восстановления после аварий и для проведения планового ремонта.

При последовательном включении элементов электроснабжения оценка надежности производится на основании следующих выражений:

параметр потока отказов линии или при-

Таблица 2.34 Влияние кратности резервирования на вероятность безотказной работы параллельной группы в зависимости от параметра потока отказов

Кратность резервирования	Расчетная формула	λt				
		0,1	0,5	1	2	4
0/1	$R = e^{-\lambda t}$	0,9048	0,6065	0,3679	0,1353	0,01832
1/3	$R_{гр} = 4R^3 - 3R^4$	0,9523	0,4862	0,1443	0,009	0,0004
1/2	$R_{гр} = 3R^2 - 2R^3$	0,9735	0,6575	0,3063	0,0499	0,00079
1/1	$R_{гр} = 2R - R^2$	0,9909	0,8431	0,6005	0,2523	0,0363
2/2	$R_{гр} = 6R + 3R^4 - 8R^3$	0,9947	0,8288	0,4683	0,0908	0,0019
2/1	$R_{гр} = R^3 + 3R - 3R^2$	0,9999	0,9389	0,7476	0,3535	0,054
3/1	$R_{гр} = 4R + R^3 - 6R^2 - R^4$	1	0,9757	0,8407	0,4511	0,0716

соединения

$$\lambda_a = \sum_1^n \lambda_{a_i}; \quad (2.137)$$

среднее время восстановления после отказа одной линии или присоединения

$$T_n = \frac{\sum_1^n \lambda_{a_i} T_{n_i}}{\lambda_a}; \quad (2.138)$$

коэффициент аварийного простоя

$$k_a = \sum_1^n \lambda_{a_i} T_{n_i} = \lambda_a T_n; \quad (2.139)$$

коэффициент планового простоя

$$k_n = 1,2k_{n,max}; \quad (2.140)$$

$$k_{n_i} = \lambda_{n_i} T_{n_i}; \quad (2.141)$$

коэффициент готовности

$$k_r = \frac{1 - (k_a + k_n)}{1 - k_n}; \quad (2.142)$$

среднегодовое время перерыва электроснабжения

$$T_{a,n} = (k_a + k_n), \quad (2.143)$$

где λ_{a_i} — параметр потока отказов одного элемента системы электроснабжения, 1/год; T_{n_i} — среднее время восстановления элемента после отказа, лет; λ_a — параметр потока отказов одной линии или присоединения, 1/год; k_a — коэффициент аварийного простоя линии или присоединения, отн. ед.; k_n — коэффициент планового простоя линии или присоединения, отн. ед.; T_n — среднее время восстановления после отказа одной линии или присоединения, лет; $T_{a,n}$ — среднегодовое время перерыва электроснабжения,

ч/год; λ_n — число отключений элемента электроснабжения для планового ремонта, 1/год; T_{n_i} — среднее время планового ремонта элемента электроснабжения, лет; k_i — коэффициент готовности, отн. ед.

При параллельном включении двух линий или присоединений оценка надежности производится на основании следующего: параметр потока отказов двух линий

$$\lambda_a^{(2)} = \lambda_{1a}\lambda_{2a}(T_{1a} + T_{2a}) + \lambda_{2a}k_{1n} + \lambda_{1a}k_{2n}; \quad (2.144)$$

при одинаковых параметрах надежности линий или присоединений

$$\lambda_a^{(2)} = 2\lambda_a^2 T_n + 2\lambda_a k_n; \quad (2.145)$$

коэффициент аварийного простоя, когда первая линия отключена для планового ремонта и в это время вторая отключается из-за повреждения, соответственно для второй линии

$$k_{2a,1n} = 0,5\lambda_{2a}k_{1n}^2 \text{ при } k_{1n} \leq T_{2a}; \quad (2.146)$$

$$k_{2a,1n} = k_{2a}(k_{1n} - 0,5T_{1a}) \text{ при } k_{1n} > T_{2a}; \quad (2.147)$$

коэффициент аварийного простоя двух линий или присоединений

$$k_a^{(2)} = k_{1a}k_{2a} + k_{1a,2n} + k_{2a,1n}; \quad (2.148)$$

при одинаковых параметрах надежности линий или присоединений

$$k_a^{(2)} = k_a^2 + 2k_{a,n}, \quad (2.149)$$

среднегодовое время перерыва электроснабжения

$$T_a^{(2)} = k_a^{(2)} \cdot 8760, \quad (2.150)$$

где $\lambda_a^{(2)}$ — параметр потока отказов двух линий или присоединений, 1/год; $T_a^{(2)}$ — среднегодовое время перерыва электроснабжения, ч/год; $k_a^{(2)}$ — коэффициент аварийно-

Таблица 2.35. Данные о повреждаемости, времени восстановления и среднегодовом времени плановых простоев элементов электроснабжения*

Элемент	Напряжение, кВ				
	330	220	110	20-35	6-10
Параметры потока отказов элементов электроснабжения $\lambda_{\text{эл}}$, 1/год					
Трансформаторы	0,1	0,02	0,01	0,01	0,01
Воздушная линия на 100 км	0,9	0,9	1,1	1,1	—
Кабельные линии на 1 км:					
в траншее	—	—	—	—	0,078
в туннеле	—	—	—	—	0,0093
в канале	—	—	—	—	0,016
в блоках	—	—	—	—	0,087
на эстакаде	—	—	—	—	0,05
Токопроводы на 1 км:					
гибкий	—	—	—	—	0,061
трубчатый	—	—	—	—	0,053
Шины (на присоединение)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Масляные выключатели в цепях:					
ВЛ	—	0,1	0,06	0,02	0,005
других цепях	—	0,03	0,03	0,01	0,005
Воздушные выключатели в цепях:					
ВЛ	0,4	0,4	0,2	0,2	0,02
других цепях	0,2	0,15	0,15	0,1	0,02
Корогокозамыкатели	—	0,02	0,02	—	—
Отделители	—	0,03	0,03	—	—
Разъединители	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Реакторы	—	—	—	—	0,002
Среднее время восстановления элементов электроснабжения $T_{\text{вр}}$, 10^{-3}, лет					
Трансформаторы:					
при отсутствии резервного в системе	350	60	45	45	7
при наличии резервного в системе	—	2,5	20	20	7
Воздушные линии на 100 км	1,25	1,0	0,9	0,9	—
Кабели на 1 км:					
в траншее	—	—	—	—	10
в туннеле	—	—	—	—	5
в канале	—	—	—	—	11
в блоках	—	—	—	—	12
на эстакаде	—	—	—	—	13
Токопроводы на 1 км:					
гибкие	—	—	—	—	1,1
жесткие	—	—	—	—	0,4
Шины (на присоединение)	0,6	0,5	0,25	0,25	0,25
Масляные выключатели в цепях:					
ВЛ	—	2,6	2,3	2,3	1,2
других цепях	—	2,6	2,3	2,3	1,2
Воздушные выключатели в цепях:					
ВЛ	4	2,5	1,2	1,2	2,3
других цепях	4	2,5	1,2	1,2	2,3
Корогокозамыкатели	—	1,7	1,7	—	—
Отделители	—	1,7	1,7	—	—
Разъединители	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Реакторы	—	—	—	—	1,1

Продолжение табл. 2.35

Элемент	Напряжение, кВ				
	330	220	110	20-35	6-10
Среднегодовое время планового простоя на один элемент электроснабжения $k_{11} \cdot 10^{-3}$, отн. ед.					
Трансформаторы:					
при отсутствии резервного в системе	9	8,5	7,7	4	4
при наличии резервного в системе	74	74	74	74	74
Воздушные линии на 100 км	7,1	5,3	3,3	1,2	—
Кабели на 1 км	—	—	—	—	0,9
Шины (на присоединение)	0,55	0,29	0,19	0,19	0,19
Масляные выключатели в цепях:					
ВЛ	—	8,3	6,3	1,8	2,2
других цепях	—	8,3	6,3	1,8	2,2
Воздушные выключатели в цепях:					
ВЛ	30	19	9,7	6	2,2
других цепях	30	19	9,7	6	2,2
Короткозамыкатели	—	1,1	1,1	—	—
Отделители	—	1,1	1,1	—	—
Разъединители	4,9	1,3	1,1	0,26	0,19
Реакторы	—	—	—	—	0,78

* По данным ВНИИпроектэлектромонтажа [2.27].

го простоя двух линий или присоединений, отн. ед.; $k_{2a,1n}$ — коэффициент аварийного простоя, когда первая линия отключена для планового ремонта, а вторая в это время отключается из-за повреждения, отн. ед.

Ориентировочные данные о повреждаемости, времени восстановления и среднегодовом времени плановых простоев элементов электроснабжения приведены в табл. 2.35 и 2.36.

При оценке надежности трех параллельных линий или присоединений вначале рассматриваются две линии, а затем эквивалентный результат сравнивается с третьей линией или присоединением.

Перерыв электроснабжения может нанести ущерб промышленному предприятию. При выборе варианта электроснабжения или его отдельных элементов, имеющих неодинаковую надежность, следует учитывать вероятный ущерб. В этом случае приведенные затраты определяются по формуле

$$Z = P_{ном}K + I_{ном} + Y, \quad (2.151)$$

где Y — стоимость вероятного ущерба в год.

При оценке надежности и ущерба следует учитывать, что не всякий перерыв электроснабжения наносит ущерб производству. Возможны перерывы длительностью $T_n < T_0$, которые не отражаются на производстве. Данные о продолжительности пере-

рывов электроснабжения, не вызывающих ущерба для отдельных производств, приведены в табл. 2.36.

Ущерб от перерыва электроснабжения складывается из двух составляющих: ущерба Y_a , связанного с самим фактом перерыва электроснабжения, и ущерба Y_b , связанного с длительностью перерыва электроснабжения. Ущерб Y_a — ущерб от выхода из строя оборудования и инструмента, брака продукции, расстройства технологического процесса и т. п.; ущерб Y_b — ущерб от простоя рабочих, порчи сырья и материалов, невыработки продукции и т. п.:

$$Y = Y_a + Y_b T_p. \quad (2.152)$$

Оценка ущерба при перерывах электроснабжения производится на основании данных удельных разовых ущербов для различных производств, рассчитанных относительно их производительности, или на основании удельных показателей ущерба относительно недоотпущенной электроэнергии, или электрической мощности отключенного агрегата или объекта. Наиболее предпочтительным является первый способ, который в большей степени учитывает последствия перерыва электроснабжения для данного производства. Значения удельных разовых ущербов для предприятий черной металлургии приведены в табл. 2.37 и 2.38.

Таблица 2.36. Минимально допустимое время перерывов электроснабжения *

Продолжение табл. 2.36

Электроприемники	T ₀	Электроприемники	T ₀
Коксохимическое производство		Прокатное производство	
Отделения обогатительной фабрики: гравитационное, сушильное, флотационное	1—2 с	Непрерывные станы	1 с
Дробильные и смесительные машины	1—2 с	Реверсивные станы	0,5—10 мин
Отделение предварительного дробления	1—2 с	Обогатительное производство	
Машины, обслуживающие коксовую батарею	10 мин	Дробилки	1 с
Коксовые батареи	10 мин	Дешламаторы	10 мин
Установки тушения кокса	10 мин	Дисковые фильтры	1 мин
Коксортировка	0,5 ч	Сгустители	15 мин
Насосы перекачки конденсата холодильников	0,5 ч	Конвейеры дробильной и обогатительной фабрики	1 мин
Насосы подачи воды на орошение газосборников	1—2 с	Энергетические цеха металлургических заводов	
Механизированные осветители	6—8 ч	Водонасосные станции	1—1,5 с
Насосы подачи оборотной воды для холодильников	1—2 с	Кислородные станции	1—1,5 с
Насосы подачи воды в аммиачное отделение	1—2 с	Компрессорные станции	1—1,5 с
Экстаустер	1—2 с	Химическая и нефтехимическая промышленность	
Аммиачно-сульфатное отделение со скрубберами	8 ч	Каталитический крекинг	3—5 с
То же, с абсорберами	5—10 мин	Каталитический риформинг	3 с
Насосы подачи насыщенного раствора в испаритель	10 мин	Риформинг	20 с
Насосы подачи кристаллов в центрифуги	10 мин	Газофракционирующая установка	20 с
Центрифуги	5 мин	Установка азетропной перегонки	2 мин
Обесфлюидающая установка	10 ч	Установка деасфальтизации	1,5—3 с
Цех ректификации бензола	1—2 с	Атмосферно-вакуумная трубчатка	2—3 с
Цех сероочистки	30 мин	Цех депарафизации и парафиновый	1—2 мин
Смолперегонный цех	5 мин	Завод синтетического каучука	
Пенококсовый цех	5 мин	Цех распределения производства	1 с
Окусование		Цех выделения каучука	1—2 с
Корпус дробления и измельчения кокса, известняка	1 с	Цех полимеризации	2—3 с
Конвейер подачи агломерата в доменный цех	1 с	Насосы оборотного водоснабжения	2—3 с
Шаровые мельницы окомкования	0,5 ч	Цех экстрактивной дистилляции	2—3 с
Отделение дробления бетонита и известняка	0,5 ч	Цех дегидрирования бутилена	3 с
Агломашина	0,2 ч	Цех дегидрирования бутана	5—8 с
Насосы охлаждения горна обжиговой машины	0,5 ч	Цех сжатого воздуха	3 с
Обжиговая машина	0,17 ч	Цех производства холода	1—2 мин
Конвейер готовых окатышей	1 с	Станкостроительный завод	
Насосы оборотной воды на фабрике окомкования	0,1 ч	Листопркатный цех	0,5 ч
		Травильные ванны	1 ч
		Калибровочный цех	0,5 ч
		Режущий инструмент	1 с
		Литейное отделение	10 мин
		Цементные печи	0,5 ч
		Отпускные печи	0,5 ч
		Соляные ванны	0,5 ч
		Малярный, кузнечно-заготовительный цех	0,5 ч
		Автомобильный завод	
		Печи сопротивления литейного цеха	5 мин

Продолжение табл. 2.36

Электроприемники	T_0
Газовые печи литейного цеха	1 ч
Шахтные печи, работающие на газе, вытяжные вентиляторы цинковых ванн	0,1 с
Электромашиностроительный завод	
Ванные для цинкования	1 ч
Химический комбинат	
Мешалки чанов	15 мин

* По данным ВНИИпроектэлектромонтаж [2.9].

При оценке по этому способу ущерб разделяют на первичный и вторичный. Первичный ущерб — ущерб, вызванный перерывом электроснабжения данного агрегата или объекта. Вторичный ущерб — ущерб, вызванный перерывом электроснабжения предыдущего агрегата или объекта по ходу технологического производства.

При определении ущерба в зависимости от схемы электроснабжения учитываются аварийные и плановые перерывы электроснабжения (простои) или только аварийные.

При плановом простое учитывается только составляющая Y_0 , пропорциональная длительности перерыва электроснабжения.

Первичный ущерб

$$Y_1 = [(Y_0 + T_0 \cdot 8760 Y_0) \lambda_a + k_n \cdot 8760 Y_0] P \gamma, \quad (2.153)$$

где Y_0 — составляющая удельного ущерба, связанная с самим фактом перерыва электроснабжения, тыс. руб./перерыв на единицу производительности; Y_n — составляющая удельного ущерба, связанная с длительностью перерыва электроснабжения, тыс. руб./ч на единицу производительности; Y_1 — первичный ущерб, тыс. руб./год; P — производительность агрегата или объекта; γ — коэффициент, учитывающий степень ограничения производства при перерывах электроснабжения.

Вторичный ущерб

$$Y_2 = (\Delta T_0 Y_0 \lambda_a + K_n \cdot 8760 Y_0) P \gamma, \quad (2.154)$$

$$\Delta T_0 = T_0 - T_0 / \gamma,$$

где T_0 — допустимое время перерыва первичного производства, которое не вызывает ущерба вторичного производства; Y_2 — вторичный ущерб, тыс. руб./год.

Ущерб по удельным показателям в зависимости от аварийного или планово недоотпущенной электроэнергии во время перерыва электроснабжения

$$U = U' \Delta w_1 + U'' \Delta w_2, \quad (2.155)$$

где U' — удельная составляющая ущерба от аварийно недоотпущенной электроэнергии, руб/(кВт·ч); U'' — удельная составляющая ущерба от планово недоотпущенной электроэнергии, руб/(кВт·ч); Δw_1 — среднегодовая аварийно недоотпущенная электроэнергия; Δw_2 — среднегодовая планово недоотпущенная электроэнергия, кВт·ч/год; U — ущерб от перерыва электроснабжения, руб/год.

Данные по удельным составляющим ущерба приведены в табл. 2.39.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ И ВОЗМОЖНОГО УЩЕРБА ПРИ ПЕРЕРЫВАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Требуется определить оптимальный объем резервирования с учетом возможного ущерба при перерывах электроснабжения.

На аглофабрике металлургического завода производительностью 1,5 млн. т в год нагрузка потребителей 10 кВ составляет 14 мВ·А.

Распределительная подстанция фабрики питается от ГПП по двум кабельным линиям 10 кВ, прокладываемым в туннеле. Рассмотрим возможные варианты: вариант 1 — каждая линия выбирается на полную нагрузку, при этом сечение кабелей с алюминиевыми жилами для одной линии составляет $4(3 \times 120) \text{ мм}^2$; вариант 2 — каждая линия выбирается на половину нагрузки и имеет сечение $2(3 \times 120) \text{ мм}^2$. В обоих вариантах расчетная схема надежности включает: шины ГПП, масляный выключатель 10 кВ, реактор, разъединитель, кабели, масляный выключатель и шины РП.

Вариант 1. Параметр потока отказов одной линии согласно (2.137) и данным табл. 2.34 равен $\lambda_a = \sum_{i=1}^n \lambda_{ai} T_{Bi} = 0,01 \cdot 2 + 0,005 \cdot 2 + 0,002 + 0,008 + 0,0093 \cdot 4 = 0,077$ 1/год. Среднее время восстановления одной линии согласно (2.138) и данным табл. 2.35 составит

$$T_n = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{ai} T_{Bi}}{\lambda_a} = \frac{2,0 \cdot 0,01 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} + 2,0 \cdot 0,005 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot 4 \times 1,1 \cdot 10^{-3} + 0,008 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} + 4,0 \cdot 0,0093 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}{0,077} = 2,84 \cdot 10^{-3} \text{ лет.}$$

Таблица 2.37. Удельные показатели разового первичного ущерба металлургических производств от нарушений электроснабжения*

Производство	Единица производительности (объема)	Интервал продолжительности нарушения электроснабжения T_B	Время восстановления технологического процесса $T_{\text{тех}}$, ч	Составляющая ущерба	
				U_a , тыс. руб./перерыв \times единицу производительности	U_b , тыс. руб./ч \times единицу производительности
Подготовительное производство					
Открытый рудник Дробильная фабрика Обогатительная фабрика	1 млн. т год	$T_B > 1$ с	—	—	0,1—0,3 0,03—0,06 0,2—0,4
		$T_B > 1$ с	5—7	0,2—0,4	
		$1 \text{ с} < T_B < 1$ мин	1	0,2—0,4	
		$1 \text{ мин} < T_B < 15$ мин	2—4	0,6—2,1	
		$T_B > 15$ мин	4—6	1,4—2,4	
Коксохимическое производство и фабрика окускования					
Коксохимическое производство	1 коксовая батарея производительностью P , т/ч	$1 \text{ с} < T_B < 5$ мин	1,5	0,7—0,8	1,8—2,2
		$5 \text{ мин} < T_B < 0,5$ ч	2	1,8—2,2	
		$T_B > 0,5$ ч	2	60—70	
Аглофабрика	1 млн. т год	$1 \text{ с} < T_B < 0,2$ ч	—	—	0,27—0,33
		$T_B \geq 0,2$ ч	2—3	0,8—1	
Фабрика окомкования		$1 \text{ с} < T_B < 0,2$ ч	—	—	0,5—0,7
		$0,2 \text{ ч} < T_B < 3,5$ ч	1—1,5	0,7—1	
		$T_B > 3,5$ ч	1,5—2	0,9—1,2	
Доменное производство					
Доменная печь	1000 м ³ полезного объема	$1,5 \text{ с} < T_B < 1$ ч	2—6	13—17	6,0—8,0
		$T_B > 1$ ч	6—12	20—25	0,4—0,6
Сталеплавильное производство					
Мартеновская печь объемом, т: 200—300 выше 300	На 100 т емкости печи (конвертера)	$T_B < 4$ ч	2—6	—	1,9—2,1
		$T_B \geq 4$ ч	24—36	6,8—7,2	0,25—0,3
		$T_B < 4$ ч	2—6	—	1,4—2
		$T_B \geq 4$ ч	24—36	4,8—6,8	0,2—0,3
		$T_B < 4,5$ ч	3—4	—	2,4—3,2
				10,5—13,5	
Сталеплавильная электропечь Конвертер		$T_B \geq 4,5$ ч	15—17	—	0,1—0,5
		$T_B < 5$ ч	0,5	—	2,6—2,8
		$T_B \geq 5$ ч	0,5	7,5—8,3	1,2—1,3
Прокатное производство					
Блюминги Мелкосортный стан Проволочный стан Среднесортный стан	100 т/ч	$T_B > 10$ с	0,5—1	0,15—0,45	0,2—0,4
		$T_B > 1$ с	0,5—1	1,2—1,6	0,7—1
			0,5—1	1,7—2,4	0,6—1,2
			0,5—1	1,16—1,2	0,6—0,7

Продолжение табл. 2.37

Производство	Единица производительности (объема)	Интервал продолжительности нарушения электроснабжения T_n	Время восстановления технологического процесса $T_{\text{тех}}$, ч	Составляющая ущерба	
				Y_n , тыс. руб./перерыв \times единицу производительности	Y_n , тыс. руб./ч \times единицу производительности
Энергетический цех					
Водонасосная станция	$\frac{1 \text{ млн. м}^3}{\text{ч}}$	$T_n > 1,5 \text{ с}$	0,5	5,0—7	11,0—13
Кислородная станция			3	39,0—41	7,0—9
Компрессорная станция			0,5	0,9—1,1	0,4—0,6

* По данным ВНИИпроектэлектромонтаж [2.9].

Таблица 2.38. Удельные показатели разового вторичного ущерба металлургических производств от нарушения электроснабжения *

Предприятия		Единица производительности вторичного производства	Временной запас (избыточность) вторичного производства T_0 , ч	Составляющая ущерба	
Первичное производство	Вторичное производство			Y_n , тыс. руб./перерыв \times единицу производительности	Y_n , тыс. руб./ч \times единицу производительности
Открытый рудник То же Дробильная фабрика	Дробильная фабрика	$\frac{1 \text{ млн. т}}{\text{год}}$	10—30	—	0,03—0,06
	Обогащительная фабрика		10—35	—	0,2—0,4
	Обогащительная фабрика		0,5—3	—	0,2—0,4
Коксохимическое производство Аглофабрика	Доменный цех	1000 м ³ полезного объема	6—8	—	0,4—0,6
			2—3	—	0,4—0,6
Доминный цех Конвертерный цех	Конвертерный цех	100 т емкости 100 т/ч	2—6	—	1,2—1,3
	Обжимной цех		1,5—2	—	0,2—0,4
Кислородная станция	Доменный цех	1000 м ³ полезного объема 100 т/ч	0,1—0,2	0,1—0,15	0,04—0,05
	Прокатный цех Конвертерный цех при $T_n > 1,2 \text{ ч}$		100 т емкости	0,1—0,2 0,1—0,2	1—1,4 8,0—10
Водонасосная станция	Доменный цех	1000 м ³ полезного объема 100 т/ч	0,5	2,4—3	0,4—0,6
	Прокатный цех		0	20—25	0,4—0,6
	Конвертерный цех при $T_n < 4 \text{ ч}$		0	0,4—0,6	0,4—0,6
	Конвертерный цех при $T_n > 4 \text{ ч}$		0	0,4—0,5	1,2—1,3
			0	6—7	1,2—1,3

Продолжение табл. 2.38

Предприятия		Единица производи- тельности вторичного произ- водства	Временной запас (на- быточность) вторично- производ- ства $T_{0\text{в}}$, ч	Составляющие ущерба	
Первичное производство	Вторичное производство			$U_{\text{а}}$, тыс. руб/ перерыв \times \times единицу производи- тельности	$U_{\text{п}}$ тыс. руб/ч \times \times единицу производи- тельности
Компрессорная станция	Прокатный цех	100 т/ч	0	0,3—0,5	0,3—0,5
Мартеновский цех	Доменный цех	1000 м ³ полезного объема	0,5—1	—	0,4—0,6
	Обжимной цех	100 т/ч	0,3—1	—	0,2—0,4

* По данным ВНИИпроектэлектромонтажа [2.9].

Таблица 2.39 Удельные показатели ущерба от перерыва электроснабжения промышленных предприятий, отнесенные к аварийному или плановому недоотпуску электроэнергии*

Отрасли народного хозяйства и предприятия	Составляющие ущерба, руб/(кВт·ч)		Отрасли народного хозяйства и предприятия	Составляющие ущерба, руб/(кВт·ч)		
	аварий- ный недо- отпуск	пла- новый недо- отпуск		аварий- ный недо- отпуск	пла- новый недо- отпуск	
Добыча угля:			лакокрасочное произ- водство	4,2	0,07	
подземная	0,42	0,27	производство соды	20	0,92	
открытая	0,17	0,15	производство карбидов	0,08	0,01	
Добыча нефти	1,5	0,29	химико-фармацевти- ческий завод	66,7	0,14	
Добыча торфа	0,14	0,12	Резиноасбестовая промыш- ленность:			
Переработка нефти	8,8	0,51		производство шин	2,8	0,28
Горнорудная (добыча и обо- гашение)	0,32	0,12	производство резино- технических изделий	1,1	0,31	
Черная металлургия	0,89	0,3	производство асбеста	0,3	0,23	
Трубопрокатный завод	0,32	0,11	Цементная промышле- ность	0,51	0,26	
Цветная металлургия	0,34	0,12	Промышленность строй- материалов:			
Производство глинозема	5	0,68		завод железобетонных изделий	0,5	0,32
Электроемкие производства:				керамико-плиточный завод	2,7	0,35
алюминия	0,43	0,063	карьер нерудных строй- материалов	0,16	0,15	
ферросплавов	0,11	0,06	Текстильная промышле- ность:			
желтого фосфора	0,22	0,008		прядельно-ткацкая фабрика	0,85	0,76
Машиностроение и металло- обработка:			ситценабивная фабрика	5,4	0,76	
общее машиностроение	0,7	0,2	текстильный комбинат	1,3	0,79	
станкостроение	1	0,2	меланжевый комбинат	1,5	0,79	
производство шарико- подшипников	0,99	0,6				
Тяжелое машиностроение	4	0,6				
Крупное электромашино- строение	1,9	0,5				
Среднее электромашиностро- ение и производство элек- троаппаратуры	1,3	0,43				

Продолжение табл. 2.39

Отрасли народного хозяйства и предприятия	Составляющие ущерба, руб/(кВт ч)		Отрасли народного хозяйства и предприятия	Составляющие ущерба, руб/(кВт ч)	
	аварийный недоотпуск	плановый недоотпуск		аварийный недоотпуск	плановый недоотпуск
Автомобилестроение	0,92	0,41	шелкоткацкий комбинат	3,5	0,76
Производство часов	1,5	0,34	Легкая промышленность:		
Инструментальный завод	0,4	0,095	обувная фабрика	2,7	2,5
Завод металлостроительных конструкций	0,32	0,26	швейная фабрика	0,22	0,21
Целлюлозно-бумажная промышленность:			кожевенное производство	1	0,85
производство целлюлозы	1,1	0,37	прочие предприятия легкой промышленности	0,43	0,32
производство бумаги	0,3	0,19	Пищевая промышленность:		
Деревообрабатывающая промышленность	0,57	0,49	хлебопекарня	24	2,1
Химия:			мукомольно-крупяная	0,52	0,21
азотно-туковый завод	1,2	0,1	консервная	4,5	0,75
электрохимкомбинат	0,27	0,1	прочие предприятия	1,3	0,58
суперфосфатный завод	0,27	0,02	Строительство	0,76	0,71
завод искусственного волокна	4	0,65	Транспорт:		
производство смол и пластмасс	1,6	0,48	железнодорожный электрифицированный	0,35	—
			магистральные газопроводы	0,3	—

* По данным ВНИИпроектэлектромонтажа [29].

Коэффициент планового простоя одной линии согласно (2.140)

$$k_{п1} = 1,2k_{пmax} \cdot 10^{-3} = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 10^{-3} = 2,64 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя одной линии согласно (2.139)

$$k_{а1} = \lambda_{а1} T_{в1} = 0,077 \cdot 2,84 \cdot 10^{-3} = 0,218 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя, когда первая линия отключена для планового ремонта и в это время вторая отключается из-за повреждения, согласно (2.146) составит

$$k_{2а,1п} = 0,5\lambda_{2а} k_{п1}^2 = 0,5 \cdot 0,077 (2,64 \cdot 10^{-3})^2 = 0,27 \cdot 10^{-6} \text{ отн. ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя двух линий согласно (2.149)

$$k_{а}^{(2)} = k_{а1}^2 + 2k_{2а,1п} = (0,218 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 0,27 \cdot 10^{-6} = 0,59 \cdot 10^{-6} \text{ отн. ед.}$$

Среднегодовое время аварийного простоя двух линий $T_{а} = k_{а}^{(2)} \cdot 8760 = 0,59 \cdot 10^{-6} \times 8760 = 5,17 \cdot 10^{-3}$ ч/год. Из приведенного расчета видно, что для первого варианта

при перерывах электроснабжения ущерб практически отсутствует.

В а р и а н т 2. Параметр потока отказов двух линий $\lambda_{а2} = \sum_{i=1}^n \lambda_{аi} = 2(0,01 \cdot 2 + 0,005 \cdot 2 + 0,002 + 0,008 + 0,0093 \cdot 2) = 0,117$ 1/год.

Среднее время восстановления

$$T_{в2} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{аi} T_{ви}}{\lambda_{а2}} = \frac{2 \cdot 0,126 \cdot 10^{-3}}{0,117} = 2,15 \cdot 10^{-3} \text{ лет.}$$

Коэффициент планового простоя двух линий

$$k_{п2} = 2 \cdot 1,2k_{пmax} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 1,2 \cdot 2,2 \cdot 10^{-3} = 5,3 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя двух линий

$$k_{а2} = \lambda_{а2} T_{в2} = 0,117 \cdot 2,15 \cdot 10^{-3} = 0,252 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед.}$$

Среднегодовое время аварийного и пла-

нового простоя двух линий

$$T = (k_a + k_n) 8760 = (0,252 + 5,3) 10^{-3} \cdot 8760 = 48,6 \text{ ч/год.}$$

Первичный ущерб из-за аварийного и планового простоев согласно (2.153) и табл. 2.39

$$U_1 = [(Y_a + T_a \cdot 8760 U_a) \lambda_a + k_n \cdot 8760 U_n] P \gamma = [(0,9 + 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 \cdot 0,3) 0,117 + 5,3 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 \cdot 0,3] 1,5 \cdot 0,5 = 11,1 \text{ тыс. руб/год.}$$

Вторичный ущерб из-за аварийного и планового простоев согласно (2.154) и табл. 2.38

$$U_2 = (\Delta T_a U_n \lambda_a + k_n \cdot 8760 U_n) P \gamma = (12,9 \cdot 0,5 \cdot 0,117 + 5,3 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 \cdot 0,5) 2 \times 0,5 = 23,9 \text{ тыс. руб/год.}$$

$$\Delta T_a = T_a - T_0/\gamma = 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 - 3/0,5 = 12,9 \text{ ч.}$$

Общий ущерб $\sum U = 11,1 + 23,9 = 35,0$ тыс. руб/год.

Из приведенного расчета видно, что следует принять первый вариант, как более надежный и экономичный.

2.13. КАТЕГОРИИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПО НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Электроприемники в отношении обеспечения надежности электроснабжения разделяются на три категории.

Электроприемники I категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса. Примером электроприемников I категории в промышленных установках могут быть электроприемники доменных печей, электролиза алюминия, водоотливных и подъемных установок в шахтах, насосных станций для охлаждения печей и т. п.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров

и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники II категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта. Примером электроприемников II категории в промышленности являются электроприемники прокатных цехов, обогатительных фабрик, основных цехов машиностроительной, текстильной и целлюлозно-бумажной промышленности.

Электроприемники III категории — все остальные электроприемники, не подходящие под определение I и II категорий. К этой категории относятся установки вспомогательного производства, цеха несерийного производства машиностроительных заводов, склады неотвественного назначения.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, перерыв электроснабжения которых при нарушении электроснабжения от одного источника питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника питания. В качестве третьего независимого источника питания для электроприемников особой группы и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистемы (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи, дизельные электростанции.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или если такое резервирование экономически нецелесообразно, то должно быть осуществлено технологическое резервирование, например путем установки взаиморезервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроприемники II категории рекомендуются обеспечивать от двух независимых источников питания. Допускается питание электроприемни-

ков II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более суток. Кабельные вставки должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току ВЛ. Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более суток допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

При выборе независимых взаиморезервирующих источников питания, являющихся объектами энергосистемы, следует учитывать вероятность одновременного длительного исчезновения напряжения на этих источниках питания при тяжелых системных авариях.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перемены электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают суток.

2.14. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ

Общие указания. Выбор напряжения питающих и распределительных сетей зависит от мощности, потребляемой предприятием, его удаленности от источника питания, напряжения источника питания (особенно для небольших и средних предприятий), количества и единичной мощности электроприемников (электродвигатели, электропечи, преобразователи и др.).

При получении электроэнергии от источника питания при двух и более напряжениях напряжение следует выбирать на основе технико-экономического сравнения вариантов.

При равенстве приведенных затрат или при небольших экономических преимуществах (5–10%) по приведенным затратам варианта с низшим из сравниваемых напряжений предпочтение следует отдавать варианту с более высоким напряжением. В технико-экономических расчетах необходимо также учитывать сооружение новых или расширение существующих районных подстанций (РПС).

Выполнение технико-экономических расчетов в каждом отдельном случае повышает трудосложность проектирования электроснабжения. Для удобства проектирования рекомендуется пользоваться диаграммами, представленными на рис. 2.15. Зависимости приведенных затрат получены как при установке трансформаторов на РПС, так и без них.

Основные рекомендации по выбору напряжения. На основании диаграмм, представленных на рис. 2.15, можно утверждать, что: напряжение 35 кВ имеет экономические преимущества при передаваемой мощности не более 10 МВ·А. Его применение целесообразно, например, для удаленных насосных станций водозаборных сооружений промышленных предприятий. Это же напряжение может применяться и для распределения электроэнергии на предприятиях указанной мощности при помощи глубоких вводов в виде магистралей, к которым присоединяются трансформаторы 35/0,4–0,66 или 35/6–10 кВ, а также для питания мощных электроприемников (сталеплавильные электропечи) на предприятиях большей мощности;

напряжение 110 кВ целесообразно применять при потребляемой промышленным предприятием мощности 10–150 МВ·А даже при необходимости соответствующей трансформации на РПС.

Значение первичного напряжения существенно не влияет на экономические показатели, важнее значение напряжения, на которое производится трансформация.

При мощностях, превышающих 120–150 МВ·А, для электроснабжения промышленных предприятий возможно применение напряжения 220 кВ при наличии свободной мощности на РПС на этом напряжении;

напряжения 10 и 6 кВ применяются в питающих и распределительных сетях небольших и средних предприятий и на второй и последующих ступенях распределительных сетей крупных предприятий при применении глубоких вводов на первой ступени электроснабжения, при этом следует применять напряжение 10 кВ, как более экономичное, чем 6 кВ;

напряжение 6 кВ может применяться в исключительных случаях, например:

1) при преобладании на проектируемом предприятии электроприемников 6 кВ (в частности, электродвигателей), а также исходя из условий их поставки (в соответствии с требованиями технологии или при комплектной поставке с производственным оборудованием);

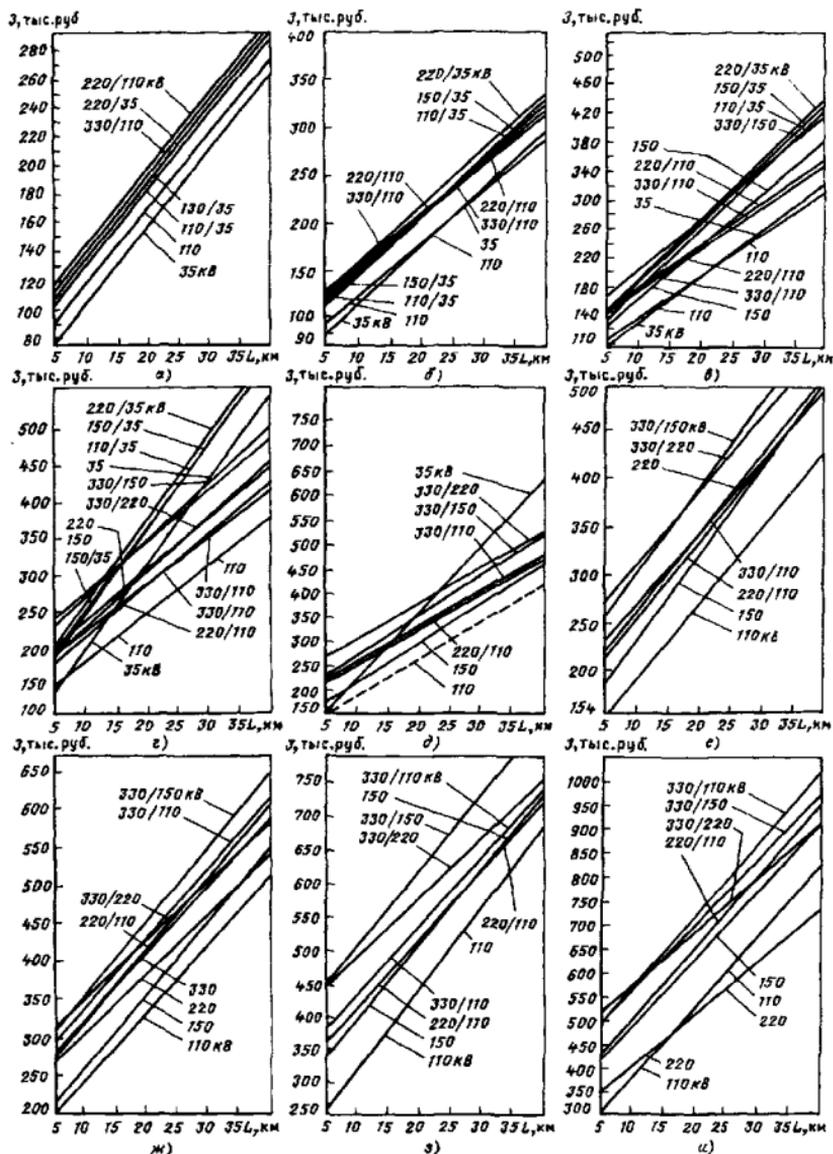


Рис. 2.15. Сравнительные диаграммы приведенных затрат на электроснабжение промышленных предприятий заданной мощности в зависимости от напряжения и удаленности от РПС:

а — 9; б — 14; в — 22,5; г — 35; д — 45; е — 56; ж — 90; з — 112; и — 175 МВ·А

2) при напряжении генераторов заводской ТЭЦ 6 кВ, особенно когда от нее питается значительная часть электроприемников предприятия.

При применении на напряжения 660 В следует принимать во внимание следующее: перевод питания электроприемников с 380 на 660 В снижает затраты на сооружение низковольтной кабельной сети примерно на 30% и сокращает потери электроэнергии в этой сети в 1,3–1,4 раза;

внедрение напряжения 660 В обеспечивает снижение капитальных затрат относительно общей стоимости электроустановок (электрооборудования и электромонтажных работ) строящегося предприятия на 0,5–15%;

эффективность при внедрении напряжения 660 В тем выше, чем больше доля электроприемников 380 В в общем составе устанавливаемых электроприемников. Например, для прокатного широкополосного стана, где преобладающую часть устанавливаемых электроприемников составляют тиристорные электроприводы и электродвигатели 6–10 кВ, применение напряжения 660 В обеспечивает эффективность около 0,5% для кислородно-конвертерного цеха – 1,5%.

Для предприятий нефтехимии, где в основном устанавливаются электродвигатели 380 В, внедрение напряжения 660 В обеспечивает эффективность в пределах 10–15%; эффективность внедрения напряжения 660 В прямо пропорциональна протяженности питающей и распределительной низковольтной сети:

при мощности устанавливаемых на предприятии электродвигателей преимущественно до 10 кВт эффективность внедрения напряжения 660 В незначительна.

В целях более широкого внедрения напряжения 660 В при проектировании электроустановок промышленных предприятий рекомендуется:

1. Применять в первую очередь напряжение 660 В для вновь строящихся промышленных объектов, характеризующихся следующими признаками:

а) основную часть электроприемников составляют низковольтные электродвигатели переменного тока нерегулируемые мощностью выше 10 кВт;

б) технологические механизмы поставляются комплектно с электродвигателями, а заказ пускорегулирующей аппаратуры производится согласно разрабатываемому проекту;

в) длины кабелей питающей и распределительной сети низкого напряжения имеют большую протяженность. К таким объектам

могут быть отнесены предприятия химии, нефтехимии, лесотехнические комплексы, системы водоснабжения.

2. Когда целесообразность применения напряжения 660 В (см. п. 1) не столь очевидна, необходимо выбрать напряжение низковольтной сети производить на основании технико-экономических расчетов. При эффективности более 5% следует применять напряжение 660 В. Наиболее целесообразно сочетание напряжения 660 В с первичным напряжением 10 кВ.

3. Питание единичных электродвигателей мощностью 250–500 кВт следует выполнять, как правило, непосредственно на напряжении 10 кВ или от индивидуальных или групповых понизительных трансформаторов 10/6 кВ. При значительном количестве электродвигателей 6 кВ следует рассматривать возможность их питания от трансформаторов с обмотками напряжением 110–220/6/10 кВ.

4. Технологическое оборудование, комплектующее в настоящее время электрооборудованием и системами управления на напряжение 380 В (станки, агрегаты, автоматические линии, прессы, термическое и сварочное оборудование, краны и т. п.), может быть переведено на напряжение 660 В после получения соответствующего подтверждения от заводов-поставщиков.

5. На напряжение 660 В не переводятся: осветительные установки, выполненные люминесцентными светильниками и лампами накаливания;

тиристорные преобразователи электроприводов, питаемые на напряжении 380 В; установки КИП и А, средства автоматизации, исполнительные механизмы, электродвигатели до 0,4 кВт.

Питание этих электроприемников должно осуществляться от трансформаторов 10/0,4 кВ.

6. Установки 660 В следует принимать с глухозаземленной нейтралью.

7. Цепи управления электродвигателями нужно принимать на напряжение 220 В с питанием от индивидуальных понизительных трансформаторов 660/220 В.

8. При рассмотрении целесообразности применения напряжения 660 В для реконструируемых объектов необходимо оценивать возможности действующего предприятия по ремонту и резервированию электрооборудования 660 В;

напряжение не выше 42 В (36 или 24 В) применяется в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, для стационарного местного освещения и ручных переносных ламп;

напряжение 12 В применяется только при особо неблагоприятных условиях в отношении опасности поражения электрическим током, например, при работе в котлах или других металлических резервуарах с использованием ручных переносных светильников.

2.15. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор типа трансформатора. Типы, исполнения и технические характеристики трансформаторов приведены в разд. Г. Выбор трансформаторов производится с учетом условий их установки, охлаждения, температуры и состояния окружающей среды и т. п.

Трансформаторы напряжением 35 кВ и выше изготавливаются только с масляным охлаждением и обычно устанавливаются на открытом воздухе (на ПГВ, ГПП). При установке в загрязненных зонах применяются трансформаторы с усиленной изоляцией вводов.

Для цеховых подстанций с первичным напряжением 6 или 10 кВ могут быть применены масляные трансформаторы, сухие трансформаторы и сухие трансформаторы с литой изоляцией, заменяющие трансформаторы с негорючим заполнением.

При этом для внутрицеховых подстанций рекомендуется преимущественно применение сухих трансформаторов, для встроенных и пристроенных подстанций — масляных при условии выкатки их на улицу. На внутрицеховых подстанциях допускается устанавливать на первом этаже в цехах I и II степени огнестойкости с нормальной окружающей средой (категорий Г и Д) до трех КТП с масляными трансформаторами общей мощностью до 6500 кВ·А. Мощность открыто установленной КТП с масляными трансформаторами допускается до 2×1600 кВ·А; при установке на втором этаже допустимая мощность внутрицеховой подстанции ограничивается 1000 кВ·А.

Трансформаторы с литой изоляцией следует применять главным образом в тех случаях, когда недопустима открытая установка масляных трансформаторов внутри цеха или возле него по указанным выше ограничениям.

Сухие трансформаторы следует применять также в административных зданиях, клубах и других помещениях с большим скоплением людей, а также на испытательных станциях, в лабораториях и других случаях, когда особое значение имеет воз-

можность более простой установки трансформаторов с максимальным приближением их к основным нагрузкам.

Наиболее целесообразны сухие трансформаторы небольшой мощности (10–400 кВ·А), которые следует устанавливать в точках сети, не подверженных атмосферным перенапряжениям. Следует также учитывать создаваемый ими повышенный уровень шумов.

Основное применение на промышленных предприятиях находят двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы 110/35/6–10 кВ применяются на ГПП сравнительно редко при наличии удаленных потребителей средней мощности, относящихся к данному предприятию или району. Широкое применение находят трансформаторы с расщепленными обмотками 110–220/6–6 кВ или 110–220/6–10 кВ. Они применяются при необходимости выделения ударных нагрузок, снижения тока короткого замыкания и при наличии на предприятии вторичных сетей с напряжением 6 и 10 кВ.

Для электроустановок с резкопеременной ударной нагрузкой должны применяться специальные (металлургические) трансформаторы 110–220/10–35 кВ, обладающие повышенной электродинамической стойкостью к циклическим пиковым нагрузкам (500 пиков в час или 1000 измененной нагрузки в час). При этом отношение действующего пикового тока нагрузки к номинальному току металлургического трансформатора (кратность) не должно превышать: 1,6 для трансформаторов 110 кВ и 2 для трансформаторов 220 кВ.

При выборе мощных трансформаторов (40 МВ·А и более) рекомендуется рассматривать целесообразность применения трансформаторов на три предела мощности, обусловленные действием системы охлаждения (трансформаторы с форсированной системой охлаждения), например трансформаторы мощностью 80/63/50 МВ·А. В условиях постоянного роста электропотребления такие трансформаторы весьма перспективны, так как освобождают значительные капитальные и трудовые затраты, связанные с проведением различных мероприятий по покрытию растущих нагрузок ГПП.

Число типоразмеров трансформаторов, применяемых на данном предприятии, следует по возможности ограничивать, так как большое разнообразие создает неудобства в эксплуатации и вызывает затруднения в отношении складского резерва и взаимозаменяемости трансформаторов.

Выбор числа трансформаторов. В цеховых

сетях 10 и 6 кВ рекомендуется преимущественное применение однострановых подстанций. Их следует применять при нагрузках III и II категории, в частности, при двухсменной работе, когда невыработка продукции за время перерыва питания может быть восполнена работой в третью смену или другими способами. При этом необходимо предусмотреть складской резерв трансформаторов и связи на вторичном напряжении для резервирования питания наиболее ответственных нагрузок, в том числе нагрузок I категории, составляющих 15–20% всех нагрузок. Наличие этих связей экономично решает вопрос питания в периоды очень малых нагрузок (ночные смены, выходные дни) путем отключения части подстанций.

Двухтрансформаторные цеховые подстанции следует применять при значительной мощности нагрузок I категории, при трехсменной работе электроприемников II категории и при сосредоточенных нагрузках цехов. Двухтрансформаторные цеховые подстанции иногда могут оказаться целесообразными также в следующих случаях:

при неравномерном суточном или годовом графике нагрузки, в частности, при наличии сезонных нагрузок или при одно- и двухсменной работе со значительной разницей загрузки смен;

когда мощность трансформаторов ограничивается условиями их транспортировки, высотой помещения и другими соображениями, требующими уменьшения массы или габаритов;

при расширении подстанции, если окажется целесообразной замена существующего трансформатора на более мощный.

Цеховые подстанции с числом трансформаторов более двух повышают надежность электроснабжения и во многих случаях более целесообразны, чем двухтрансформаторные подстанции.

На главных понизительных подстанциях (ГПП) и подстанциях глубоких выводов (ПГВ) число трансформаторов в большинстве случаев принимается не более двух. Это значительно упрощает схему и конструкцию подстанций и, как правило, обеспечивает надежное питание потребителей всех категорий.

Однострановые ГПП и ПГВ допускается применять лишь в отдельных случаях при возможности обеспечения послеаварийного питания нагрузок I категории по связям вторичного напряжения с соседними ГПП, с ТЭЦ или другими источниками питания. При этом должна быть пред-

усмотрена возможность быстрой замены поврежденного трансформатора.

Подстанции 35–220 кВ с числом трансформаторов более двух применяются, когда нельзя обеспечить надежное питание всех разнородных потребителей данного предприятия с учетом особенностей режима их работы, а именно:

при необходимости выделения питания крупных, часто повторяющихся ударных нагрузок (крупные электродвигатели с венгиальным приводом, крупные электропечи и т. п.);

на транзитных ГПП, имеющих несколько питающих и отходящих линий и сборных шин, когда двухтрансформаторные подстанции не имеют преимуществ в отношении конструктивного выполнения;

при концентрированных нагрузках, когда двухтрансформаторные ГПП невозможно применить по схемным или конструктивным соображениям;

по условиям дальнейшего роста нагрузок предприятия, когда технически и экономически целесообразной является установка третьего трансформатора вместо замены работающих трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

Если третий трансформатор питается от независимого источника питания, то при соответствующем построении схемы на стороне 6–10 кВ он может обеспечивать достаточную надежность электроснабжения электроприемников особой категории.

Выбор мощности трансформаторов производится на основании технико-экономических расчетов, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, стоимости электроэнергии и других факторов.

Оптимальная мощность трансформатора соответствует минимальным приведенным затратам.

При выборе трансформаторов следует учитывать их перегрузочную способность, которая зависит, в частности, от характера графика нагрузки и от предшествовавшей послеаварийному режиму загрузки трансформатора.

Мощность цеховых трансформаторов следует выбирать, исходя их средней нагрузки в наиболее загруженную смену.

На цеховых подстанциях чаще применяются трансформаторы 1000 и 630 кВ·А; трансформаторы мощностью до 630 кВ·А применяются при малой плотности нагрузок, в частности, на мелких и средних предприятиях, на периферийных участках крупных предприятий, для административных зданий,

клубов и т. п. При удельной плотности нагрузок $0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ и выше применяются трансформаторы $1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, а при удельной плотности нагрузок $0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ и выше целесообразно применять трансформаторы мощностью $2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

На ГПП и ПГВ крупных предприятий часто применяют трансформаторы мощностью $32, 40, 63$ и $80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Трансформаторы меньшей мощности ($10, 16$ и $25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$) применяются на средних предприятиях, а также при нагрузках, разбросанных на большой территории: горно-рудные и рудоподготовительные предприятия.

Трансформаторы ГПП и ПГВ обычно выбирают так, чтобы при выходе из работы наиболее мощного из них остальные обеспечили работу предприятия или его отдельного района на время замены выбывшего трансформатора с учетом возможного ограничения нагрузки без ущерба для основной деятельности предприятия и с использованием допустимой перегрузки трансформатора, а также с использованием связей по вторичному напряжению с соседними подстанциями и других возможных источников резервирования. Степень резервирования зависит от рода промышленности, сменности работы предприятия, характера графика нагрузки и других факторов. Выбор мощности трансформаторов следует производить в соответствии с [2.12]. На двухтрансформаторных ГПП и ПГВ при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора выбирается равной $0,65-0,7$ суммарной нагрузки подстанции на расчетный уровень 5 лет, считая с года ввода первого трансформатора.

Мощность металлургических трансформаторов ГПП, питающих электроустановки с резкопеременной ударной нагрузкой (дуговые электропечи, прокатные станы), должна выбираться следующим образом:

среднеквадратичная нагрузка, определенная по графику нагрузки, не должна превышать номинальную мощность трансформатора в течение любого промежутка времени длительностью не менее 30 мин;

отношение действующего значения пикового тока нагрузки к номинальному току металлургического трансформатора (кратность) не должно превышать: $1,6$ для трансформаторов 110 кВ и 2 для трансформаторов 220 кВ .

Выбор мощности трансформаторов с форсированной системой охлаждения следует производить в соответствии с [2.12] и [2.16].

Для питания электросварочных установок специальные трансформаторы, имеющие пониженный η , выбираются с коэффициентом их загрузки $0,7-0,8$, а обычные трансформаторы с $\eta_0 = 5,5\%$ выбираются с коэффициентом загрузки $0,25-0,5$. Наибольшие коэффициенты загрузки принимаются при установке в цехе только стыковых или шовных машин или же значительного (более 50) числа точечных машин контактной сварки, а наименьшие — при несблокированных многоточечных машинах или при незначительном (до 10) числе машин точечной сварки. Целесообразно увеличивать единичную мощность трансформаторов при большом числе подключенных к ним сварочных машин, так как это обеспечивает лучшую загрузку трансформаторов. При значительных сварочных нагрузках целесообразно в отдельных случаях применять параллельную работу питающих их трансформаторов с $\eta_0 = 5,5\%$. Окончательный выбор мощности трансформаторов, питающих сварочную нагрузку, производится в соответствии с расчетными значениями пиковой максимальной мощности и максимальной потери напряжения.

В. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.16. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту соединения (иначе — точке КЗ), резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по условиям термической и электродинамической стойкости при КЗ, для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действия устройств релейной защиты электроустановок $0,4-220 \text{ кВ}$ производятся приближенным, так называемым практическим методом, многолетний опыт применения которого доказал его технико-экономическую целесообразность. При выполнении расчетов не учитывают:

сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин; ток намагничивания трансформаторов;

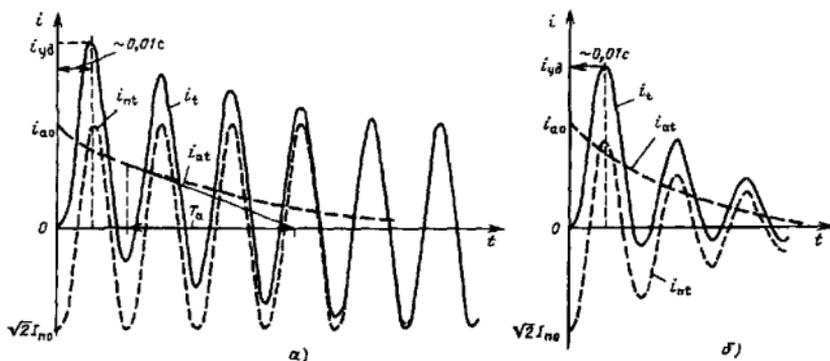


Рис. 2.16. Изменение фазного тока КЗ:

а — в ветви энергосистемы; б — в статоре асинхронного электродвигателя

насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей; емкость проводов воздушных и кабельных линий;

различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;

возможную несимметрию трехфазной системы;

влияние неиндуктивной нагрузки на ток КЗ;

подпитку места короткого замыкания со стороны электродвигателей напряжением до 1 кВ при расчете токов КЗ в сети напряжением выше 1 кВ.

Ток КЗ представляется суммой периодической и аperiodической составляющих (рис. 2.16). Условно принято, что периодическая составляющая i_{nt} тока КЗ от источника электроснабжения, имеющая начальное значение $\sqrt{2}I_{n0}$, где I_{n0} — ее начальное действующее значение, не изменяется во времени, а аperiodическая составляющая i_{at} с начальным значением i_{a0} затухает по экспоненте с постоянной времени T_n (рис. 2.16, а). При КЗ вблизи линейных выводов электродвигателя обе составляющие тока в цепи статора затухают (рис. 2.16, б): периодическая составляющая i_{nt} — с постоянной времени T_{nM} , а аperiodическая i_{atM} — с постоянной времени T_{aM} .

Для выбора аппаратов и проводников и проверки их по условиям КЗ рассчитывают:

I_{n0} — наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

I_{nt} — действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени вплоть до момента размыкания поврежденной цепи;

i_{a0} — начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ;

i_{at} — значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени вплоть до момента размыкания поврежденной цепи;

$i_{yд}$ — ударный ток КЗ.

Для целей релейной защиты определяют наибольшее I_{kmax} и наименьшее I_{kmin} значения периодической составляющей тока в месте КЗ и его слагающих в элементах сети, для которой проектируется релейная защита. Расчет производится для начального момента времени. Возможная при этом погрешность в определении уставок и в оценке действия защит по этим значениям тока КЗ в значительной степени компенсируется используемыми в расчетах релейных защит коэффициентами отстройки и чувствительности. Затухание токов в процессе КЗ учитывают, как правило, только при определении чувствительности резервных защит генераторов заводских электростанций.

2.17. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ КЗ

Расчетам токов КЗ должны предшествовать анализ схемы электрической сети и определение наиболее тяжелых, но достаточно вероятных, так называемых расчетных условий, в которых оказывается (с точки зрения решаемой задачи — см. § 2.16) тот или иной ее элемент. Эти условия находят

отражение в расчетной схеме. Она представляет собой однолинейную схему электрической сети с электрическими аппаратами и проводниками, подлежащими выбору и проверке по условиям КЗ, а также устройствами релейной защиты, для которых рассчитываются уставки срабатывания и проверяется чувствительность.

В расчетную схему вводятся все генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели напряжением выше 1 кВ, имеющие небольшую электрическую удаленность расчетной точки КЗ, а также трансформаторы, автотрансформаторы, реакторы, токопроводы, воздушные и кабельные линии, связывающие источники питания с местом короткого замыкания. Электрическая удаленность точки КЗ от синхронных машин и электродвигателей характеризуется отношением начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ в цепи статора к номинальному току машины: $I_{\text{п0}}^* = I_{\text{п0}}/I_{\text{ном}}$. При $I_{\text{п0}}^* \leq 2$ короткое замыкание считается удаленным.

В практических расчетах условно принимается, что небольшую электрическую удаленность имеют генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели напряжением выше 1 кВ, связанные с точкой КЗ не более чем одной трансформацией или непосредственно, через токоограничивающие или пусковые реакторы, линии электропередачи и токопроводы. Неудаленными от точки КЗ в сети одного напряжения трехобмоточного трансформатора считаются также электрические маши-

ны, подключенные к сети той обмотки указанного трансформатора, которая имеет близкое к нулю сопротивление соответствующего луча схемы замещения.

Для решения задачи выбора и проверки аппаратов и проводников по условиям КЗ расчетную схему следует составлять с учетом развития предполагаемого на ближайше годы (примерно пяти лет) так, чтобы КЗ в выбираемом или проверяемом элементе сети был бы наибольшим. Обычно этому соответствует максимальный режим работы питающей энергосистемы, наибольшее реальное число электродвигателей, связанных с расчетной точкой КЗ, наименьшее количество последовательных и наибольшее — параллельных элементов сети, включенных между генерирующими источниками и точкой КЗ. В частности, если в схеме электропитания предусмотрена раздельная работа питающих источников на сборные шины 6–10 кВ, разделенные нормально отключенным секционным выключателем, то расчетным состоянием исходной схемы обычно является режим, когда один трансформатор отключен, а секционный выключатель включен (рис. 2.17, а, б, в). При этом все электродвигатели должны находиться в работе.

В схеме электропитания, в которой предусмотрена параллельная работа питающих источников, расчетным режимом обычно является нормальный режим исходной схемы. При этом следует отдельно рассмотреть необходимость учета всех или части электродвигателей (рис. 2.17, б).

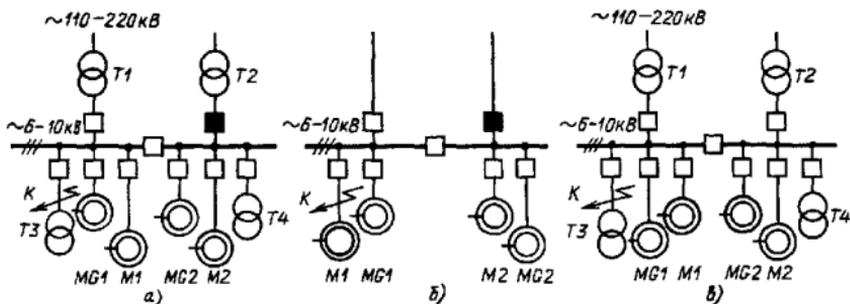


Рис. 2.17. Расчетные режимы и точки КЗ для выбора и проверки аппаратов и проводников:

а — для выбора и проверки выключателя в схеме с раздельной работой $T1$ и $T2$; б — то же в схеме с параллельной работой $T1$ и $T2$; в — то же в схеме с раздельной работой источников при отсутствии пассивных элементов; $T1$ – $T4$ — трансформаторы; $M1$, $M2$ — асинхронные электродвигатели; $MG1$, $MG2$ — синхронные электродвигатели

В расчетной схеме указываются:

а) для каждого обобщенного эквивалентного источника: наименование (например, энергосистема или ТЭЦ), условное обозначение (например, GS), заданное начальное значение периодической составляющей $I_{н0,GS}$, кА, или значение соответствующей мощности $S_{к,GS}$, МВ·А, трехфазного (и однофазного – при необходимости) КЗ в месте присоединения указанного источника к сети, для которой рассчитываются токи КЗ;

б) для синхронных электрических машин: условное обозначение (например, для генератора № 1 – G1, для синхронного электродвигателя № 2 – MG2), номинальная мощность $P_{ном}$, МВт, номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{ном}$, отн. ед.; КПД η , %; сверхпереходное индуктивное сопротивление машины по продольной оси x'_d , отн. ед.; постоянная времени апериодической составляющей T_d ;

в) для асинхронных электродвигателей: условное обозначение (например, для электродвигателя № 1 – M1); номинальная мощность $P_{ном}$, МВт; номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{ном}$, отн. ед.; КПД η , %; кратность пускового тока при номинальном напряжении K_p , отн. ед., или сопротивление короткого замыкания x_k , отн. ед.;

г) для трансформаторов: условное обозначение (например, трансформатор № 1 – T1); номинальная мощность $S_{т,ном}$, МВ·А; номинальные напряжения обмоток $U_{вн}$, $U_{сн}$, $U_{нп}$, кВ, или номинальный коэффициент трансформации; номинальные напряжения короткого замыкания u_k , %. При наличии в сети трансформаторов с существенной зависимостью u_k от положения ответвлений регулятора напряжения под нагрузкой (РПН) в расчетной схеме должна быть указана эта зависимость или приведены значения напряжения короткого замыкания для крайних расчетных ответвлений РПН;

$$u_k^{+PO}; u_k^{-PO};$$

д) для токоограничивающих или пусковых реакторов, а также реакторов фильтров высших гармоник: условное обозначение (например, реактор № 1 – L1; реактор фильтра 5-й гармоники – LF5); номинальное индуктивное сопротивление промышленной частоты, Ом; номинальный коэффициент связи (для двоясных реакторов) $K_{св}$, отн. ед.;

е) для воздушных и кабельных линий электропередачи: условное обозначение (например, воздушная линия № 1 – WL1, кабельная линия № 1 – KЛ1); удельное индуктивное сопротивление l , при необходимости,

активное сопротивление, Ом/км; l – длина линии, км;

ж) для токопроводов: условное обозначение (например, LR); удельное индуктивное и активное сопротивление фазы, Ом/км; l – длина токопровода, км;

з) для батарей статических конденсаторов и фильтров высших гармоник: условное обозначение (например, батарея конденсаторов № 1 – C1; батарея статических конденсаторов фильтра 11-й гармоники – CF11); установленная мощность Q , Мвар.

При изображении на расчетной схеме одностипных, одинаково соединенных с точкой КЗ электродвигателей целесообразно показывать их в виде одного эквивалентного электродвигателя, номинальная мощ-

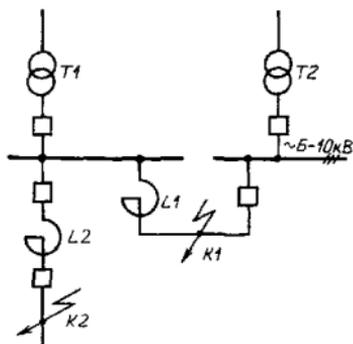


Рис. 2.18. Расчетные точки КЗ для выбора и проверки выключателей:

T1, T2 – трансформаторы; L1, L2 – токоограничивающие реакторы

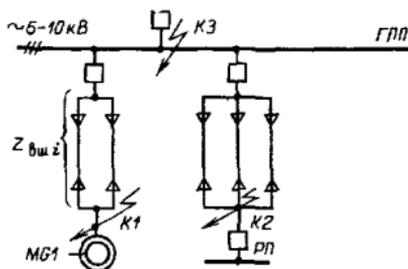


Рис. 2.19. Расчетные точки КЗ для проверки термической стойкости пучка параллельно включенных кабелей:

MG1 – синхронный электродвигатель

ность которого записывается как число объединенных электродвигателей, умноженное на номинальную мощность единичного электродвигателя.

На расчетной схеме (рис. 2.17) показаны расчетные точки КЗ, выбор которых зависит от цели расчетов токов КЗ. При этом рекомендуется учитывать следующие основные положения:

1. При выборе и проверке выключателей неактивированных линий 6–35 кВ, отходящих от сборных шин распределительных устройств, расчетным режимом обычно является короткое замыкание за выключателем пассивного элемента (т. е. элемента, не генерирующего ток короткого замыкания), считая от сборных шин. Остальные выключатели по условиям КЗ, как правило, не выбираются и не проверяются (рис. 2.17, а, в), так как они выходяют в более легких по сравнению с проверяемыми условиями.

При отсутствии пассивных элементов среди отходящих неактивированных линий расчетным является короткое замыкание за выключателем линии к наименьшему по мощности электродвигателю (рис. 2.17, б).

2. При выборе и проверке выключателей реактированных линий, независимо от того, с какой стороны от реактора (до реактора или после него) они установлены, расчетным считается КЗ за реактором, считая от сборных шин (рис. 2.18).

При этом должны быть выполнены условия, указанные в § 1.4.7 ПУЭ.

3. Секционные выключатели, включенные последовательно с реактором, должны быть выбраны и проверены по условиям короткого замыкания на участке между выключателями и реактором.

4. Проверка термической стойкости пучка, состоящего из двух и более параллельно включенных кабелей, производится по току короткого замыкания непосредственно за пучком (рис. 2.19). В этом случае каждый кабель пучка проверяется по току $I_k^{(3)}/n$, где n — число кабелей в пучке.

Расчетным видом КЗ при выборе и проверке аппаратов и проводников обычно является трехфазное, реже (в сетях 110 кВ и выше) — однофазное КЗ. Расчетными видами КЗ при расчетах цепей релейной защиты, как правило, являются: в сетях 6–35 кВ двух- и трехфазное КЗ; в сетях 110–220 кВ трех-, двух- и однофазные КЗ.

Выбор расчетных условий КЗ при решении задач релейной защиты зависит от того, в каких целях производится расчет для проверки чувствительности или для выбора параметров срабатывания защит.

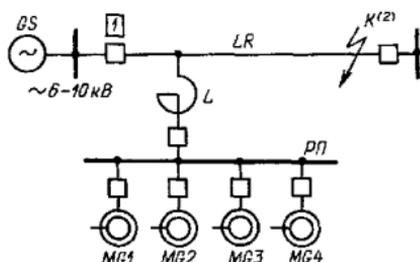


Рис. 2.20. Расчетная точка КЗ для проверки чувствительности защиты токопровода

В первом случае за расчетные условия принимаются наименьшие значения токов КЗ в месте установки защиты, которые, как правило, получаются в минимальном режиме работы питающей энергосистемы; наименьший реально возможный коэффициент токораспределения; наибольшее количество последовательно включенных элементов между генерирующими источниками и точкой КЗ, расположенной в зоне действия защиты. Например, для проверки чувствительности защиты токопровода LR ток в месте установки защиты определяется при двухфазном КЗ в конце токопровода в минимальном режиме работы энергосистемы и максимальном количестве синхронных электродвигателей MG , подключенных к шинам $ПП$ (рис. 2.20).

2.18. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ТРЕХФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все электрические и магнитные (трансформаторные) связи представлены электрическими сопротивлениями. При расчетах токов трехфазных КЗ генерирующие источники (энергосистема, генераторы, электродвигатели) вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные элементы, по которым проходит ток КЗ, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями.

Параметры элементов схем замещения можно определять в именованных или в относительных единицах при базисных условиях. В целях упрощения расчетов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать средние номинальные напряжения по

шкале $U_{\text{ср,ном}}$ кВ: 230; 157; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4; 0,23; 0,127. Действительный коэффициент трансформации учитывается только в расчетах токов КЗ для целей релейной защиты, когда через трансформатор проходит большая часть тока КЗ, протекающего в месте установки защиты.

При использовании именованных единиц ЭДС генерирующих источников и сопротивлений всех элементов сети необходимо привести к ступени напряжения, принимаемой за основную, по формулам

$$E_i' = E_i n_1 n_2 \dots n_m;$$

$$Z_j' = Z_j n_1^2 n_2^2 \dots n_k^2.$$

Если ЭДС или сопротивления выражены в относительных единицах при номинальных условиях при номинальной мощности $S_{\text{ном}}$ и номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$, то значения ЭДС и сопротивлений в именованных единицах, приведенные к основной ступени, определяются по формулам

$$E_i' = E_{i*}(\text{ном}) U_{\text{ном}} n_1 n_2 \dots n_m; \quad (2.156)$$

$$Z_j' = Z_{j*}(\text{ном}) \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} n_1^2 n_2^2 \dots n_k^2; \quad (2.157)$$

где $E_{i*}(\text{ном})$; $Z_{j*}(\text{ном})$ — значения соответственно ЭДС и сопротивления при номинальных условиях, отн. ед.; E_i — действительное значение ЭДС i -го генерирующего источника; E_i' — приведенное значение ЭДС того же источника; Z_j — действительное значение сопротивления j -го элемента сети; Z_j' — приве-

денное значение того же сопротивления; $n_1, n_2, \dots, n_k, n_m$ — коэффициенты трансформации трансформаторов, включенных последовательно между ступенями, где заданы E_i и Z_j , и основной ступенью напряжения.

При определении параметров схемы замещения в относительных единицах необходимо задаться базисной мощностью и вычислить значения базисного тока и базисного сопротивления на отдельных ступенях трансформации:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} U_{\text{ср,номi}}}; \quad x_{\text{бi}} = \frac{U_{\text{ср,номi}}^2}{S_{\text{б}}}.$$

Относительные значения ЭДС и сопротивления k -го элемента схемы замещения на i -й ступени трансформации можно найти, используя выражения

$$E_{*k} = \frac{E_k}{U_{\text{ср,номi}}}; \quad (2.158)$$

$$E_{*k} = E_{*k(\text{ном})} \frac{U_{\text{номi}}}{U_{\text{ср,номi}}}; \quad (2.159)$$

$$Z_{*k} = Z_k / x_{\text{бi}}; \quad (2.160)$$

$$Z_{*k} = Z_{*k(\text{ном})} \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}} x_{\text{бi}}}. \quad (2.161)$$

Формула (2.160) применяется, когда сопротивление элемента задано в именованных единицах, а формула (2.161) — когда сопротивление задано в относительных единицах

Таблица 2.40. ЭДС источников питания

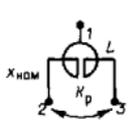
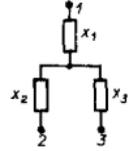
Генерирующий источник	Формула для расчета ЭДС	Приближенное значение, отн. ед.	Условия работы до КЗ
Энергосистема	—	1	—
Синхронный электродвигатель	$E_{MG*}^v = \sqrt{1 + (x_d^v)^2 + 2x_d^v \cos \varphi_{\text{ном}}}$	1,05 — 1,07	Перевозбуждение $I_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}$
То же	$E_{MG*}^v = \frac{1}{\sqrt{(1 - I_{ 0 } x_d^v \sin \varphi_{ 0 })^2 + (I_{ 0 } x_d^v \cos \varphi_{ 0 })^2}}$	0,9	Недовозбуждение $I_{ 0 } \cos \varphi_{ 0 }$
Асинхронный электродвигатель	$E_{M*}^v = \sqrt{1 + \left(\frac{1}{K_{\text{п}}}\right)^2 - \frac{2 \cos \varphi_{\text{ном}}}{K_{\text{п}}}}$	0,9	$I_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}$

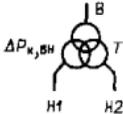
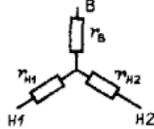
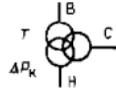
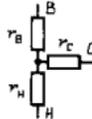
Примечания: 1. $I_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}$ — соответственно номинальный ток и коэффициент мощности электродвигателя; $I_{|0|} \cos \varphi_{|0|}$ — соответственно ток и коэффициент мощности электродвигателя до КЗ.

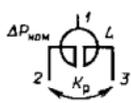
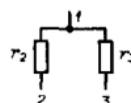
2. Напряжение на выводах электродвигателя до КЗ принято равным номинальному.

Таблица 2.41. Индуктивные и активные сопротивления элементов сети

Элемент сети	Схема		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_6 = U_{\text{ср, ном}}$	
	расчетная	замещения	отн. ед.	Ом
Индуктивные сопротивления сети				
Трансформатор двухобмоточный			$x_{*T} = \frac{u_k S_6}{100 S_{\text{ном, T}}}$	$x_T = \frac{u_k U_{\text{ср, ном}}^2}{100 S_{\text{ном, T}}}$
Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН до 1 кВ			-	$z_T = \frac{u_k U_{\text{ср, ном}}^2}{100 S_{\text{ном, T}}}$ $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$x_{*B} = \frac{u_{кВН} S_6}{100 S_{\text{ном, T}}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right);$ $x_{*H1} = x_{*H2} = \frac{u_{кВН} S_6 K_p}{100 S_{\text{ном, T}} \cdot 2}$	$x_B = \frac{u_{кВН} U_{\text{ср, ном}}^2}{100 S_{\text{ном, T}}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right);$ $x_{H1} = x_{H2} = \frac{u_{кВН} U_{\text{ср, ном}}^2 K_p}{100 S_{\text{ном, T}} \cdot 2}$
Трансформатор трехобмоточный			$x_{*B} = \frac{u_{кВ} S_6}{100 S_{\text{ном, T}}};$ $x_{*C} = \frac{u_{кС} S_6}{100 S_{\text{ном, T}}};$ $x_{*H} = \frac{u_{кН} S_6}{100 S_{\text{ном, T}}};$	$x_B = \frac{u_{кВ} U_{\text{ср, ном}}^2}{100 S_{\text{ном, T}}};$ $x_C = \frac{u_{кС} U_{\text{ср, ном}}^2}{100 S_{\text{ном, T}}};$ $x_H = \frac{u_{кН} U_{\text{ср, ном}}^2}{100 S_{\text{ном, T}}};$
			где $K_p = 4 \left(\frac{u_{кВН1}}{u_{кВН2}} - 1 \right)$ $u_{кВ} = 0,5 (u_{кВС} + u_{кВН} - u_{кСН}), \%$ $u_{кС} = 0,5 (u_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН}), \%$ $u_{кН} = 0,5 (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}), \%$	

Элемент сети	Схема		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_0 = U_{\text{ср,ном}}$	
	расчетная	замещения	отн. ед.	Ом
Реактор токоограничивающий одинарный			$x_{*L} = x_{\text{ном}} \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$	$x_L = x_{\text{ном}}$
Реактор токоограничивающий двухобмоточный			$x_{*1} = -K_p x_{\text{ном}} \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2};$ $x_{*2} = x_{*3} = (1 + K_p) \times$ $\times x_{\text{ном}} \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$	$x_1 = -K_p x_{\text{ном}};$ $x_2 = x_3 = (1 + K_p) x_{\text{ном}}$
Линия электропередачи			$x_{*WL} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$	$x_{WL} = x_{уд} l$
Асинхронный электродвигатель			$x_{*M} = x_{*к}'' \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}$ где $x_k' = 1/K_n$	$x_M = x_k'' = \frac{U_{\text{ср,ном}}^2}{S_{\text{ном}}}$
Синхронный электродвигатель			$x_{*MG} = x_d'' \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}$	$x_{MG} = x_d'' \frac{U_{\text{ср,ном}}^2}{S_{\text{ном}}}$

Энергосистема			$x_{*GS} = \frac{S_6}{S_K}$	$x_{GS} = \frac{U_{cp, ном}^2}{S_K}$
Активные сопротивления сети				
Трансформатор двухобмоточный			$r_{*T} = \frac{\Delta P_K S_6}{S_{ном, T}^2}$	$r = \frac{\Delta P_K U_{cp, ном}^2}{S_{ном, T}^2}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой НН			$r_{*B} = \frac{\Delta P_{K, BH} S_6}{2 S_{ном, T}^2};$ $r_{*H1} = r_{*H2} = 2r_{*B}$	$r_B = \frac{\Delta P_{K, BH} U_{cp, ном}^2}{2 S_{ном, T}^2};$ $r_{H1} = r_{H2} = 2r_B$
Трансформатор трехобмоточный (см. примеч. 2)			$r_{*B} = r_{*C} = r_{*H} = 0,5r_{*},$ где $r_{*} = \frac{\Delta P_K S_6}{S_{ном, T}^2}$	$r_B = r_C = r_H = 0,5r,$ где $r_1 = \frac{\Delta P_K U_{cp, ном}^2}{S_{ном, T}^2}$
Реактор гомеоограничивающий одинарный			$r_{*L} = \frac{\Delta P_{ном} S_6}{I_{ром}^2 U_{cp, ном}^2}$	$r_L = \frac{\Delta P_{ном}}{I_{ром}^2}$

Элемент сети	Схема		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_6 = U_{\text{ср, ном}}$	
	расчетная	замещения	отн. ед.	Ом
Реактор токоограничивающий двоянный			$r_{*2} = r_{*3} = \frac{\Delta P_{\text{ном}} S_6}{I_{\text{ном}}^2 U_{\text{ср, ном}}^2}$	$r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}^2}$
Линия электропередачи	$r_{\text{чЛ}} \left[WL \text{ или } KL \right]$		$r_{WL} = r_{\text{уд}} l \frac{S_6}{U_{\text{ср, ном}}^2}$	$r_{WL} = r_{\text{уд}} l$
Асинхронный электродвигатель			$r_{*M} = \frac{x_{*M}}{\omega T_a}$	$r_M = \frac{x_M}{\omega T_a}$
Синхронный электродвигатель			$r_{*MG} = \frac{x_{*MG}}{\omega T_a}$	$r_{MG} = \frac{x_{MG}}{\omega T_a}$

Примечания: 1. В таблице приняты следующие обозначения: ΔP_x – потери в трансформаторе, МВт; $\Delta P_{\text{ном}}$ – номинальные потери на фазу реактора, МВт; $r_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление (активное) ЛЭП, Ом/км; l – длина ЛЭП, км; K_p – номинальный коэффициент связи двоянного токоограничивающего реактора, ω – круговая частота сети, T_a – постоянная времени апериодической составляющей тока статора электродвигателя.

2. Активные сопротивления схемы замещения трехобмоточного трансформатора даны для случая, когда номинальные мощности обмоток высшего ($S_{\text{Вт}}$), среднего ($S_{\text{Ст}}$) и низшего ($S_{\text{Нт}}$) напряжений трансформатора равны между собой.

Для других, наиболее часто встречающихся соотношений мощностей следует пользоваться табл. 2.42.

Таблица 2.42. Соотношение мощностей и активных сопротивлений трехобмоточного трансформатора

Мощность обмоток трансформатора по отношению к номинальной, %			Активное сопротивление схемы замещения		
$S_{ВТ}$	$S_{СТ}$	$S_{НТ}$	r_B	r_C	r_H
100	67	100	0,5r	0,75r	0,5r
100	100	67	0,5r	0,5r	0,75r
100	67	67	0,55r	0,82r	0,82r
100	100	50	0,5r	0,5r	r
100	50	50	0,5r	r	r
100	100	33	0,5r	0,5r	1,5r

при номинальном напряжении и номинальном токе (некоторые токоограничивающие реакторы, находящиеся в эксплуатации).

За значение базисной мощности при расчетах токов КЗ в электроустановках напряжением выше 1 кВ рекомендуется принимать $S_B = 10\,000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Значения базисных напряжений и токов в зависимости от номинального напряжения приведены ниже:

Номинальное напряжение сети, кВ . . .	220	150	110	35	10	6
Базисное напряжение, кВ	230	154	115	37	10,5	6,3
Базисный ток, кА	2,51	3,75	5,03	15,62	55,05	91,75

ЭДС источников электропитания, если им является энергосистема с удаленными от точки КЗ генераторами, и сверхпереходные ЭДС электродвигателей определяются по табл. 2.40.

Индуктивные и активные сопротивления элементов схемы замещения рассчитывают по формулам, приведенным в табл. 2.41. Все сопротивления в процессе КЗ считаются неизменными.

2.19. РАСЧЕТ ТОКА ТРЕХФАЗНОГО КЗ

Определение начального действующего значения периодической составляющей. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в фазе радиальной ветви, содержащей ЭДС E_{Σ}^* кВ (или E_{Σ}^* , отн. ед.) и полное сопротивление Z_{Σ}^* Ом (или Z_{Σ}^* , отн. ед.), между ЭДС и точкой КЗ определяется по формуле, кА,

$$I_k^{(3)} = I_{п0} = \frac{E_{\Sigma}^*}{Z_{\Sigma}^*} = \frac{E_{\Sigma}^*}{Z_{\Sigma}^*} I_B, \quad (2.162)$$

где I_B — базисный ток той ступени напряжения, где находится точка КЗ, кА.

Полное сопротивление ветви Z_{Σ}^* (или Z_{Σ}^*) вычисляется по известным активному r_{Σ} (или r_{Σ}^*) и реактивному (индуктивному) jx_{Σ} (или jx_{Σ}^*) сопротивлениям:

$$Z_{\Sigma}^* = r_{\Sigma} + jx_{\Sigma}^*; \quad |Z_{\Sigma}^*| = Z_{\Sigma}^* = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + (x_{\Sigma}^*)^2}.$$

Если активное сопротивление ветви не превышает 30% ее индуктивного сопротивления, то определение периодической составляющей тока КЗ производится при условии $r_{\Sigma} = r_{\Sigma}^* = 0$. В электроустановках напряжением выше 1 кВ условие $r_{\Sigma} \leq 0,3x_{\Sigma}^*$, как правило, выполняется и

$$I_k^{(3)} = I_{п0} = \frac{E_{\Sigma}^*}{x_{\Sigma}^*} = \frac{E_{\Sigma}^*}{x_{\Sigma}^*} I_B. \quad (2.163)$$

В электроустановках напряжением до 1 кВ учет активного сопротивления ветви КЗ при расчете $I_{п0}$ является обязательным.

Сложная схема, содержащая несколько генерирующих источников и разветвленную сеть сопротивлений, в общем случае может быть приведена к схеме с одной радиальной ветвью путем преобразования по формулам табл. 2.43.

В приближенных ориентировочных расчетах начального действующего значения периодической составляющей тока в месте КЗ допускается принять значения всех ЭДС источников равными нулю, а искомое значение тока определять по формуле

$$I_k^{(3)} = I_{п0} = \frac{cU_{ном}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}^*} = \frac{cI_B}{Z_{\Sigma}^*}, \quad (2.164)$$

где $U_{ном}$ — номинальное линейное напряжение электроустановки, в которой произошло КЗ, кВ; c — коэффициент возможной кратности напряжения в месте КЗ в предельном режиме по отношению к $U_{ном}$ отн. ед., принимается равным 1,1 при определении наибольшего значения и равным 1 при определении наименьшего значения $I_{мин}^{(3)}$ тока КЗ.

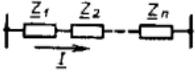
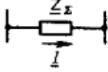
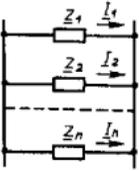
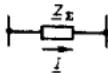
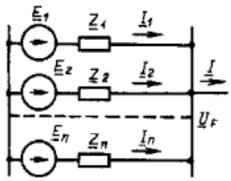
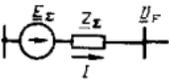
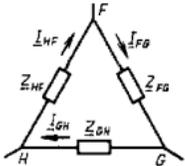
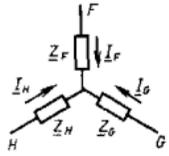
Значения сопротивлений Z_{Σ}^* , Z_{Σ}^* в (2.164) определяются приведением исходной схемы замещения к простейшему виду — радиальной ветви с $E_{\Sigma}^* = cU_{ном}/\sqrt{3}$ (или $E_{\Sigma}^* = c$) и Z_{Σ}^* (Z_{Σ}^*).

Определение аperiodической составляющей. Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ принимается равным амплитуде начального значения периодической составляющей, кА,

$$i_{a0} = \sqrt{2} I_{п0}. \quad (2.165)$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в фазе радиальной ветви в произ-

Таблица 2.43. Основные формулы преобразования схемы замещения и токораспределение в ее ветвях

Соединение, преобразование	Схема замещения		Сопротивления и ЭДС элементов преобразованной схемы	Токораспределение в исходной схеме
	до преобразования	после преобразования		
Последовательное			$\underline{Z}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \underline{Z}_i$	$I_1 = I_2 = \dots = I_n$
Параллельное			$\underline{Z}_\Sigma = 1/\underline{Y}_\Sigma,$ где $\underline{Y}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \underline{Y}_i,$ $\underline{Y}_i = 1/\underline{Z}_i,$ при $n = 2$ $\underline{Z}_\Sigma = \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}$	$I_i = \frac{\underline{Z}_\Sigma I}{\underline{Z}_i}$
Замена нескольких параллельно включенных источников эквивалентным			$\underline{E}_\Sigma = \underline{Y}_\Sigma \sum_{i=1}^n \underline{Y}_i \underline{E}_i,$ где $\underline{Y}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \underline{Y}_i,$ $\underline{Y}_i = 1/\underline{Z}_i,$ при $n = 2$ $\underline{E}_\Sigma = \frac{\underline{E}_1 \underline{Z}_2 + \underline{E}_2 \underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}$	$I_j = \frac{\underline{E}_j - \underline{U}_F}{\underline{Z}_j}$
Преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду			$\underline{Z}_F = \frac{\underline{Z}_{FG} \underline{Z}_{GH}}{\underline{Z}_{FG} + \underline{Z}_{GH} + \underline{Z}_{HF}};$ $\underline{Z}_G = \frac{\underline{Z}_{FG} \underline{Z}_{GH}}{\underline{Z}_{FG} + \underline{Z}_{GH} + \underline{Z}_{HF}};$ $\underline{Z}_H = \frac{\underline{Z}_{GH} \underline{Z}_{HF}}{\underline{Z}_{FG} + \underline{Z}_{GH} + \underline{Z}_{HF}};$	$I_{FG} = \frac{I_F \underline{Z}_F - I_G \underline{Z}_G}{\underline{Z}_{FG}};$ $I_{GH} = \frac{I_G \underline{Z}_G - I_H \underline{Z}_H}{\underline{Z}_{GH}};$ $I_{HF} = \frac{I_H \underline{Z}_H - I_F \underline{Z}_F}{\underline{Z}_{HF}}$

Преобразование звезд- ды сопротивлений в эквивалентный тре- угольник			$\underline{Z}_{FG} = \underline{Z}_F + \underline{Z}_G + \frac{\underline{Z}_F \underline{Z}_G}{\underline{Z}_H},$ $\underline{Z}_{GH} = \underline{Z}_G + \underline{Z}_H + \frac{\underline{Z}_G \underline{Z}_H}{\underline{Z}_F},$ $\underline{Z}_{HF} = \underline{Z}_H + \underline{Z}_F + \frac{\underline{Z}_H \underline{Z}_F}{\underline{Z}_G}$	$\underline{I}_F = \underline{I}_{FG} - \underline{I}_{HF};$ $\underline{I}_G = \underline{I}_{GH} - \underline{I}_{FG};$ $\underline{I}_H = \underline{I}_{HF} - \underline{I}_{GH}$
При этом с Формулы преобразования пригодны и для схем замещения, состоящих только из индуктивных или активных сопротивлений. В этом случае приведенные в таблице векторные величины становятся скалярными. Обозначения полных сопротивлений \underline{Z} для схемы замещения, состоящей только из индуктивных сопротивлений, изменятся на x , а для схем с только активными сопротивлениями — на r .				

вольный момент времени определяется по формуле, кА,

$$i_{a1} = i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (2.166)$$

где T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ, с, равная

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}^2}{\omega_0 r_{\Sigma}}, \quad (2.167)$$

здесь ω_0 — промышленная частота напряжения сети, рад/с.

Значение отношения x''/r элементов систем электроснабжения и постоянных времени типичных радиальных ветвей даны в табл. 2.44 и 2.45.

Определение T_a электродвигателей (если оно не задано в каталоге) для расчета изменения во времени апериодической составляющей тока статора при трехфазном КЗ на его линейных выводах производится по (2.167), где x_{Σ}^2 принимается равным сопротивлению обратной последовательности x_2 , а r_2 — сопротивлению обмотки статора постоянному току при нормированной рабочей температуре этой обмотки r_M .

Значение x_2 составляет:

для асинхронных электродвигателей $x_2 = x_k = 1/K_M$;

для синхронных неявнополюсных электродвигателей $x_2 \approx 1,22x_k''$;

для синхронных явнополюсных электродвигателей $x_2 \approx x_k''$.

Сопротивление постоянному току обмотки статора асинхронного электродвигателя допускается вычислять по формуле

$$r_M = \frac{s_{ном} U_{ном}^2 \cos \Phi_{ном}}{100 P_{ном}}, \quad (2.168)$$

где $s_{ном}$ — номинальное скольжение электродвигателя.

Постоянная времени T_a для вставки электродвигателя номинальной мощностью выше 2 МВт, присоединенного к источнику питания кабелем, при КЗ должна определяться с учетом активного сопротивления кабеля r_k , т. к. оно часто бывает одного порядка с сопротивлением обмотки статора постоянному току. Зависимость T_a от r_k выражается соотношением

$$T_a = T_{ам} \frac{r_M}{r_M + r_k} = \frac{x_2 T_{ам}}{x_2 + \omega r_k T_{ам}}. \quad (2.169)$$

Значение i_{a1} можно определять по выражению $i_{a1} = i_{a0} f(t)$ с использованием зависимости $f(t) = i_{a1}/i_{a0}$ от T_a (рис. 2.21).

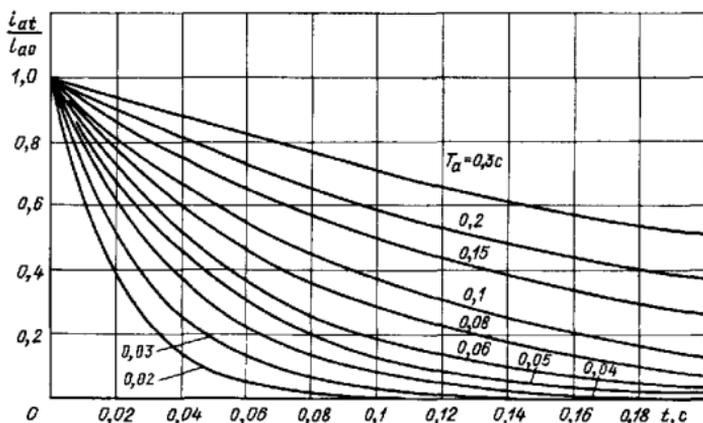
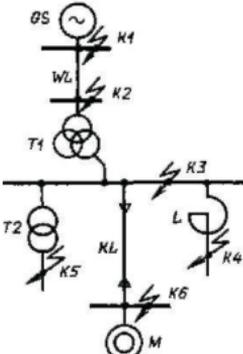


Рис. 2.21. Отношение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени к ее начальному значению

Таблица 2.44. Средние значения отношения x''/r для элементов системы электроснабжения

Элемент	x''/r	Элемент	x''/r
Подстанция энергосистемы, с которой ГПП связана, на напряжении, кВ:		70	0,16/0,18/0,27
	35	95	0,21/0,24/0,36
	110—150	120	0,27/0,31/0,46
	220—330	150	0,35/0,40/0,60
		185	0,44/0,50/0,75
Электростанция, состоящая из блоков турбогенератор—трансформатор, при мощности генератора, МВт:		Силовые трансформаторы двухобмоточные 6—10/0,4—0,69 кВ номинальной мощностью 25—2500 кВ·А	2,8/5
	100—200	80	5,4—11,5
	300	100	
	500	110	
Заводская ТЭЦ, связанная с промпредприятием на генераторном напряжении, с турбогенераторами мощностью 12—60 МВт	50—80	1000—10 000 кВ·А	
		Силовые трансформаторы двухобмоточные с высшим напряжением 110 кВ номинальной мощностью, кВ·А:	
Воздушные линии электропередачи напряжением, кВ:		10 000	17,5
	35	16 000	18,5
	110	Силовые трансформаторы двухобмоточные с высшим напряжением 110 кВ: с расщепленной обмоткой НН, номинальной мощностью 25 000—80 000 кВ·А при параллельном соединении обмоток НН	40—65
	150		26—45
	220		Токоограничивающий реактор при номинальном токе:
330			
Кабельные линии электропередачи напряжением 1/6—10/35 кВ, выполняемые трехжильным кабелем сечением алюминиевой жилы, мм ² :	25	до 630 А	15—70
	35	1000 А и выше	40—80
	50		

Таблица 2.45. Средние значения отношения x_{Σ}/r_{Σ} постоянной времени и T_a ударного коэффициента $k_{уд}$ для характерных радиальных ветвей системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ



Ветвь	Объект	x_{Σ}/r_{Σ}	T_a , с	$k_{уд}$
К1	Энергосистема	10	0,03	1,4
К2	Энергосистема и ВЛ 110–220 кВ	17	0,05	1,8
К3	Энергосистема ВЛ и трансформатор ГПП 25–80 МВ·А	35–50	0,12–0,16	1,3–1,4
К4	Линейный реактор $I_{ном} > 1$ кА $I_{ном} < 0,63$ кА	7–10	0,23	1,96
К5	Трансформатор 10(6)/0,4–0,69 кВ	2–10	0,02–0,03	1,3–1,4
К6	Кабельная линия 10(6) кВ длиной 200–300 м	2–4	0,02–0,03	1,3–1,4
	Асинхронный электродвигатель	2–4	0,02–0,03	1,3–1,4
	Синхронный электродвигатель мощностью, МВт: до 1,6 2–4 выше 4	2–4	0,02–0,03	1,3–1,4

BOOKS.PROEKTANT.ORG
 БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ КОПИЙ КНИГ
 ДЛЯ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ

В приближенных расчетах считается, что аperiodическая составляющая тока в месте КЗ затухает с постоянной времени, определяемой по (2.169), где x_{Σ} и r_{Σ} — соответственно эквивалентное индуктивное и активное сопротивление схем замещения, составленных только из индуктивных и активных сопротивлений, относительно точки КЗ. Значения сопротивлений находятся преобразованием по формулам табл. 2.43.

Определение ударного тока КЗ. Ударный ток КЗ рассчитывается для момента времени $t = 0,01$ с по формуле

$$i_{уд} = i_a(0,01) + i_n(0,01),$$

где $i_a(0,01)$ — значение аperiodической составляющей при $t = 0,01$ с; $i_n(0,01)$ — значение периодической составляющей при $t = 0,01$ с.

В радиальной ветви при $i_n(0,01) = \sqrt{2}I_{п0}$ расчет ведется по выражению

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{п0}(1 + k_{уд}) = \sqrt{2}I_{п0}k_{уд}, \quad (2.170)$$

где $k_{уд}$ — ударный коэффициент, зависящий от T_a (рис. 2.22). В сложных схемах определение ударного тока допускается производить по (2.170), где в качестве постоянной времени затухания аperiodической составляющей используется T_a , вычисленная по (2.167).

Определение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени. Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, протекающего в радиальной ветви источника электроснаб-

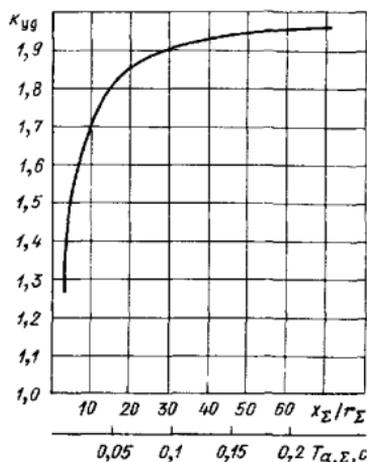


Рис 2.22. Зависимость $k_{уд}$ от постоянной времени T_a (или от отношения x_{Σ}/r_{Σ}) при $I_{пр} = I_{н0}$

жения (энергосистемы), считается не зависящим от времени: $I_{н1,GS} = I_{н0,GS}$ (рис. 2.16).

Расчет действующего значения периодической составляющей тока статора электродвигателя при трехфазном КЗ на его линейных выводах выполняется по формуле

$$T_{н1M} = I_{н0M} e^{-\frac{t}{T_n}} = I_{н0M} \gamma(t). \quad (2.171)$$

Постоянная времени затухания периодической составляющей асинхронных электродвигателей принимается по табл. 2.46

При отсутствии сведений о T_n значение $\gamma(t)$ определяется по рис. 2.23 или 2.24 в зависимости от удаленности точки КЗ, которая характеризуется отношением $I_{н0M}/I_{ном}$.

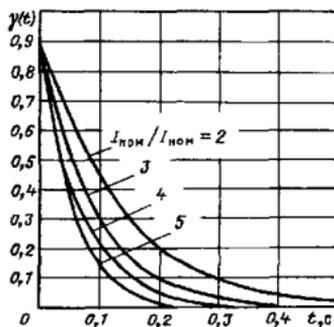


Рис. 2.23. Расчетная зависимость $\gamma(t) = I_{н1}/I_{н0}$ от времени и удаленности КЗ от выводов асинхронного электродвигателя

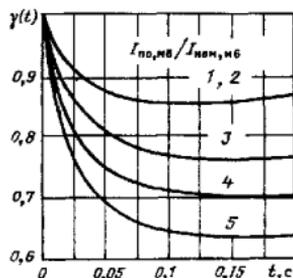


Рис. 2.24. Расчетная зависимость $\gamma(t) = I_{н1}/I_{н0}$ от времени и удаленности КЗ от выводов синхронных электродвигателей

Таблица 2.46. Средние значения постоянных времени затухания и ударных коэффициентов асинхронных электродвигателей при КЗ на их выводах

Параметр	Для электродвигателей серий							
	А	АО	ДАЗО	АГД	АТМ	ВДД	ВДДА	ДАМСО
T_n, c	0,05	0,05	0,09	$0,06/S_{ном}$	0,075	0,06		0,044
T_a, c	0,05	0,05	0,02	0,06	0,04	0,05		0,04
$k_{уд}$	1,6	1,6	1,5	1,74	1,67	1,66		1,56

2.20. РАСЧЕТ ТОКОВ НЕСИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Расчет токов несимметричных КЗ выполняется методом симметричных составляющих с использованием схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Схема замещения прямой последовательности аналогична схеме замещения для расчета трехфазного КЗ. Схема замещения обратной последовательности аналогична схеме замещения прямой последовательности с той разницей, что все ЭДС полагаются равными нулю, а электрические машины представляются своими сопротивлениями обратной последовательности. Допускается считать, что сопротивления прямой и обратной последовательностей электродвигателей, удаленных от места КЗ, одинаковы.

В схему замещения нулевой последовательности вводятся только те контуры с элементами расчетной схемы, в которых возможна, начиная от точки КЗ, циркуляция токов нулевой последовательности. При этом необходимо иметь в виду, что если обмотка какого-либо трансформатора, обращенная к точке КЗ, соединена в треугольник или в звезду с незаземленной нейтралью, то и сам трансформатор, и следующие за ним элементы расчетной схемы в схему замещения нулевой последовательности не входят. Если же обмотки трансформатора соединены по схеме D/Y_n , причем обмотка, соединенная в звезду с заземленной нейтралью, обращена к точке КЗ, то в схему замещения нулевой последовательности вводятся трансформатор и элементы, включенные между трансформатором и точкой КЗ. В расчетах токов однофазных

КЗ в сетях 110–220 кВ следует учитывать взаимную индукцию между линиями электропередачи одного или разных напряжений, находящихся на небольшом удалении друг от друга.

Ток прямой последовательности одной фазы в месте КЗ при любом несимметричном коротком замыкании определяется по формуле

$$I_{kA1}^{(n)} = \frac{E_{эк}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + \Delta r^{(n)})^2 + (x_{1\Sigma} + \Delta x^{(n)})^2}}, \quad (2.172)$$

где $E_{эк}$ — эквивалентная фазная ЭДС всех генерирующих источников; $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивления схемы замещения прямой последовательности относительно точки КЗ; $\Delta r^{(n)}$ и $\Delta x^{(n)}$ — соответственно активное и индуктивное дополнительные сопротивления, которые определяются видом КЗ (п) и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей (табл. 2.45).

Полный ток поврежденной фазы

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} I_{kA1}^{(n)} \quad (2.173)$$

где $m^{(n)}$ — коэффициент пропорциональности (табл. 2.47).

Определение тока в какой-либо ветви расчетной схемы производится в соответствии с токораспределением в схемах соответствующих последовательностей, считая, что токи прямой, обратной и нулевой последовательностей в месте несимметричного КЗ связаны между собой зависимостями, приведенными в табл. 2.47.

Таблица 2.47. Зависимость токов прямой, обратной и нулевой последовательностей при несимметричном КЗ

Вид КЗ	Дополнительное сопротивление		Значение коэффициента $m^{(n)}$	Токи в месте КЗ	
	$\Delta x^{(n)}$	$\Delta r^{(n)}$		I_{kA2}	I_{kA0}
$K^{(2)}$	$x_{2\Sigma} \approx x_{1\Sigma}$	$r_{2\Sigma} \approx r_{1\Sigma}$	$\sqrt{3}$	$-I_{kA1}$	—
$K^{(1)}$	$x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$	$r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma}$	3	I_{kA1}	I_{kA1}
$K^{(1,1)}$	$\frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$	$\frac{r_{2\Sigma} r_{0\Sigma}}{r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma}}$	$\frac{\sqrt{3(Z_{2\Sigma}^2 + Z_{0\Sigma}^2 + Z_{2\Sigma} Z_{0\Sigma})}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}$	$-I_{kA1} \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}$	$-I_{kA1} \frac{Z_{2\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}$

2.21. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока при трехфазном КЗ на выходах силового трансформатора. Мощность $S_{к,НН}^{(3)}$ трехфазного КЗ на выходах низшего напряжения (НН) двухобмоточного трансформатора (без учета изменения сопротивления трансформатора при РПН) может быть определена по заданной мощности $S_{к,ВН}^{(3)}$ трехфазного КЗ на стороне высшего напряжения (ВН) и известным параметрам $u_{к*}$ и $S_{ном,г}$ трансформатора по выражению

$$S_{к,НН}^{(3)} = \frac{S_{к,ВН}^{(3)} S_{ном,г}}{S_{ном,г} + u_{к*} S_{к,ВН}^{(3)}}. \quad (2.174)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока, протекающего через трансформатор при указанном повреждении,

$$I_{к}^{(3)} = \frac{S_{к,НН}^{(3)}}{\sqrt{3} U_{ср,ном}} = \frac{S_{к,ВН}^{(3)} I_{ном,г}}{S_{ном,г} + u_{к*} S_{к,ВН}^{(3)}}, \quad (2.175)$$

где $U_{ср,ном}$ и $I_{ном,г}$ — соответственно номинальные значения напряжения и тока трансформатора на той стороне трансформатора, где интересуются значением тока КЗ.

Мощность $S_{к,НН}^{(3)}$ трехфазного КЗ на стороне НН двухобмоточного трансформатора с расщепленной на две ветви обмоткой НН (без учета изменения сопротивления трансформатора при РПН) может быть определена по заданной мощности $S_{к,ВН}^{(3)}$ трехфазного КЗ на стороне ВН и известным параметрам трансформатора $u_{к,ВН*}$; k_p ; $S_{ном,г}$ по выражению

$$S_{к,НН}^{(3)} = \frac{S_{к,ВН}^{(3)} S_{ном,г}}{S_{ном,г} + u_{к,ВН*} S_{к,ВН}^{(3)} \left(1 + \frac{k_p}{4}\right)}$$

Периодическая составляющая тока, протекающего через обмотку ВН трансформатора, определяется по (2.175), а в ветви расщепленной обмотки НН — по выражению

$$I_{к,ВН}^{(3)} = \frac{S_{к,НН}^{(3)}}{\sqrt{3} U_{ср,ном,НН}} = \frac{2 S_{к,ВН}^{(3)} I_{ном,НН}}{S_{ном,г} + u_{к,ВН*} S_{к,ВН}^{(3)} \left(1 + \frac{k_p}{4}\right)}$$

Для трехобмоточного трансформатора номинальной мощностью $S_{ном,г}$ и напряжениями короткого замыкания $u_{к,ВС*}$ и $u_{к,ВН}$ мощность трехфазного КЗ при повреждении на стороне среднего и низшего напряжения равны соответственно:

$$S_{к,СН}^{(3)} = \frac{S_{к,ВН}^{(3)} S_{ном,г}}{S_{к,ВН}^{(3)} u_{к,ВС*} + S_{ном,г}};$$

$$S_{к,НН}^{(3)} = \frac{S_{к,ВН}^{(3)} S_{ном,г}}{S_{к,ВН}^{(3)} u_{к,ВН*} + S_{ном,г}}.$$

Пример. Определить начальное действующее значение периодической составляющей тока на сторонах ВН и НН понижающего трансформатора ТДН — 16000/110; 115/6,6 кВ; $u_{к\%} = 10,5\%$ при трехфазном КЗ на его выходах НН, если мощность КЗ на стороне ВН данного трансформатора $S_{к,ВН}^{(3)} = 5000$ МВ·А.

Решение. В соответствии с (2.174) мощность КЗ на стороне НН трансформатора составляет

$$S_{к,НН}^{(3)} = \frac{5000 \cdot 16}{16 + 0,105 \cdot 5000} = 148 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

При этом $I_{к,НН}^{(3)} = \frac{148}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 13,5$ кА; $I_{к,ВН}^{(3)} = \frac{148}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,74$ кА.

Расчет токов трехфазного КЗ в радиальной схеме. Для определения токов трехфазного КЗ в радиальной схеме, когда каждый электродвигатель связан с точкой КЗ индивидуальным внешним сопротивлением $Z_{вшд}$ (точка КЗ на рис. 2.19), можно обойтись без преобразования схемы замещения, рассчитывая отдельно токи КЗ от каждой ветви электродвигателя. Сопротивления $Z_{вшд}$ должны быть в этом случае приведены к номинальным параметрам соответствующих электродвигателей.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от энергосистемы $I_{п0,GS}$ рассчитывается по (2.162), причем для напряжения выше 1 кВ $Z_{г}^{\prime} \approx x_{г}^{\prime}$ или $x_{г}^{\prime} = x_{GS} + x_{WL} + x_{т}$; $x_{г*}^{\prime} = x_{GS*} + x_{WL} + x_{т*}$, отн. ед., где x_{GS} ; x_{WL} ; $x_{т}$ — индуктивные сопротивления энергосистемы, линии электропередачи и силового трансформатора.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от каждого синхронного и асинхронного электродвигателя напряжением выше 1 кВ определяется по формулам

$$I_{п0,MG} = \frac{E_{MG,i(ном)}}{Z_{MG,i(ном)}} \approx \frac{E_{MG,i*}(ном)}{x_{MG,i*}(ном)} I_{ном,MG,i}; \quad (2.176)$$

$$I_{п0M} = \frac{E_{M,i(ном)}}{Z_{M,i(ном)}} \approx \frac{E_{M,i*}(ном)}{x_{M,i*}(ном)} I_{номM,i}. \quad (2.177)$$

соответственно. В формулах (2.176) и (2.177): $x_{MG,i}^*(\text{ном}) = x_{f,i}^* + x_{\text{вст},i}^*(\text{ном})$; $x_{M,i}^*(\text{ном}) = x_{x,M,i} + x_{\text{вст},i}^*(\text{ном})$ — сопротивления ветвей электродвигателей; $I_{\text{ном},MG,i}$ и $I_{(\text{ном})M,i}$ — номинальные токи электродвигателей; $E_{MG,i}^*(\text{ном})$; $E_{M,i}^*(\text{ном})$ — относительные значения ЭДС электродвигателей, которые вычисляются по формулам табл. 2.42.

Для часто встречающегося на практике случая, когда электродвигатели мало удалены от точки КЗ ($x_{\text{вст},i}^*(\text{ном}) \ll x_{di}^*$; $x_{\text{вст},i}^*(\text{ном}) \ll x_{x,i}^*$), начальное действующее значение периодической составляющей от группы из n синхронных электродвигателей примерно с одинаковыми параметрами ($x_{di}^* \approx x_{d2}^* \approx \dots \approx x_{dn}^* = x_{d,MG}^*$) рассчитывается по формуле

$$I_{n0,MG} = \frac{1,07}{x_{d,MG}^*} I_{\text{ном},MG},$$

где $I_{\text{ном},MG} = \sum_{i=1}^n I_{\text{ном},MG,i}$.

Начальное действующее значение периодической составляющей от группы из m асинхронных электродвигателей при тех же условиях равно:

$$I_{n0,M} = \frac{0,9}{x_{x,M}^*} I_{\text{ном},M},$$

где $x_{x,M}^* = x_{x,M1}^* \approx x_{x,M2}^* \approx \dots \approx x_{x,Mm}^*$,

$I_{\text{ном},M} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ном},M,i}$.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от источника электропитания (системы) к моменту времени размыкания силовых контактов выключателя принимается равным начальному значению периодической составляющей: $I_{nt,GS} = I_{n0,GS}$.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту времени t_p от асинхронных двигателей в общем случае подсчитывается по формуле

$$I_{nt,M} = I_{n0,M} \gamma(t), \quad (1.178)$$

где значение $\gamma(t)$ определяется по рис. 2.23 для $t = t_p$ и соответствующего $k_I = I_{n0,M} / I_{\text{ном},M}$.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от синхронных электродвигателей к моменту времени t_p также определяется по (1.178), в которой значение $\gamma(t)$ находится по рис. 2.24 для $t = t_p$ и $k_I = I_{n0,MG,i} / I_{\text{ном},MG,i}$.

Если тип электродвигателя известен, то значение $\gamma(t)$ при КЗ на выводах можно определить по рис. 2.25.

Для расчетного времени размыкания силовых контактов выключателя $t_p = 0,15$ с ре-

комендуется принимать следующие значения коэффициента $\gamma(0,15)$:

Электродвигатель . . .	СТМ	ВДС	СТД	А,АО
Значение γ (0,15) . . .	0,72	0,65	0,61	0,05
Электродвигатель . . .	ДАЗО	АТМ	ВДД	ДАМСО
Значение γ (0,15) . . .	0,19	0,14	0,08	0,04

Значение аperiodической составляющей тока КЗ от источника электропитания (энергосистемы) к моменту времени t_p определяется по формуле

$$i_{at,GS} = \sqrt{2} I_{n0,GS} e^{-\frac{t_p}{T_a}}. \quad (2.179)$$

Принимая в соответствии с табл. 2.49 $T_a = 0,06$ с, по рис. 2.21 можно определить значение $\alpha = i_{at,GS} / \sqrt{2} I_{n0,GS}$, а затем и $i_{at,GS} = \sqrt{2} \alpha I_{n0,GS}$. Для $t_p = 0,15$ с $i_{at,GS} = 0,12 I_{n0,GS}$.

Значения аperiodической составляющей тока КЗ от электродвигателей к моменту времени t_p рассчитывается по формулам

$i_{at,MGi} = \sqrt{2} I_{n0,MGi} e^{-\frac{t_p}{T_{a,MGi}}}$ для синхронного электродвигателя и $i_{at,Mi} = \sqrt{2} I_{n0,Mi} e^{-\frac{t_p}{T_{a,Mi}}}$ для асинхронного электродвигателя.

Для электродвигателей известных типов значения T_a и средние значения i_{at}/I_{n0} для $t_p = 0,15$ с можно принимать по табл. 2.46, 2.48. Соответствующие значения $\alpha = i_{at} / \sqrt{2} I_{n0}$ приведены на рис. 2.21.

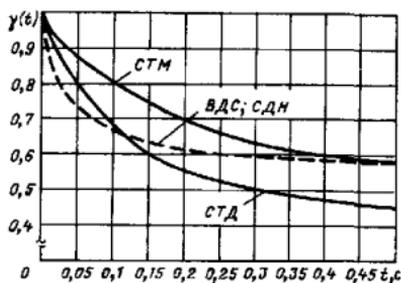


Рис. 2.25. Расчетная зависимость $\gamma(t) = I_{nt} / I_{n0}$ при КЗ на выводах синхронных электродвигателей типа СТМ, ВДС, СДН, СТД

Таблица 2.48. Индуктивные сопротивления и постоянные времени синхронных электродвигателей

Тип	$P_{ном.}$, кВт	$U_{ном.}$, кВ	Частота вращения, об/мин	x'_d , %	x_L , %	T_d	
						c	рад
СДН-2-16-31-6	800	6	1000	16,90	17	0,056	17,7
СДН-2-16-36-6	1000			18,2	18,3	0,06	18,9
СДН-2-16-49-6	1250			15,6	15,6	0,059	18,5
СДН-2-16-59-6	1600			15,7	15,7	0,062	19,6
СДН-2-16-74-6	2000			14,8	14,8	0,071	22,3
СДН-2-17-56-6	2500			14,9	14,9	0,084	26,3
СДН-2-17-71-6	3200			15,5	15,5	0,08	25,3
СДН-2-17-89-6	4000			14,5	14,5	0,084	26,4
СДН-2-16-36-8	800	6	750	19,2	19,2	0,057	17,9
СДН-2-16-46-8	1000			18,1	18,1	0,062	19,4
СДН-2-16-59-8	1250			18,1	18,1	0,065	20,3
СДН-2-17-44-8	1600			17,4	17,5	0,066	20,7
СДН-2-17-56-8	2000			15,5	15,6	0,073	22,8
СДН-2-17-71-8	2500			14,8	14,8	0,082	25,9
СДН-2-16-36-10	630	6	600	21,4	21,4	0,056	17,5
СДН-2-16-44-10	800			21,3	21,3	0,061	19,2
СДН-2-15-55-10	1000			19,5	19,5	0,062	19,4
СДН-2-17-44-10	1250			18,9	19	0,064	20,0
СДН-2-17-51-10	1600			19,8	19,8	0,073	23,0
СДН-2-17-54-10	2000			20,7	20,7	0,081	25,5
СДН-2-15-36-12	500	6	500	20,0	20,1	0,051	15,9
СДН-2-16-44-12	630			20,4	20,5	0,054	16,8
СДН-2-17-31-12	800	6	500	22	22,2	0,054	16,8
СДН-2-17-39-12	1000			21,7	21,9	0,063	19,7
СДН-2-17-49-12	1250			19,7	19,9	0,066	20,7
СДН-2-17-19-16	315	6	375	22,6	22,7	0,034	10,8
СДН-2-17-21-16	400			23,8	23,9	0,037	11,7
СДН-2-17-26-16	500			23,0	23	0,045	14
СДН-2-17-31-16	630			23,7	23,7	0,050	15,6
СДН-2-17-47-17	800			25,3	25,3	0,056	17,6
СДН-2-17-26-20	315			6	300	23,2	23,4
СДН-2-17-31-20	400	23,6	23,6			0,044	13,9
СДН-2-17-41-20	500	23,1	23,1			0,049	15,4
СДНЗ-2-19-76-6	5000	10	1000	13,7	13,7	0,089	28,05
СДНЗ-2-18-61-8	3200	10	750	14,7	14,7	0,077	24,2
СДНЗ-2-18-76-8	4000			13,7	13,7	0,081	25,5
СДНЗ-2-18-99-8	5000			11,7	11,7	0,077	24,2
СДНЗ-2-18-61-10	2500	10	600	16,9	16,9	0,072	22,5
СДНЗ-2-18-76-10	3200			15,2	15,1	0,092	28,9
СДНЗ-2-19-54-10	4000			15,1	15,3	0,08	25,2
СДНЗ-2-19-69-10	5000			13,4	13,7	0,079	24,9

Продолжение табл. 2.48

Тип	$P_{\text{ном}}$, кВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	Частота вращения, об/мин	x_d , %	x_L , %	T_a	
						c	рал
СДНЗ-2-18-49-12	1600	10	500	15,6	15,5	0,065	20,4
СДНЗ-2-18-61-12	2000			14	14	0,064	20,2
СДНЗ-2-18-76-12	2500			13	13	0,071	22,2
СДНЗ-2-19-54-12	3200			14,8	15	0,065	20,4
СДНЗ-2-18-76-8	4000	10	750	13,7	13,7	0,081	25,5
СДНЗ-2-18-99-9	5000			11,7	11,7	0,077	24,2
СДНЗ-2-18-61-10	2500	10	600	16,9	16,9	0,072	22,5
СДНЗ-2-18-76-10	3200			15,2	15,1	0,092	28,9
СДНЗ-2-19-54-10	4000			15,1	15,3	0,080	25,2
СДНЗ-2-19-69-10	5000			13,4	13,7	0,079	24,9
СДНЗ-2-18-49-12	1600	10	500	15,6	15,5	0,065	20,4
СДНЗ-2-18-61-12	2000			14	14	0,064	20,2
СДНЗ-2-18-76-12	2500			13	13	0,071	22,2
СДНЗ-2-19-54-12	3200			14,8	15	0,065	20,4
СДНЗ-2-19-69-12	4000			13,7	13,9	0,071	22,3
СДНЗ-2-19-84-12	5000			13,2	13,3	0,077	24,2
СДНЗ-2-18-39-16	1000	10	375	19,7	19,7	0,058	18,3
СДНЗ-2-18-49-16	1250			18,4	18,4	0,066	20,7
СДНЗ-2-18-61-16	1600			19	19	0,083	26,2
СДНЗ-2-19-44-16	2000			18,5	18,6	0,060	18,7
СДНЗ-2-19-54-16	2500			17,4	17,5	0,064	20,1
СДНЗ-2-19-65-16	3200			18	18,1	0,075	23,4
СДНЗ-2-20-54-16	4000			15	15,1	0,072	22,6
СДНЗ-2-18-31-20	630	10	300	17,9	17,9	0,034	10,7
СДНЗ-2-18-39-20	800			18,1	18,0	0,041	12,8
СДНЗ-2-18-49-20	1000			16,4	16,3	0,046	14,3
СДНЗ-2-19-34-20	1250			20,6	21,2	0,052	16,4
СДНЗ-2-19-44-20	1600			17,9	18,2	0,056	17,6
СДНЗ-2-19-54-20	2000			18,4	18,7	0,056	17,6
СДНЗ-2-20-41-20	2500			18,3	18,5	0,068	21,2
СДНЗ-2-20-54-20	3200			17,1	17,2	0,071	22,2
СДНЗ-2-20-65-20	4000			16,1	16,9	0,079	24,7
СДНЗ-2-18-41-24	630			18,2	18,2	0,037	11,5
СДНЗ-2-19-29-24	800	10	250	18,7	19,0	0,043	13,5
СДНЗ-2-19-34-24	1000			20,4	20,6	0,047	14,7
СДНЗ-2-19-44-24	1250			19,9	20,2	0,055	17,4
СДНЗ-2-19-54-24	1600			20,2	20,4	0,060	18,8
СДНЗ-2-20-41-24	2000			21,1	21,5	0,067	21,0
СДНЗ-2-20-54-24	2500			18,9	19,3	0,072	22,6
СДНЗ-2-0-66-24	3200			19,9	20,2	0,079	24,7
СДНЗ-2-21-51-24	4000			15,7	16,2	0,069	21,7
СТД-630-2	630	6	3000	14,7	17,9	0,035	11,0
СТД-630-2	630	10	3000	14,3	17,4	0,031	9,7
СТД-800-2	800	6	3000	14,3	17,4	0,037	11,6

Продолжение табл. 2.48

Тип	$P_{\text{ном}}$, кВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	Частота вращения, об/мин	$x_d^{\prime\prime}$, %	x_L , %	T_a	
						c	рад
СТД-800-2	800	10	3000	14,5	17,7	0,031	9,7
СТД-1000-2	1000	6	3000	13,3	16,2	0,040	12,6
СТД-1000-2	1000	10	3000	12,8	15,6	0,032	10,0
СТД-1250-2	1250	6	3000	13,8	15,8	0,056	17,6
СТД-1250-2	1250	10	3000	13,7	16,8	0,04	12,6
СТД-1600-2	1600	6	3000	12,9	15,7	0,059	18,5
СТД-1600-2	1600	10	3000	13,4	16,3	0,004	12,6
СТД-2000-2	2000	6	3000	13,4	16,4	0,052	16,3
СТД-2000-2	2000	10	3000	13,3	16,2	0,043	13,5
СТД-2500-2	2500	6	3000	14,3	17,4	0,074	23,2
СТД-2500-2	2500	10	3000	15,1	18,4	0,057	17,9
СТД-3200-2	3200	6	3000	14,0	17,1	0,078	24,5
СТД-3200-2	3200	10	3000	14,4	17,6	0,054	17
СТД-3000-2	4000	6	3000	14,8	18,1	0,06	18,8
СТД-4000-2	4000	10	3000	14,3	17,4	0,056	17,6
СТД-5000-2	5000	6	3000	13,7	16,7	0,07	22
СТД-5000-2	5000	10	3000	13,6	16,6	0,06	18,8
СТД-8000-2	8000	6	3000	14,3	17,5	0,107	33,6
СТД-8000-2	8000	10	3000	14,5	17,6	0,078	24,5
СТД-10 000-2	10 000	6	3000	12,6	15,3	0,095	29,8
СТД-10 000-2	10 000	10	3000	12,9	15,8	0,084	26,4
СТД-12 500-2	12 500	6	3000	12,0	14,6	0,106	33,3
СТД-12 500-2	12 500	10	3000	12,1	14,8	0,077	24,2
СТМП-1500-2	1500	6	3000	11,6	14,2	0,057	17,9
СТМП-2000-2	2000	6	3000	15,1	18,4	0,071	22,3
СТМП-2500-2	2500	6	3000	9,2	11,2	0,082	25,7
СТМП-3500-2	3500	6	3000	11,8	14,4	0,075	23,6
СТМП-4000-2	4000	6	3000	11,2	13,7	0,09	28,3
СТМП-6000-2	6000	6	3000	11,9	14,6	0,127	39,9
СТМП-9000-2	9000	6	3000	11,2	13,7	0,091	28,6

Если между электродвигателем и точкой КЗ имеется сопротивление токоограничивающего реактора или кабеля длиной более 0,4 км, то оно должно быть учтено при определении I_a . В этом случае

$$T_{a,M} = \frac{x_{\Sigma M}}{\omega r_{\Sigma M}} = \frac{x_M + x_{\text{вн}}}{\omega(r_M + r_{\text{вн}})} = \frac{x_M + x_{\text{вн}}}{\frac{x_M}{T_{a,M}} + \omega r_{\text{вн}}};$$

$$T_{a,MG} = \frac{1,22x_{MG} + x_{\text{вн}}}{\omega(r_{MG} + r_{\text{вн}})} = \frac{1,22x_{MG} + x_{\text{вн}}}{\frac{1,22x_{MG}}{T_{a,MG}} + \omega r_{\text{вн}}}.$$

Ударный ток в месте КЗ составляет: от энергосистемы

$$i_{y,GS} = k_{y,GS} \sqrt{2} I_{n0,GS} \approx 2,62 I_{n0,GS};$$

от каждого асинхронного электродвигателя

$$i_{y,Mi} = k_{y,Mi} \sqrt{2} I_{n0,Mi}; \quad (2.180)$$

от каждого синхронного электродвигателя

$$i_{y,MGi} = k_{y,MGi} \sqrt{2} I_{n0,MGi}. \quad (2.181)$$

Значения $k_{y,Mi}$ и $k_{y,MGi}$ в (2.180) и (2.181) для электродвигателей известного типа принимаются по табл. 2.46 и 2.48.

При отсутствии конкретных данных об

электродвигателях допускается принимать $k_{y,d}$ равным средним значениям, приведенным в табл. 2.45.

Суммарное значение токов в месте КЗ (рис. 2.17) находится по формулам

$$I_{n0\Sigma} = I_{n0,GS} + \sum_{i=1}^n I_{n0,MGi} + \sum_{i=1}^m I_{n0,Mi};$$

$$I_{nI\Sigma} = I_{nI,GS} + \sum_{i=1}^n I_{nI,MGi} + \sum_{i=1}^m I_{nI,Mi};$$

$$i_{aI\Sigma} = i_{aI,GS} + \sum_{i=1}^n i_{aI,MGi} + \sum_{i=1}^m i_{aI,Mi};$$

$$i_y = i_{y,GS} + \sum_{i=1}^n i_{y,MGi} + \sum_{i=1}^m i_{y,Mi}.$$

Расчет токов трехфазного короткого замыкания в схеме, где точка КЗ находится за общим для группы электродвигателей сопротивлением. Для определения токов трехфазного КЗ в этом случае (точка КЗ для электродвигателей $MG1$ и $MG2$ на рис. 2.26) схема замещения приводится к простейшей радиальной схеме, где все электродвигатели представлены одним эквивалентным с параметрами E''_3 и Z''_3 .

Значения E''_3 и Z''_3 рассчитываются по формулам табл. 2.46, причем все сопротивления схемы замещения (при расчете в относительных единицах) должны быть приведены к единым базисным условиям.

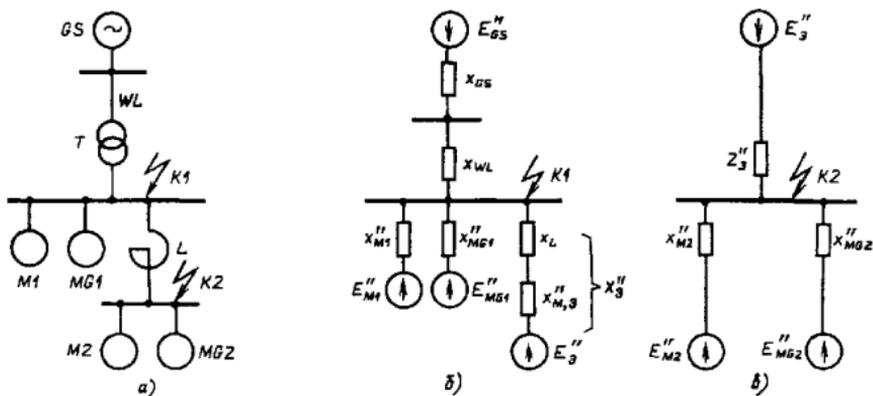


Рис. 2.26. К расчету тока КЗ в схемах с электродвигателями:

а — поясняющая схема; б — схема замещения для расчета тока КЗ в точке $K1$; в — схема замещения для расчета тока КЗ в точке $K2$

ЭДС всех электродвигателей принимают совпадающими по фазе и равными: для асинхронных электродвигателей $E_{MG*}^{**(\text{ном})} = 0,9$, для синхронных $E_{MG*}^{**(\text{ном})} = 1,07$. В электроустановках напряжением выше 1 кВ начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от энергосистемы $I_{п0,GS}$ рассчитывается по (2.162), причем $Z_{\Sigma}'' \approx jx_{\Sigma}'' = jx_{GS} + jx_{иЛ}$; $Z_{\Sigma}'' \approx \approx x_{\Sigma}''$, а начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного электродвигателя

$$I_{п0,Мэ} = \frac{E_{\Sigma}''}{Z_{\Sigma}''} \approx \frac{E_{\Sigma}''}{x_{\Sigma}''} I_{б.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ от энергосистемы для случая, показанного на рис. 2.26, определяется по (2.166) при $T_{а.э} = 0,05$ с. Для $t_p = 0,15$ с $i_{аЛ,GS} = 0,07 I_{п0,GS}$.

Значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного электродвигателя к моменту времени t_p вычисляется по (2.171), где $\gamma(t_p)$ определяется по рис. 2.24, если $E_{\Sigma}'' \geq 1$, или по рис. 2.23, если $E_{\Sigma}'' < 1$, для $t = t_p$ и значения $k_{Л,ном} = I_{п0,Мэ}/I_{ном,э}$ где

$$I_{ном,э} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{ном,МGi} + \sum_{j=1}^m S_{ном,Мj}}{\sqrt{3} U_{ном}}$$

Значения аperiodической составляющей тока КЗ от эквивалентного электродвигателя к моменту времени t_p рассчитываются по формуле

$$i_{аМ} = \sqrt{2} I_{п0,Мэ} e^{-\frac{t_p}{T_{а,э}}}$$

$$\text{где } T_{а,э} = \frac{x_{\Sigma}'' + x_{вш}}{\omega(r_{\Sigma} + r_{вш})}$$

Ударный ток от энергосистемы для схемы рис. 2.26 составляет $i_{уд,GS} = = k_{уд,МГ} \sqrt{2} I_{п0,МГ} \approx 2,55 I_{п0,GS}$, а от эквивалентного электродвигателя

$$i_{уд,э} = k_{уд,э} \sqrt{2} I_{п0,Мэ}$$

где $k_{уд,э}$ определяется по рис. 2.22 в зависимости от $T_{а,э}$.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания. В схеме, где точка КЗ находится за общим для группы электродвигателей и системы сопротивлением, для определения токов КЗ в точке К2 (рис. 2.26, а) схема замещения приводится к простейшему виду с радиальными ветвями электродвигателей $MG1$ и $MG2$, непосредственно связанных с точкой КЗ, и эквивалентной ветвью с

параметрами E_{Σ}'' и Z_{Σ}'' , объединяющей все источники подпитки места КЗ относительно общей точки А (рис. 2.26, в).

Значения E_{Σ}'' и Z_{Σ}'' рассчитываются по формулам табл. 2.46, причем все сопротивления схемы замещения (при расчете в относительных единицах) должны быть приведены к единым базисным условиям. ЭДС всех электродвигателей и системы принимаются совпадающими по фазе. Значения ЭДС для синхронных электродвигателей полагаются равными 0,9, а синхронных 1,07 (приведены к номинальным параметрам). В электроустановках напряжением выше 1 кВ начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентной ЭДС рассчитывается по формуле

$$I_{п0,э} = \frac{E_{\Sigma}''}{Z_{\Sigma}''} \approx \frac{E_{\Sigma}''}{jx_{\Sigma}''}; I_{п0,с} = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{\Sigma}''}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в этой же ветви определяется по (2.166) для постоянной времени $T_{а.э}$, рассчитанной по формуле

$$T_{а,э} = \frac{x_{\Sigma}''}{\omega r_{\Sigma}}$$

где x_{Σ}'' и r_{Σ} — индуктивное и активное сопротивления эквивалентной ветви.

Значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентной ЭДС к моменту времени t_p вычисляется после определения токов $I_{п0,МГ}$ и $I_{п0,М}$, протекающих в ветвях энергосистемы, и эквивалентного электродвигателя соответственно. Составляющая тока от энергосистемы считается незаходящей, т. е. $I_{пЛ,GS} = I_{п0,GS}$, а периодическая составляющая в ветви эквивалентного электродвигателя к моменту t_p определяется по (2.171). Периодическую составляющую тока КЗ, протекающего в эквивалентной ветви, находят как сумму периодических составляющих $I_{пЛ,GS}$ и $I_{пЛ,М}$.

Ударный ток вычисляется по (2.170), где $k_{уд}$ определяется по рис. 2.22, исходя из найденного ранее значения $T_{а,э}$.

Особенности расчета токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ.

Общие положения. При расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ в общем случае необходимо учитывать:

а) активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи; в том числе: проводников, кабелей и шин длиной 10 м и более, токовых катушек распейтелей автоматических выключателей, первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока, переходных контактов ап-

Таблица 2.49. Ориентировочные значения сопротивлений первичных обмоток катушечных трансформаторов тока напряжением ниже 1 кВ

Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Значения сопротивлений, мОм, для трансформаторного тока класса точности			
	1		2	
	x	r	x	r
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	1,7	2,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,09
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
500/5	0,07	0,05	0,02	0,02

паратов (автоматических выключателей, рубильников, разъединителей), аппаратов КТП и др. Указанные сопротивления определяют по данным заводов-изготовителей оборудования или по табл. 2.49 и 2.50. При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВ·А включительно, учитывать их суммарное сопротивление введением в расчет активного сопротивления [2,34]:

для распределительных устройств подстанций 0,015 Ом;

для первичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей, 0,02 Ом;

для вторичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, 0,025 Ом;

Таблица 2.50. Сопротивления понижающих трансформаторов с вторичным напряжением 0,4 кВ

Номинальная мощность, кВ·А	Схема соединения обмоток	$\mu\%$	Значение сопротивлений, мОм								
			прямой последовательности			нулевой последовательности			току однофазного КЗ		
			r_{1T}	x_{1T}	z_{1T}	r_{0T}	x_{0T}	$r_T^{(1)}$	$x_T^{(1)}$	$z_T^{(1)}$	
25	У/У _н	4,5	154	244	287	1650	1930	1958	2418	3110	
25	У/З _н	4,7	177	243	302	73	35,4	—	—	—	
40	У/У _н	4,5	88	157	180	952	1269	1128	1583	1944	
40	У/З _н	4,7	100	159	188	44	13,4	—	—	—	
63	У/У _н	4,5	52	102	114	504	873	608	1077	1237	
63	У/З _н	4,7	59	105	119	28	12	—	—	—	
100	У/У _н	4,5	31,5	65	72	254	582	317	712	779	
100	У/З _н	4,7	36,3	65,7	75	15,6	10,6	—	—	—	
160	У/У _н	4,5	16,6	41,7	45	151	367	184	450	486	
160	Д/У _н	4,5	16,6	41,7	45	16,6	41,7	49,8	125	135	
250	У/У _н	4,5	9,4	27,2	28,7	96,5	235	115	289	311	
250	Д/У _н	4,5	9,4	27,2	28,7	9,4	27,2	28,2	81,6	86,3	
400	У/У _н	4,5	5,5	17,1	18	55,6	149	66,6	183	195	
400	Д/У _н	4,5	5,9	17	18	5,9	17	17,7	51	54	
630	У/У _н	5,5	3,1	13,6	14	30,2	95,8	36,4	123	128	
630	Д/У _н	5,5	3,4	13,5	14	3,4	13,5	10,2	40,5	42	
1000	У/У _н	5,5	1,7	8,6	8,8	19,6	60,6	2,3	77,8	81	
1000	Д/У _н	5,5	1,9	8,6	8,8	1,9	8,6	5,7	25,8	26,4	
1600	У/У _н	5,5	1	5,4	5,5	16,3	50	18,3	60,8	63,5	
1600	Д/У _н	5,5	1,1	5,4	5,5	1,1	5,4	3,3	16,2	16,5	
2500	Д/У _н	5,5	0,64	3,46	3,52	0,64	3,46	1,92	10,38	10,56	

Примечания: 1. Указанные в таблице значения сопротивлений масляных трансформаторов приведены к напряжению 0,4 кВ.

2. Для трансформаторов со вторичным напряжением 0,23 кВ данные таблицы следует уменьшить в 3 раза, а для трансформаторов со вторичным напряжением 0,69 кВ — увеличить в 3 раза.

для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов, 0,03 Ом.

При мощности трансформатора КТП 2500 кВ·А допускается использовать те же значения переходных сопротивлений;

б) влияние на токи трехфазных КЗ электродвигателей напряжением до 1 кВ, непосредственно связанных с точкой КЗ.

Целесообразно учитывать также снижающее ток КЗ сопротивление электрической дуги в месте повреждения, возникающей, как показывает опыт, практически при любом КЗ.

Сопротивления элементов цепи КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ: а) сопротивление $Z_{GS} = x_{GS}$ энергосистемы и сети напряжением выше 1 кВ определяется по табл. 2.41 при заданной мощности КЗ на стороне ВН трансформатора с низшим напряжением до 1 кВ.

Таблица 2.51. Значения сопротивлений троллейных шиннопроводов напряжением 660 В

Тип шиннопровода	Номинальный ток, А	Сопротивление фазы, мОм/м		
		r_{ϕ}	x_{ϕ}	z_{ϕ}
ШТМ73	250	0,315	0,18	0,36
ШТМ72	400	0,197	0,12	0,23
ШТА75	250	0,474	0,15	0,496
	400	0,217	0,15	0,254

Допускается, когда $S_{к,ВН}^{(3)}/S_{т,ном} \geq \frac{1000}{u_{к\%}}$, принимать $Z_{GS} = 0$;

б) активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности, мОм, понижающего трансформатора с низшим напряжением до 1 кВ определяется по табл. 2.50.

Сопротивления прямой и нулевой последовательностей трансформаторов с соеди-

Таблица 2.52. Значения сопротивлений комплектных шиннопроводов

Параметры	Тип комплектного шиннопровода													
	ШМА68П		ШМА73	ШМА4				ШЗМ16	ШРА73			ШРА4		
Номинальный ток, А	2500	4000	1600	1250	1600	2500	3200	1600	250	400	630	250	400	630
Сопротивление на фазу R_{ϕ} , мОм/м	0,02	0,013	0,031	0,034	0,03	0,017	0,015	0,014	0,21	0,15	0,1	0,21	0,15	0,1
Сопротивление на фазу x_{ϕ} , мОм/м	0,02	0,015	0,022	0,016	0,014	0,008	0,007	0,006	0,21	0,17	0,13	0,21	0,17	0,13
Сопротивление петли фаза — нуль $R_{\phi-н}$, мОм/м	0,09	0,083	0,126	—	—	—	—	—	0,42	0,3	0,2	—	—	—
Сопротивление петли фаза — нуль $x_{\phi-н}$, мОм/м	0,066	0,061	0,098	—	—	—	—	—	0,42	0,24	0,26	—	—	—
Полное сопротивление петли фаза — нуль $z_{\phi-н}$, мОм/м	—	—	—	0,086	0,087	0,082	0,053	0,07	—	—	—	—	—	—

нением обмоток D/U_n — 11 практически одинаковы.

Для трансформаторов с соединением обмоток U/U_n — 0 активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности существенно больше соответствующих сопротивлений прямой последовательности. Достоверные значения этих сопротивлений могут быть получены только у заводов-изготовителей трансформаторов. При отсутствии заводских данных для расчетов допускается пользоваться приближенными расчетными значениями, приведенными в табл. 2.50;

в) шинопроводы. Данные по сопротивлениям комплектных шинопроводов заводского изготовления типов ШТМ, ШТА, ШРА и ШМА приведены в табл. 2.51 и 2.52;

г) кабели. Активные и индуктивные сопротивления кабелей даны в табл. 2.53;

д) электрические аппараты. Ориентировочные значения сопротивлений аппаратов, устанавливаемых в сетях напряжением до 1 кВ, приведены в табл. 2.49 и 2.54. В табл. 2.55 даны также значения переходных сопротивлений контактов отключающих аппаратов;

Таблица 2.53. Значения сопротивлений кабелей

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление при 20 °С жилы, мОм/м		Индуктивное сопротивление, мОм/м	
	алюминиевой	медной	кабеля с бумажной изоляцией	трех проводов в трубе, кабеля с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией
1	—	18,5	—	0,133
1,5	—	12,3	—	0,126
2,5	12,5	7,4	0,104	0,116
4	7,81	4,63	0,095	0,107
6	5,21	3,09	0,09	0,1
10	3,12	1,84	0,073	0,099
16	1,95	1,16	0,0675	0,095
25	1,25	0,74	0,0662	0,091
35	0,894	0,53	0,0637	0,088
50	0,625	0,37	0,0625	0,085
70	0,447	0,265	0,612	0,082
95	0,329	0,195	0,0602	0,081
120	0,261	0,154	0,0602	0,08
150	0,208	0,124	0,0596	0,079
185	0,169	0,1	0,0596	0,078
240	0,13	0,077	0,0587	0,077

Таблица 2.54. Значения сопротивлений автоматических выключателей

$I_{ном}$, А	R_d , мОм	$x_{в}$, мОм	$I_{ном}$, А	R_d , мОм	$x_{в}$, мОм
50	7	4,5	600	0,41	0,13
70	3,5	2	1000	0,25	0,1
100	2,15	1,2	1600	0,14	0,08
140	1,3	0,7	2500	0,13	0,07
200	1,1	0,5	4000	0,1	0,05
400	0,65	0,17			

Примечание. Приведенные значения сопротивлений включают в себя сопротивления токовых катушек расцепителей и переходные сопротивления подвижных контактов.

Таблица 2.55. Приближенные значения активных сопротивлений разъёмных контактов коммутационных аппаратов напряжением до 1 кВ

Номинальный ток аппарата, А	Активное сопротивление, мОм	
	рубильника	разъединителя
50	—	—
70	—	—
100	0,5	—
150	—	—
200	0,4	—
400	0,2	0,2
600	0,15	0,15
1000	0,08	0,08
2000	—	0,03
3000	—	0,02

е) значения активных переходных сопротивлений, мОм, неподвижных контактных соединений кабелей и шинопроводов даны в табл. 2.56. Приведенные данные относятся к наиболее характерным местам соединения: шинопровод — шинопровод, разъемное соединение; шинопровод — автоматический выключатель, кабель — автоматический выключатель. Значение переходного сопротивления при соединении кабеля с шинопроводом можно определить как среднее арифметическое переходных сопротивлений кабель — кабель и шинопровод — шинопровод;

ж) сопротивление дуги R_d в месте КЗ принимается активным и рекомендуется определять отношением надения напряжения на дуге U_d и током КЗ $I_{д0}$ в месте повреждения, рассчитанным без учета дуги: $R_d = U_d / I_{д0}$, где $U_d = E_d I_d$, E_d — напряженность

Таблица 2.56. Значения активных переходных сопротивлений неподвижных контактных соединений

Вид соединения	Сопротивление, мОм
Кабель (алюминиевый) сечением, мм ² :	
16	0,85
25	0,064
35	0,056
50	0,043
70	0,029
95	0,027
120	0,024
190	0,021
240	0,012
Шинопроводы типа ШРА-73, ШРА-4 на номинальный ток, А:	
250	0,009
400	0,006
630	0,0037
Шинопроводы типа ШМА-73, ШМА-4 на номинальный ток, А:	
1600	0,0034
2500	0,0024
3200, 4000	0,0012

в стволе дуги, В/мм; l_d — длина дуги, мм. При $I_{к0} > 1000$ А $E_d = 1,6$ В/мм. Длина дуги определяется в зависимости от расстояния a между фазами проводников в месте КЗ:

$$l_d = \begin{cases} 4a & \text{при } a < 5 \text{ мм;} \\ 20,41n \frac{a}{2} e^{-0,15 \frac{l_d}{x_c}} & \text{при } 5 \text{ мм} \leq a \leq 50 \text{ мм;} \\ a & \text{при } a > 50 \text{ мм.} \end{cases}$$

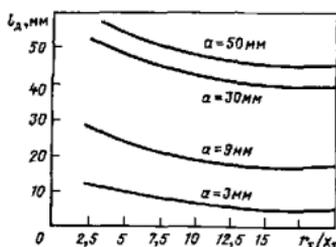


Рис. 2.27. Расчетная зависимость длины дуги от расстояния между фазами и отношения r_{Σ}/x_{Σ}

Расстояния a , мм, между фазами проводников в сетях напряжением до 1 кВ приведены в табл. 2.57.

Расстояния a , мм, между фазами проводников в комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) следующие:

Мощность трансформатора, кВ·А	400	630	1000	1600	2500
Расстояние a , мм	60	60	70	120	180

Кривые зависимости $l_d(r_{\Sigma}/x_{\Sigma})$ приведены на рис. 2.27;

з) активное сопротивление r_M асинхронного электродвигателя в момент КЗ принимается равным сумме сопротивления постоянному току статора (r_1) и приведенного сопротивления роторных цепей при скольжении $s = 1$, мОм.

$$r_M = r_1 + \frac{r_2}{C} \left[\frac{k_M P_{ном} (1 - \eta_{ном})}{3 I_{ном}^2 \eta_{ном}} + \frac{M_{\#п} (P_{ном} + \Delta P_{мех}) C}{3 k_n^2 I_{ном}^2 (1 - s_{ном})} \right] 10^6, \quad (2.182)$$

где $C = 1,04$ — коэффициент; k_M — отношение потерь мощности в меди статора к суммарным потерям мощности в электродвигателе при номинальном токе $I_{ном}$, кА (обычно $k_M = 0,3 \div 0,35$); $P_{ном}$ — номинальная мощность электродвигателя, кВт; $\eta_{ном}$ — номинальное значение КПД, отн. ед.; $M_{\#п}$ — кратность пускового момента, отн. ед.; $\Delta P_{мех}$ — механические потери электродвигателя, кВт ($\Delta P_{мех} = 0,01 P_{ном}$); k_n — кратность пускового тока; $s_{ном}$ — номинальное скольжение.

При отсутствии каталожных данных, мОм,

$$r_M = \frac{0,63 P_{ном} \cdot 10^6}{(k_n I_{ном})^2};$$

и) сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного электродвигателя, мОм,

$$x_M'' = \sqrt{\left(\frac{U_{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} k_n I_{ном}} \right)^2 - r_M^2}.$$

Таблица 2.57 Расстояния между фазами проводников в сетях напряжением до 1 кВ

Шинопроводы		Кабели сечением, мм ²				
ШМА	ШРА	2,5–10	16–35	50–95	120–185	240
10	45	1,6	2,4	2,8	4,0	4,8

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение электродвигателя, В.

При отсутствии каталожных данных допускается определять x''_M по формуле, мОм,

$$x''_M = \frac{5,86 P_{\text{ном}} \cdot 10^6}{(k_n I_{\text{ном}})^2}.$$

Расчет токов трехфазного КЗ в радиальной схеме. Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{н0,GS}}^{(3)}$ от источника питания, кА,

$$I_{\text{н0,GS}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср,ном}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{r_{1\pm}^2 + x_{1\pm}^2}}, \quad (2.183)$$

где $U_{\text{ср,ном}}$ — среднее номинальное напряжение ступени сети, где произошло КЗ, кВ; $r_{1\pm}$, $x_{1\pm}$ — соответственно суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности, мОм, всех элементов сети, по которым протекает ток $I_{\text{н0,GS}}$.

Если сопротивление энергосистемы и сети высшего напряжения, к которой подключен трансформатор с низшим напряжением до 1 кВ, принято равным нулю, то в (2.183) вместо $U_{\text{ср,ном}}$ подставляют $U_{\text{ном}}$.

Ударный ток КЗ от источника питания определяется по (2.170) с учетом $T_{\Sigma} = x_{1\pm} / \omega r_{1\pm}$. Допускается принимать значение ударного коэффициента $k_{y2} = 1,3$ при КЗ в распределительном устройстве РУ НН КТП и в местах подключения кабелей и шинпроводов к нему и $k_{y2} = 1$ для всех остальных случаев.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от местных асинхронных электродвигателей определяется по выражению

$$I_{\text{н0,М}}^{(3)} = \frac{E_{0M}'' \cdot 10^3}{\sqrt{(x''_M + x_{\text{шн}})^2 + (r_M + r_{\text{шн}})^2}},$$

где E_{0M}'' — сверхпереходная ЭДС электродвигателя, кВ, для асинхронных двигателей $E_{0M}'' = 0,9 U_{\text{ном}}$; x''_M и r_M — соответственно индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм; $x_{\text{шн}}$, $r_{\text{шн}}$ — соответственно индуктивное и активное сопротивления, которыми электродвигатель связан с точкой КЗ.

При расчете тока КЗ подпитка места КЗ от электродвигателей не учитывается, если их мощность составляет менее 20% номинальной мощности питающего трансформатора T или если сопротивление, связывающее их и точку КЗ $z_k > 1,5 z_T$, где z_T — сопротивление трансформатора.

Расчет токов однофазного КЗ. Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ

без учета влияния местных синхронных электродвигателей определяется по (2.172) и (2.173), кА,

$$I_{\text{н0}}^{(1)} = \frac{3E_{\text{жк}}}{\sqrt{(r_{1\pm} + r_{2\pm} + r_{0\pm})^2 + (x_{1\pm} + x_{2\pm} + x_{0\pm})^2}} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{ср,ном}}}{\sqrt{(2r_{1\pm} + r_{0\pm})^2 + (2x_{1\pm} + x_{0\pm})^2}}, \quad (2.184)$$

где $U_{\text{ср,ном}}$ — среднее номинальное напряжение сети, В, где произошло КЗ; $r_{1\pm}$, $x_{0\pm}$ — суммарные соответственно активное и индуктивное сопротивления схемы замещения прямой последовательности относительно точки КЗ, мОм; $r_{0\pm}$, $x_{0\pm}$ — то же, нулевой последовательности.

Сопротивления нулевой последовательности трансформатора с низшим напряжением до 1 кВ при схеме соединения обмоток $D/Y_n - 11$ принимаются равными сопротивлениям прямой последовательности. Для трансформаторов со схемой соединения $Y/Y_n - 0$ данные следует запрашивать у заводо-изготовителей. При отсутствии заводских данных можно пользоваться значениями r_{0T} и x_{0T} , приведенными в табл. 2.50.

Сопротивления нулевой последовательности шин зависят от многих факторов: расположения и выполнения заземляющих проводников, близости проводящих металлоконструкций и др. В практических расчетах активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шин принимают в диапазоне соответственно: $r_{0ш} = (5...14,7) r_{1ш}$; $x_{0ш} = (7,5...9,4) x_{1ш}$. В большинстве случаев допустимо считать $r_{0ш} = 10 r_{1ш}$; $x_{0ш} = 8,5 x_{1ш}$. При отсутствии заводских данных можно принимать: для шинпроводов $r_{0ш} = 10 r_{1ш}$ и $x_{0ш} = 10 x_{1ш}$; для трехжильных кабелей $r_{0к} = 10 r_{1к}$; $x_{0к} = 4 x_{1к}$.

Когда вместо сопротивлений отдельных последовательностей для элемента цепи КЗ задано сопротивление петли фаза — нуль, целесообразно определять начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ по формуле

$$I_{\text{н0}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{ср,ном}}}{\sqrt{(r_T^{(1)} + 3r_{\text{ф-0}} + 3R_{\text{д}})^2 + (x_T^{(1)} + 3x_{\text{ф-0}})^2}},$$

где $r_T^{(1)} = 2r_{1T} + r_{0T}$; $x_T^{(1)} = 2x_{1T} + x_{0T}$ — активное и индуктивное сопротивления трансформатора току однофазного КЗ; $r_{\text{ф-0}}$ и $x_{\text{ф-0}}$ — суммарные активное и индуктивное сопротивления петли фаза — нуль, включающие сопротивления шинпроводов, аппаратов и переходных сопротивлений, начиная от

Таблица 2.58. Значения напряжения короткого замыкания силовых двухобмоточных трансформаторов для различных ответвлений регулируемой обмотки

Номинальная мощность трансформатора, МВ·А	$u_k^{-PO}, \%$		$u_k, \%$		$u_k^{+PO}, \%$		Основание
	ВН-НН	ВН-НН ₁ , ВН-НН ₂	ВН-НН	ВН-НН ₁ , ВН-НН ₂	ВН-НН	ВН-НН ₁ , ВН-НН ₂	
Номинальное напряжение обмотки ВН 35 кВ							
1...2,5	6,3	—	6,5	—	6,8	—	ГОСТ 11920-85
4 и 6,3	6,9	—	7,5	—	7,6	—	
Номинальное напряжение обмотки ВН 115 кВ							
6,3	10,58	—	10,5	—	11,72	—	ГОСТ 12965-85
10	10,49	—	10,5	—	11,73	—	
16	10,09	—	10,5	—	11,05	—	
25	10,44	19,4	10,5	20	11,34	20,4	
40	10,35	18,84	10,5	20	11,02	20,12	
63	10,05	19,02	10,5	20	10,66	20,3	
80	10,44	18,4	10,5	20	10,91	19,64	
Номинальное напряжение обмотки ВН 150 кВ							
16	10,05	—	10,5	—	10,62	—	ГОСТ 17546-85
32	10,14	20,11	10,5	20	10,85	21,2	
63	10	20,08	10,5	20	10,66	21,19	
Номинальное напряжение обмотки ВН 230 кВ							
32	11	19	11,5	21	12	21	ГОСТ 17544-85
63	11	19	11,5	21	12	21	
100	11	19	11,5	21	12	21	
160	11,5	21,6	11,5	21	13	21	

Примечание. Номинальные напряжения ответвлений составляют: для трансформаторов с номинальным напряжением обмотки ВН 35 кВ 31,85 кВ (-9%) и 38,15 кВ (+9%); для трансформаторов с номинальным напряжением обмотки ВН 115 кВ 96,6 кВ (-16%) и 133,4 кВ (+16%); для трансформаторов с номинальным напряжением 158 кВ 141,1 кВ (-12%) и 177 кВ (+12%); для трансформаторов с номинальным напряжением 230 кВ 202,4 кВ (-12%) и 257,6 кВ (+12%).

нейтрали понижающего трансформатора; R_d — сопротивление дуги в месте КЗ.

Расчет токов коротких замыканий для целей релейной защиты. При расчетах релейной защиты промышленных электроустановок, связанных с выбором уставок срабатывания и проверкой чувствительности, в качестве исходных данных используют результаты расчетов начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ. Необходимо знать векторные диаграммы токов в месте установки защиты при КЗ в расчетной точке защищаемой сети.

Составление расчетной схемы и общая методика расчетов не отличаются от указанной в § 2.16—2.18. При выборе расчетных режимов и мест (точек) повреждений необходимо учитывать, что для выбора уставок

срабатывания токовых отсечек и дифференциальных токовых защит необходимо знать максимальные значения тока в месте установки защиты, как правило, при трехфазном КЗ в начале смежного с защищаемым элементом сети, а для проверки чувствительности защит требуется рассчитать наименьшее значение тока в реле защиты при КЗ в конце ее основной зоны действия и в зоне резервирования. В практических расчетах обычно удобнее представлять элементы схемы замещения в именованных единицах (Ом), приведенных к одной ступени напряжения, выбранной за основную, той, где установлены устройства релейной защиты, для которых выполняются расчеты. На расчетной схеме и схеме замещения целесообразно обозначать места установки релейной защиты.

Таблица 2.59. Токи при несимметричных КЗ

Расчетная схема	Вид КЗ	В месте КЗ		В месте установки защиты	
		Значение тока	Векторная диаграмма	Значение тока	Векторная диаграмма
	$K_{BC}^{(2)}$	$I_{k,B}^{(2)} = I_{k,C}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)}$		$I_{P,A} = 0;$ $I_{P,B} = I_{k,B}^{(2)}$ $I_{P,C} = I_{k,C}$	
	$K_{BC}^{(2)}$	$I_{k,B}^{(2)} = I_{k,C}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)}$		$I_{P,A} = I_{P,B} = \frac{I_k^{(3)}}{2}$ $I_{P,C} = I_k$	
	$K_{BC}^{(2)}$	$I_{k,B}^{(2)} = I_{k,C}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)}$		$I_{P,A} = I_{P,C} = \frac{I_k^{(3)}}{2}$ $I_{P,B} = I_k$	
	$K_A^{(1)}$	$I_{k,A}^{(1)} = I_k^{(3)}$		$I_{P,A} = I_{P,C} = \frac{\sqrt{3}}{3} I_k^{(3)}$ $I_{P,B} = 0$	
	$K_{BC}^{(2)}$	$I_{k,B}^{(2)} = I_{k,C}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)}$		$I_{P,A} = 0$ $I_{P,B} = I_{P,C} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)}$	
	$K_A^{(1)}$	$I_{k,A}^{(1)} \frac{\sqrt{3} U_{CP, \text{НОМ}}}{2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}} \approx \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{U_{CP, \text{НОМ}}}{Z^{(1)}}$		$I_{P,A} = \frac{2}{3} I_{k,A}^{(1)}$ $I_{P,B} = I_{P,C} = \frac{1}{3} I_{k,A}^{(1)}$	

Все расчеты для целей релейной защиты выполняются для металлических КЗ без учета переходных сопротивлений контактов. Трансформаторы с незначительным (в пределах $\pm 5\%$) регулированием напряжения переключением ответвлений обмотки ВН в отключенном состоянии (ПБВ) вводятся в схему замещения сопротивлением, соответствующим $u_{к.ср.}\%$. Трансформаторы электропечных агрегатов, имеющие глубокое регулирование с помощью устройств РПН и переключением обмотки ВН со звезды на треугольник, представляются наибольшим и наименьшим сопротивлениями с указанием номеров ответвлений, на которых эти сопротивления получены. Для сетевого трансформатора с РПН в схеме замещения указывают три значения сопротивления: для среднего ответвления регулируемой обмотки (РО) — соответствующее значению $u_k\%$ и для двух крайних ответвлений — соответствующие значениям $u_{к-РО}^-$ и $u_{к-РО}^+$ %, заданным для этого трансформатора. Значения напряжений КЗ $u_k\%$; $u_{к-РО}^+$ и $u_{к-РО}^-$ принимаются по данным завода-изготовителя трансформатора или выбираются из приведенных в табл. 2.58.

Указанные в табл. 2.58 значения $u_k\%$ для среднего и двух крайних ответвлений отнесены к номинальным значениям напряжения ответвлений U_{1n} и номинальной мощности трансформатора $S_{ном} = S_{ном,т}$ или — для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН — к номинальной мощности одной полуобмотки НН: $S_{ном} = 0,5S_{ном,т}$.

Для трансформаторов, работающих с неполным использованием диапазона регулирования РПН, рекомендуется определять $u_{кп}\%$ для крайних эксплуатационных ответвлений при помощи линейной интерполяции между значениями $u_k\%$ на среднем и крайних ответвлениях, заданных в табл. 2.62.

Расчеты тока КЗ целесообразно производить, принимая за основную сторону высшего напряжения трансформатора. При этом сопротивление $x_{тн}$, Ом, трансформатора определяется по формуле

$$x_{тн} = \frac{u_{кп}\%}{100} \frac{U_{1n}^2}{S_{ном}}$$

а сопротивление элементов, включенных между выводами СН или НН трансформатора (например, x_L — сопротивление токоограничивающего реактора), приводится к основной стороне в соответствии с выражением

$$x'_L = x_L K_n^2$$

где K_n — действительный коэффициент транс-

формации, равный отношению напряжений на сторонах высшего и низшего (среднего) напряжений трансформатора.

Эквивалентные сопротивления системы x_{GS} и других элементов сети высшего напряжения (например, линии электропередачи x_{WL}) подсчитывают при среднем номинальном напряжении $U_{ср,ном,ВН}$.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока на стороне ВН трансформатора при трехфазном КЗ на стороне НН (или СН) определяется по формуле

$$I_{к,ВН}^{(3)} = \frac{U_{ср,ном,ВН}}{\sqrt{3}x_{\Sigma}}$$

где $x_{\Sigma} = x_{GS} + x_{WL} + x_{тн} + x'_L$.

При необходимости определить значение тока $I_{к2}^{(3)}$ КЗ на стороне НН или СН соответствующий пересчет выполняется с использованием действительного коэффициента трансформации K_n :

$$I_{к2}^{(3)} = I_{к,ВН}^{(3)} K_n$$

Расчет токов при КЗ на выводах НН и СН трансформаторов можно выполнять и по методике § 2.19. В этом случае формула (2.162) превращается в

$$S_{к2}^{(3)} = \frac{S_{ном} S_{к,ВН}^{(3)}}{\alpha^2 u_{кп} S_{к,ВН}^{(3)} + S_{ном}}$$

где $\alpha = U_{1n}/U_{ср,ном}$.

Расчет токов в месте установки релейной защиты при несимметричном КЗ выполняется методом симметричных составляющих [2.53]. В табл. 2.59 приведены формулы для определения полных токов КЗ и соответствующие векторные диаграммы при КЗ в расчетных точках характерных участков сети.

В. ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 1–220 кВ

2.22. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

При выборе аппаратов и проводников для первичных цепей элегроустановок должны учитываться:

прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях; допустимый нагрев токами в длительных режимах;

стойкость в режиме короткого замыкания;

техничко-экономическая целесообразность:

соответствие окружающей среде и роду установки;

достаточная механическая прочность;

допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах.

Проводники напряжением 35 кВ и выше должны быть проверены по условию короны.

Требования к изоляции электрооборудования. Изоляция аппаратов и проводников для рабочего напряжения может быть нормальной, облегченная или усиленная.

При выборе вида изоляции необходимо учитывать условия ее работы, наибольшее рабочее напряжение электроустановки, а также средства защиты изоляции от перенапряжения. При размещении электроустановок вблизи моря, соленых озер, засоленных почв, производств, выделяющих газы, пыль и аэрозоли, вредно действующие на изоляцию и токоведущие части, необходимо предусматривать мероприятия по устранению или ограничению вредного воздействия упомянутых выделений (см. § 2.48).

Электрооборудование для тропических стран выбирается согласно указаниям разд. 3.

Выбор аппаратов и проводников по допустимому нагреву. Аппараты и проводники по условию нагрева токами в длительных режимах следует выбирать с учетом нормального и форсированного режимов, принимая во внимание: реальное перспективное развитие системы электроснабжения предприятия; неравномерное распределение токов между трансформаторами, линиями, секциями шин и др.; возможность послеаварийных и ремонтных режимов и перегрузочную способность электрооборудования и линий. Аппараты и ошиновку трансформаторов 35 кВ и выше следует выбирать с учетом замены их в дальнейшем на трансформаторы большей мощности. В районах с минимальной температурой воздуха ниже -40°C аппараты следует выбирать с учетом минимальных температур [2.17].

Выбор аппаратов, проводников и изоляторов по режиму короткого замыкания. В установках напряжением выше 1 кВ по режиму КЗ следует проверять: электрические аппараты, токопроводы и другие проводники, опорные и несущие конструкции для них; подходы линий электропередачи к подстанциям и ответительные опоры при ударном токе 50 кА и выше, а также расстояния между распорками расщепленных проводов. Исключения из этого см. ПУЭ 1.4.3.

Расчетная схема для определения токов КЗ выбирается исходя из условий, приведенных в § 2.18. При этом допускается рассчитывать токи КЗ приближенно для начального момента КЗ. Кратковременные режимы, как, например, параллельная работа рабочего и резервного трансформатора, не следует учитывать. За расчетную точку КЗ принимается такая, в которой аппараты и проводники находятся в наиболее тяжелых условиях (ПУЭ 1.4.4).

За расчетный вид КЗ принимают: для определения электродинамической стойкости аппаратов, жестких шин и опорных конструкций для них — трехфазное КЗ; для определения термической стойкости аппаратов и проводников на генераторном напряжении электростанций (кроме участков за линейным реактором) — трехфазное или двухфазное КЗ (то, которое приводит к наибольшему нагреву); в остальных случаях — трехфазное КЗ.

Отключающую и включающую способности аппаратов выбирают по большему расчетному току, получаемому при трехфазном или однофазном КЗ на землю (в сетях с эффективно заземленной нейтралью). Если выключатель характеризуется трехфазной и однофазной отключающими способностями, в расчет принимаются обе величины.

2.23. ТЕРМИЧЕСКАЯ И ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

Термическая стойкость аппаратов и проводников определяется следующим равенством:

$$I_{T,ном}^2 t_{T,ном} \geq B_K,$$

где $I_{T,ном}$ — номинальный ток термической стойкости — действующее значение незатухающего периодического тока КЗ, установленное заводом-изготовителем для отключающих аппаратов в положении полного включения, кА; $t_{T,ном}$ — номинальное время термической стойкости, к которой отнесен $I_{T,ном}$; с; B_K — тепловой импульс тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$.

Расчет теплового импульса токов КЗ. Тепловой импульс вычисляется в зависимости от вида КЗ и расчетной схемы: система, генератор — система, группа двигателей — система (рис. 2.28, а, б, в).

Система (удаленное КЗ). Исходную схему преобразуют в однолучевую с

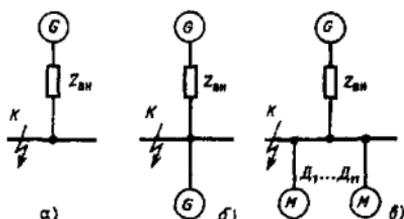


Рис. 2.28. Типовые схемы для расчета тепловых импульсов токов КЗ:

а — система; б — генератор — система; в — группа двигателей — система

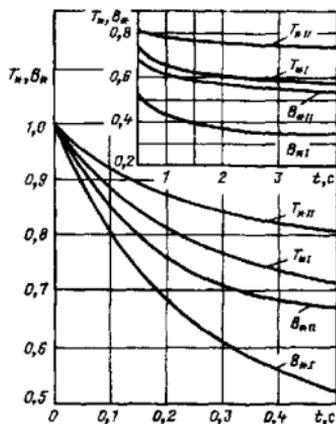


Рис. 2.29. Расчетные кривые относительных токовых T_{*} и тепловых V_{*} импульсов:

в индексе: I — турбогенераторы (кроме ТВВ-800) и синхронный компенсатор КВС-100; II — гидрогенераторы, синхронные компенсаторы (кроме КСВ-100) и турбогенератор ТВВ-800

одним эквивалентным источником — система. Это справедливо в случае КЗ на подстанции без двигателей и компенсаторов, за трансформатором, в РУ 6–10 кВ электростанции, в питающей или распределительной сети, питаемой от электростанции через реакторы.

Принимают периодический ток КЗ $I_{п,с}$ незатухающим, аperiodический ток

$$i_{a,c} = \sqrt{2} I_{п,с} e^{-t/T_{a,c}},$$

затухающим по экспоненте с постоянной времени $T_{a,c} = x_{*}\Sigma / \omega r_{*}\Sigma$ (обычно 0,005–0,2 с), где $x_{*}\Sigma$ — расчетное относительное

суммарное индуктивное сопротивление схемы при условии, что активные сопротивления равны нулю; $r_{*}\Sigma$ — расчетное относительное суммарное активное сопротивление схемы при условии, что реактивные сопротивления равны нулю.

Тепловой импульс от полного тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$,

$$B_k = I_{п,с}^2 [t_{отк} + T_{a,c}(1 - e^{-2\omega t_{отк}/T_{a,c}})].$$

При $t_{отк}/T_{a,c} \geq 1-2$

$$B_k = I_{п,с}^2 (t_{отк} + T_{a,c}).$$

Пример определения теплового импульса в кабельной линии 10 кВ при $t_{отк} = 2$ с; $S_{баз} = 32$ МВ·А; $U_6 = 10,5$ кВ; $I_6 = 1,75$ кА; суммарное сопротивление до точки КЗ $x_{*}\Sigma = 0,2$; $r_{*}\Sigma = 0,009$.

Решение

$$I_{п,с} = 1,75/0,2 = 8,75 \text{ кА};$$

$$T_{a,c} = 0,20/(314 \cdot 0,009) = 0,071 \text{ с};$$

$$B_k = 208 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор-система (неудаленное КЗ). Расчетная точка КЗ находится вблизи (за сопротивлением, близким к нулю) одного или нескольких генераторов или синхронных компенсаторов. Исходную схему преобразуют в двухлучевую, выделив в одну ветвь (G) генераторы и компенсаторы, а во вторую ветвь (C) все остальные источники. Определяют начальные значения периодических токов КЗ от генераторов $I_{п,г}$ и от системы $I_{п,с}$, принимая ток от системы неизменным во времени. По расчетным кривым (рис. 2.29) определяют относительные тепловой V_{*} и токовый T_{*} импульсы для расчетного времени $t_{отк}$.

V_{*} — отношение теплового импульса, изменяющегося во времени периодического тока $I_{п,г,t}$ генератора, к тепловому импульсу неизменного тока, равного начальному значению тока $I_{п,г}$ генератора:

$$V_{*} = \frac{\int_0^{t_{отк}} I_{п,г,t}^2 dt}{I_{п,г}^2 t_{отк}};$$

T_{*} — отношение токовых импульсов генератора при наличии и при отсутствии изменения тока за время $t_{отк}$:

$$T_{*} = \frac{\int_0^{t_{отк}} I_{п,г,t} dt}{I_{п,г} t_{отк}}.$$

Тепловой импульс от периодической

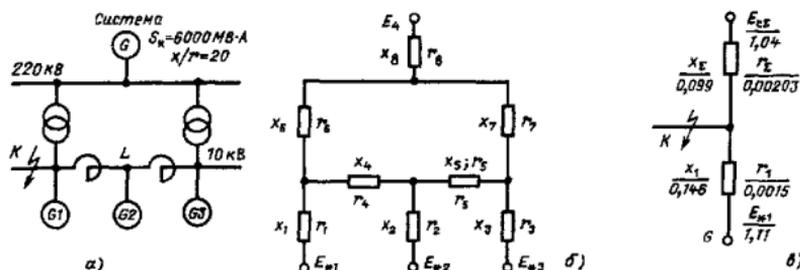


Рис. 2.30. Расчет теплового импульса в схеме генератор — система:

а — исходная схема; б — схема замещения; в — схема замещения вида генератор — система

составляющей тока КЗ

$$B_{к.л} = t_{отк} (I_{пл}^2 + I_{п0г}^2 B_* + 2I_{п.с} I_{п0г} T_*)$$

При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов, установленных в цепи генератора, в случае КЗ на сборных шинах генераторного напряжения тепловые импульсы

$$B_{п.г} = B_* I_{п0г}^2 t_{отк};$$

$$B_{к.а} = I_{п.с}^2 T_{а.с} + I_{п0г}^2 T_{а.г} + \frac{4I_{п.с} I_{п0г}}{1/T_{а.с} + 1/T_{а.г}},$$

где $T_{а.с} = x_{г}/\omega r_{г}$ — постоянная времени аperiodической составляющей от системы; $T_{а.г}$ — то же от генератора (из каталога);

$$B_* = B_{к.л} + B_{к.а}.$$

Пример определения теплового импульса на ответвлении от шин генераторного напряжения ТЭЦ в схеме (рис. 2.30, а); $t_{отк} = 0,4$ с.

Исходные данные системы: $S_k = 6000$ МВ·А, $x/r = 20$; два трансформатора ТД-63000/220; $u_k = 14\%$, $P_k = 390$ кВт; три генератора ТВФ-60-2; $P_{ном} = 60$ МВт, $x_{*д} = 0,146$; $U_{ном} = 10,5$ кВ; $r_{г} = 0,0022$ Ом; $\cos \varphi = 0,8$; $T_{а.г} = 0,245$ с; два реактора РБА-10-3000-10; $\Delta P_{\phi} = 22,6$ кВт.

Решение. Эквивалентная схема замещения (рис. 2.30, б); $S_6 = 75$ МВ·А; $U = 10,5$ кВ; $I_6 = 4,12$ кА; $x_{*1} = x_{*2} = x_{*3} = 0,146$; $r_{*1} = r_{*2} = r_{*3} = 0,0015$; $x_{*4} = x_{*5} = 0,131$; $r_{*4} = r_{*5} = 0,0017$; $x_{*6} = x_{*7} = 0,1665$; $r_{*6} = r_{*7} = 0,00736$; $x_{*к} = 0,0125$; $r_{*с} = 0,000625$; $E_{*1} = E_{*2} = E_{*3} = 1,11$; $E_{*4} = 1$.

Преобразуем схему, выделив в отдельную ветвь генератор $G1$, связанный непосредственно с точкой КЗ (рис. 2.30, в).

Начальные периодические токи от генераторов

$$I_{п0г} = \frac{E_* I_6}{x_{*1}} = \frac{1,11 \cdot 4,12}{0,146} = 31,3 \text{ кА};$$

от системы

$$I_{п.с} = \frac{E_* c \Sigma I_6}{x_{*сг}} = \frac{1,04 \cdot 4,12}{0,099} = 43,3 \text{ кА}.$$

По рис. 2.29 относительные импульсы для турбогенератора $G1$:

$$T_* = 0,727; B_* = 0,553;$$

$$B_{к.л} = 0,4(43,3^2 + 31,3^2 \cdot 0,553 + 2 \cdot 43,3 \cdot 31,3 \cdot 0,727) = 1755 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По каталогу $T_{а.г} = 0,245$ с;

$$T_{а.с} = \frac{x_{*сг}}{\omega r_{*сг}} = \frac{0,099}{314 \cdot 0,00203} = 0,155 \text{ с};$$

$$B_{к.а} = 43,3^2 \cdot 0,155 + 31,1^2 \cdot 0,245 + \frac{4 \cdot 43,3 \cdot 31,1}{1/0,155 + 1/0,245} = 533 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_* = 1755 + 533 = 2288 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Группа двигателей — система. Расчетная схема характерна для установок с большой двигательной нагрузкой (промышленные подстанции, собственные нужды ТЭЦ).

Порядок расчета:

1. В исходной схеме выделяется группа двигателей, подлежащих учету, а остальная часть схемы преобразуется в ветвь эквивалентного источника — системы.

2. Определяется начальный периодический ток системы $I_{п.с}$.

3. Определяется начальный периодический ток от эквивалентного двигателя $I_{п0д}$ заменяющего выделенную группу n_1 асинхронных и n_2 синхронных двигателей типа ВДД и ДВДА:

$$I_{п0д} = \sum_{i=1}^{n_1} I_{*п.с} k_i I_{ном1} + 1,2 \sum_{i=1}^{n_2} I_{*п.с} k_i I_{ном2} \quad (2.185)$$

где $I_{*п.с}$ — кратность пускового тока i -го дви-

гателя (по каталогу); $I_{ном, i}$ — номинальный ток.

Допускается вести расчет по средней кратности пускового тока:

$$I_{п0д} = I_{пуск, д} \left(\sum_{i=1}^{n_1} I_{ном} + 1,2 \sum_{i=1}^{n_2} I_{ном, i} \right). \quad (2.186)$$

Для асинхронных, синхронных и смешанных групп двигателей напряжением выше 1 кВ можно принимать $I_{*пуск} = 5,5 \div 6$.

4. Вычисляется постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ от системы

$$T_{a, c} = \frac{x_{c \Sigma}}{\omega r_{c \Sigma}}.$$

5. Определяются постоянные времени эквивалентного двигателя

$$T_{д} = \frac{\sum T_i I_{п0д, i}}{\sum I_{п0д, i}}; \quad T_{a, д} = \frac{\sum T_{a, i} I_{п0д, i}}{\sum I_{п0д, i}},$$

где $I_{п0д, i}$ — начальный периодический ток i -го двигателя (для асинхронных двигателей $I_{п0д} = I_{*пуск} I_{ном}$, для синхронных $I_{п0д} = 1,2 I_{*пуск} I_{ном}$); T_i ; $T_{a, i}$ — постоянные времени затухания периодических и аperiodических токов отдельных двигателей группы.

6. Aperiodические составляющие токов эквивалентного двигателя и от системы затухают по экспонентам с близкими постоянными времени $T_{a, д}$ и $T_{a, c}$. Поэтому аperiodическую составляющую тока в месте КЗ можно представить в виде одной экспоненциальной функции с постоянной времени

$$T_{a, c \Sigma} = \frac{T_{a, c} I_{п, c} + T_{a, д} I_{п0, д}}{I_{п, c} + I_{п0, д}}. \quad (2.187)$$

7. Вычисляется тепловой импульс. Группа асинхронных и синхронных двигателей объединяется в один эквивалентный двигатель суммарной мощности с усредненными параметрами.

Если в группе двигателей преобладают синхронные машины, то

$$B_{к, и} = I_{п, c}^2 (t_{отк} + T_{a, c \Sigma}) + 2 I_{п, c} I_{п0, д} T_{д} (1 - e^{-2 t_{отк} / T_{д}}) + 0,5 I_{п0, д}^2 T_{д} (1 - e^{-2 t_{отк} / T_{д}}), \quad (2.188)$$

где $I_{п0, д}$ — начальный периодический ток от эквивалентного двигателя;

$$B_{к, а} = (I_{п, c} + I_{п0, д})^2 T_{a, c \Sigma} \times (1 - e^{-2 t_{отк} / T_{a, c \Sigma}});$$

$$B_{к} = B_{к, и} + B_{к, а}.$$

Если преобладают асинхронные двига-

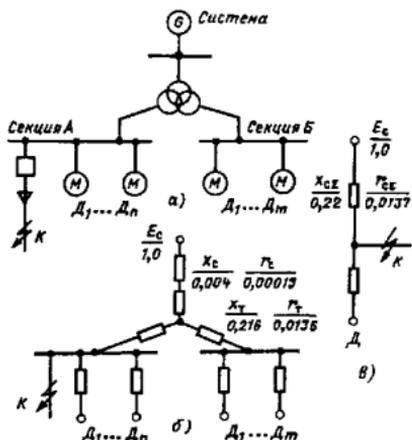


Рис. 2.31. Расчет теплового импульса КЗ в схеме группа двигателей — система: а — исходная схема; б — схема замещения; в — схема замещения вида группа двигателей — система

тели, то

$$B_{к} = I_{п, c}^2 (t_{отк} + T_{a, c \Sigma}) + I_{п0, д}^2 (0,5 T_{д} + T_{a, c \Sigma}) + 2 I_{п0, д} I_{п, c} (T_{д} + T_{a, c \Sigma}). \quad (2.189)$$

Расчетные параметры эквивалентного двигателя секции 3–6 кВ собственных нужд ТЭЦ приведены в [2.18].

Пример расчета теплового импульса на отвлечении от секции 6 кВ собственных нужд ТЭЦ в схеме рис. 2.31, а, б, в при $t_{отк} = 0,12$ с; трансформатор $S_{ном} = 40$ МВ·А; $\mu_{к} = 9,5\%$; $P_{к} = 140$ кВт; система $S_{к} = 10000$ МВ·А; $S_{б, д} = 40$ МВ·А, $U_{б} = 6,3$ кВ; $I_{б} = 3,66$ кА.

Учитывая подпитку КЗ только от двигателей аварийной секции А, объединим их в один эквивалентный двигатель мощностью 15 МВт с расчетными параметрами

$$I_{*пуск} = 5,6; \quad T_{д} = 0,07 \text{ с}; \quad T_{a, д} = 0,04 \text{ с}.$$

Периодический незатухающий ток от системы

$$I_{п, c} = \frac{E_{*в} I_{б}}{x_{c \Sigma}} = \frac{1,0}{0,220} \cdot 3,66 = 16,6 \text{ кА}.$$

Начальный периодический ток от эквивалентного двигателя

$$I_{п0, д} = I_{*пуск} \Sigma I_{и} = 5,6 \cdot 1,77 = 9,9 \text{ кА},$$

где

$$\sum I_{\text{пг}} = \frac{\sum P_{\text{ном}i}}{\eta_{\text{ср}} \cos \varphi_{\text{ср}} \sqrt{3} U_{\text{ном}}} = = \\ = \frac{15}{0,94 \cdot 0,87 \sqrt{3} \cdot 6} = 1,77 \text{ кА};$$

$$T_{\text{а.с}} = \frac{x_{\text{с}\Sigma}}{\omega r_{\text{с}\Sigma}} = \frac{0,220}{314 \cdot 0,0137} = 0,051 \text{ с};$$

$$T_{\text{а.с.х}} = \frac{0,051 \cdot 16,6 + 0,04 \cdot 9,9}{16,6 + 9,9} = 0,047 \text{ с}.$$

По формуле (2.189)

$$B_{\text{к}} = 16,6^2(0,12 + 0,047) + 9,9^2(0,5 \cdot 0,07 + \\ + 0,047) + 2 \cdot 9,9 \cdot 16,6(0,07 + 0,047) = \\ = 92,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Электродинамическая стойкость аппаратов и проводников. Нормированные параметры восстанавливаются напряжения. Как указывалось ранее, электрические аппараты и конструкции распределительных устройств, кроме проверки их на термическую стойкость, должны быть также проверены и на электродинамическую стойкость к реальным токам КЗ, которые могут иметь место в электрических сетях, где предполагается эксплуатировать выбираемые аппараты. Отключающие аппараты: выключатели, выключатели нагрузки и предохранители должны быть, кроме того, проверены и по коммутационной способности.

При проверке на электродинамическую стойкость аппаратов к токам КЗ в сетях переменного трехфазного тока за расчетный режим принимается трехфазное КЗ.

Электродинамическая стойкость характеризуется наибольшим допускаемым током КЗ для данного аппарата $I_{\text{дин, макс}}$ (максимальное мгновенное значение полного тока).

Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид

$$I_{\text{уд, макс}} < I_{\text{дин, макс}}$$

где $I_{\text{уд, макс}}$ — расчетный ударный ток в короткозамкнутой цепи.

Условия проверки электродинамической стойкости выключателей и других аппаратов, а также проверка механической прочности шинных конструкций при действии электродинамических сил, возникающих при КЗ, рассмотрены в § 2.24.

Проверку аппаратов на отключающую способность к токам КЗ в сетях с изолированной нейтралью (сети напряжением до 35 кВ включительно) проводят по току трехфазного КЗ. В сетях с эффективно

заземленной нейтралью (сети напряжением 110 кВ и выше) необходимо предварительно определить значения токов при трехфазном и однофазном КЗ (см. § 2.19), а затем проверку коммутационной способности следует проводить по более тяжелому режиму с учетом условий восстановления напряжения на размыкаемых контактах.

Напряжение на контактах полюса выключателя при отключении им тока КЗ в начальный момент времени представляет собой незначительную величину, определяемую прежде всего падением напряжения в электрической дуге. В дальнейшем при расхождении контактов на расстояние, при котором происходит погасание дуги, между разомкнутыми контактами выключателя происходит резкое увеличение напряжения — так называемое переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН), рост которого обуславливается как параметрами сети, так и характеристиками самого выключателя.

В соответствии с ГОСТ 687—78*Е «Выключатели переменного тока на напряжение выше 1000 В», для каждого типа выключателя имеются нормированные характеристики ПВН (в виде условной граничной линии восстанавливающегося напряжения и линии запаздывания). В зависимости от номинального напряжения нормированные кривые ПВН могут определяться двумя, при $U_{\text{ном}} = 35$ кВ, или четырьмя, при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, параметрами.

Ниже приводятся коэффициенты амплитуды $K_{\text{а}}$ и первого гасящего полюса $K_{\text{д.1}}$:

$I_{\text{о, ном}}, \%$ $K_{\text{а}}$	Значения $K_{\text{а}}$		
	100	60	30
	1,4	1,5	1,5
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$ $K_{\text{д.1}}$	Значения $K_{\text{д.1}}$		
	110	35	
	1,3	1,5	

Они же представлены на рис. 2.32. Кривая ПВН цепи в месте установки выключателя не должна выходить за пределы огибающих *ОВ* и *ВС* (условную граничную линию ПВН), но один раз должна пересечь линию запаздывания и вторично ее не пересекать. Линия запаздывания учитывает наличие сосредоточенной емкости, замедляющей рост ПВН в начальный момент, в месте подключения выключателя (сборные шины, измерительные трансформаторы, кабельные и воздушные линии, оборудование РУ и др.).

Амплитудное значение восстанавливающегося напряжения на полюсе выключателя

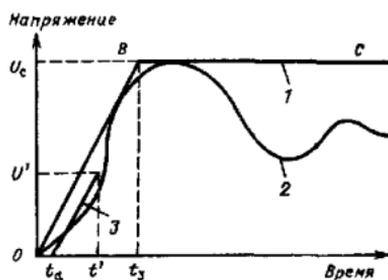


Рис. 2.32. Переходное восстанавливающееся напряжение, определяемое двумя параметрами:

1 - граничная линия ПВН; 2 - кривая восстанавливающегося напряжения; 3 - линия запаздывания ПВН (параллельная граничной линии)

U_C , кВ (рис. 2.32), определяется по формуле

$$U_C K_a K_{п,г} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{ном,р}$$

где $U_{ном,р}$ - наибольшее рабочее напряжение (действующее значение), кВ. Время t_3 , с, (рис. 2.32), за которое напряжение на контактах выключателя достигает значения U_C и зависящее от фактически отключаемого тока I_0 , имеет значения: при $I_0 = 100\% I_{0,ном}$

$$t_{3,100} = 35; 51; 60; 75 \text{ и } 99 \text{ мкс};$$

соответственно для $U_{ном} = 6; 10; 15; 20$ и 35 кВ при $I_0 = 60\% I_{0,ном}$

$$t_{3,60} = \frac{3}{7} t_{3,100}$$

а при $I_0 = 30\% I_{0,ном}$

$$t_{3,30} = \frac{3}{14} t_{3,100}$$

Координаты линии запаздывания ПВН определяют $t_d = 0,15t_1$ - время запаздывания (начало линии запаздывания), $U' = U_{C,1}$ - предельное значение напряжения запаздывания (конец линии запаздывания).

Данные по нормированным характеристикам ПВН, определяемым по двум параметрам, приведены на рис. 2.33 и табл. 2.60.

Для выключателей с $U_{ном} \geq 110$ кВ данные по нормированным характеристикам ПВН, определяемым четырьмя параметрами, приведены на рис. 2.34 и в табл. 2.61.

На рис. 2.34

$$U_1 = K_{п,г} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{ном,р} = 1,3 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{ном,р};$$

$$U_C = K_a U_1,$$

где коэффициент K_a имеет те же значения, что и для выключателей с $U_{ном} \leq 35$ кВ; t_1 зависит от тока отключения (при $I_0 = 100\% I_{0,ном}$ значения $t_{1,100}$ принимаются по данным, приведенным на рис. 2.34): $t_{1,60} = 0,5t_{1,100}$ и $t_{1,30} = 0,2t_{1,100}$ соответственно для $I_0 = 60$ и $30\% I_{0,ном}$; $U' = 0,5U_1$; $t_d = 2; 4$ и 8 мкс соответственно для $I_{0,ном} = 100, 60$ и $30\% I_{0,ном}$, а $t_2 = 3t_{1,100}$; $3t_{1,60}$ и $3t_{1,30}$.

В соответствии с [2.19], требования к характеристикам ПВН для выключателей, предназначенных для прямого присоединения к воздушным линиям на $U_{ном} \geq 110$ кВ, с отключаемым номинальным током $I_{0,ном} \geq 12,5$ кА, для отключения неудаленных

Таблица 2.60. Нормированные характеристики собственного переходного восстанавливающегося напряжения

$U_{ном}/U_{н,г}$, кВ	Ток отключения, % $I_{ном}$								
	100			60			30		
	Параметры		$S_{100} = U_C 100 t_{3,100}$, кВ/мкс	Параметры		$S_{60} = U_C 60 t_{3,60}$, кВ/мкс	Параметры		$S_{30} = U_C 30 t_{3,30}$, кВ/мкс
	U_C , 100, кВ	$t_{3,100}$, мкс		$U_C 60$, кВ	$t_{3,60}$, мкс		$U_C 30$, кВ	$t_{3,30}$, мкс	
6/7,2	12,3	35	0,35	13,2	15	0,88	13,2	7,5	1,75
10/12	20,6	51	0,4	22	22	1	22	11	2
15/17,5	30	60	0,5	32,1	26	1,25	32,1	13	2,5
20/24	41,1	75	0,55	44,1	32	1,36	44,1	16	2,75
35/40,5	69,4	99	0,7	74,4*	42*	1,75*	74,4	21	3,5

* Для $U_{ном} = 35$ кВ допускается по требованию заказчика принимать меньшие значения $t_{3,60}$.

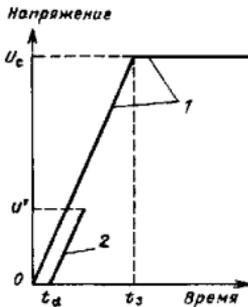


Рис. 2.33. Нормированные характеристики ПВН, определяемого двумя параметрами: 1 — условная граница линии ПВН; 2 — линия запаздывания ПВН (параллельная граничной линии)

коротких замыканий, определяются нормируемыми параметрами линии (применительно к однофазному короткому замыканию) — волновым сопротивлением $Z = 450$ Ом и коэффициентом пика $K_{\text{дн}} = 1,6$. Кроме того, выключатели на номинальное напряжение 110 кВ и выше должны быть способны производить коммутации линий в условиях рассогласования фаз при нормированном токе отключения, составляющем 25% $I_{0, \text{ном}}$. При этом форма нормированной кривой ПВН должна соответствовать рис. 2.34 (четыре параметра), а нормированные значения параметров ПВН для выключателей 110–330 кВ определяются по формулам

$$U_1 = 2 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{\text{н.р.}}; U_C = 1,25 U_1;$$

$$t_{1, 25} = 2 \frac{1,5}{1,3} t_{1, 100}; t_{2, 25} = 3 t_{1, 25}.$$

Значения нормированных (предельных) скоростей восстанавливающегося напряжения $S = du/dt$ для выключателей с $U_{\text{ном}}$ до 35 кВ включительно и выключателей с $U_{\text{ном}} = 110$ кВ и более для различных значений отключаемого тока КЗ в сети приведены соответственно в табл. 2.60 и 2.61. При этом скорости восстанавливающегося напряжения (см. рис. 2.33 и 2.34) определялись:

для выключателей с $U_{\text{ном}}$ до 35 кВ включительно по формуле, кВ/мкс,

$$S = \frac{du}{dt} = \frac{U_C}{t_3};$$

для выключателей 110 кВ и более (на

первом полем нормированной кривой) по формуле, кВ/мкс,

$$S = \frac{du}{dt} = \frac{U_1}{t_1}.$$

В электрических сетях промпредприятий при проверке отключающей способности выключателей по условиям восстанавливающегося напряжения требуется, чтобы скорость восстанавливающегося напряжения в цепи установки выключателя не превышала предельных нормированных значений, допустимых для данного типа выключателя. При снижении отключаемого тока в сети по сравнению с номинальным отключаемым током выключателя ($I_{0, \text{ном}}$) допускается обратно пропорциональное повышение скорости, определяемое по формуле

$$S/S_{\text{ном}} = I_{0, \text{ном}}/I_0,$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная скорость СВН при $I_{0, \text{ном}}$; S — при I_0 ; I_0 — фактически отключаемый ток КЗ в цепи, где производится выбор выключателя.

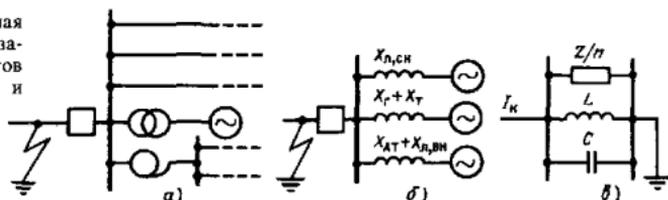
Проверка отключающей способности по скорости восстанавливающегося напряжения требуется для воздушных выключателей [2.20].

Однако в соответствии с [2.19] для особых условий работы выключателей, при которых характеристики ПВН отличаются от нормированных, должны применяться специальные выключатели, для которых характеристики ПВН должны быть согласованы между заказчиком и заводом-изготовителем. Такие условия могут иметь место, в частности, при работе выключателя в цепи мощного генератора, непосредственно за трансформатором (автотрансформатором) при отсутствии существенной емкости присоединений между ними, когда подлежащий отключению ток короткого замыкания, текущий от трансформатора, превышает $0,3 I_{0, \text{ном}}$ выключателя: в цепях мощных шунтовых конденсаторных и реакторных установок; в цепях статических компенсаторов реактивной мощности тиристорно-реактивной группы и фильтрокомпенсирующих цепей.

Процессы восстановления напряжения при отключении КЗ в различных точках сети могут существенно отличаться по характеру протекания и способу расчета. Наиболее характерными являются отключения: КЗ на линии (общий случай), неудаленное КЗ и КЗ в цепи трансформатора.

В одном и том же РУ выключатели разных цепей (и даже один и тот же выключатель при КЗ в разных точках сети) могут работать в любом из вышеназванных характерных режимов.

Рис. 2.35. Исходная схема (а) и схемы замещения для расчетов токов КЗ (б) и СВН (в)



$= \frac{2Z_1}{n} \sqrt{\frac{C\omega_0}{X}}$, учитывающего влияние емкости C в рассматриваемой сети. Значение C_{Σ} определяется из графика рис. 2.36. При этом величина емкости сети C , Ф, определяется по формуле

$$C = 4,5n_T + 1,5n_L + C_0 10^{-9},$$

где n_T — число подключенных трансформаторов и автотрансформаторов; C_0 — емкость кабельных линий и коротких тупиковых ВЛ (длиной 1–3 км), не учитываемых в числе n_L , а индуктивное сопротивление сети X , Ом, определяется по формуле

$$X = \omega_0 L = \frac{0,8(X_1 + X_T)X_{AT}}{0,8(X_1 + X_T) + X_{AT}},$$

здесь X_1 , X_T , X_{AT} — индуктивные сопротивления генераторов, трансформаторов и авто-

трансформаторов, принимаемые при расчетах токов КЗ.

Так как отключаемый ток I_K и скорость восстанавливающегося напряжения S определяются двумя различными расчетами при представлении ВЛ в схемах замещения соответственно индуктивным и волновым сопротивлением, необходимо, чтобы обе схемы замещения строго соответствовали исходной схеме (см. рис. 2.35). При расчетах принимаются следующие допущения и упрощения, не влияющие заметно на точность практического определения параметров восстанавливающегося напряжения:

сеть более высокого напряжения за автотрансформатором может быть представлена системой бесконечно большой мощности ($X_{д,вн} = 0$);

сеть более низкого напряжения, как и при расчетах токов КЗ, может учитываться эквивалентной индуктивностью;

влиянием сосредоточенных индуктивностей во всех узлах сети, кроме узла, для которого определяется восстанавливающееся напряжение, можно пренебречь;

если от РУ подстанции отходят короткие ВЛ ($l \leq 3$ км) с тупиковыми подстанциями на конце, то они могут быть представлены в схеме замещения сосредоточенной емкостью 10^{-3} Ф/км.

Отключение неудаленного КЗ. При неудаленном КЗ на ВЛ возникают тяжелые для конкретного выключателя условия работы: сочетание высокой СВН и большого тока КЗ. Зона неудаленного КЗ ограничивается точкой, в которой ток составляет 60% от $I_{о,ном}$ выключателя при однофазном КЗ.

Отключение КЗ в цепи трансформаторов. Под отключением КЗ в цепи трансформаторов подразумевается отключение тока, протекающего через трансформатор (или автотрансформатор) при КЗ как в цепи трансформатора, так и на сборных шинах РУ, к которым подключен трансформатор. При этом отключение КЗ между трансформатором и проверяемым выключателем не относится к рассматриваемому режиму, так как в этом случае ток КЗ,

таблица параметров

30				
Параметры				$S_{30} = U_1/t_1, 30$, кВ/мкс
U_1 , кВ	$t_{1,30}$, мкс	$U_{C,30}$, кВ	$t_{2,30}$, мкс	
134	22	200	66	6
	19		57	7
	18		54	7,5
	16		48	8,5
183	30	274	90	6
	26		78	7
	24		72	7,5
	22		66	8,5
267	44	400	132	6
	38		114	7
	33		99	8
	30		90	9
385	64	580	192	6
	51		153	7,5
	43		129	9
	38		114	10

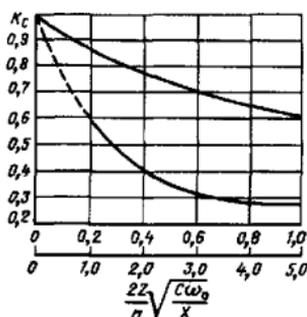


Рис. 2.36. Зависимость коэффициента K_C от параметров схемы замещения рис. 2.35, б, в

отключаемый выключателем, и скорость восстанавливающегося напряжения на его контактах не зависят от параметров трансформатора. Номинальный ток отключения воздушных выключателей на стороне ВН и СН трансформаторов (автотрансформаторов) должен превышать не менее чем в 3 раза ток КЗ, протекающий через трансформатор. Это объясняется высокой скоростью восстанавливающегося напряжения, возникающей в данном случае.

Ниже дан пример расчета скорости восстанавливающегося напряжения.

Исходные данные сети и параметры схемы замещения (рис. 2.35, а и б и рис. 2.35, в):

$$n_L = 5; n_{T(\text{ат})} = 4; X_L = 15 \text{ Ом}; X_T = 8 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ат}} = 10 \text{ Ом}; X_{\text{л,ВН}} = 0; X_{\text{л,СН}} = 50 \text{ Ом};$$

$$I_K = 20 \text{ кА.}$$

Провода ВЛ — одиночные; ВЛ короткие ($l \leq 3$ км), кабельные линии отсутствуют.

Решение. Индуктивное сопротивление (при частоте 50 Гц) схемы замещения (рис. 2.35, в) для расчета восстанавливающихся напряжений определяется по формуле

$$\begin{aligned} \frac{1}{X_L} &= \frac{1}{X_{\text{ат}}} + \frac{1}{0,8(X_T + X_T)} + \frac{1}{X_{\text{л,СН}}} = \\ &= \frac{1}{10} + \frac{1}{0,8(15+8)} + \frac{1}{50} = 0,174 \frac{1}{\text{Ом}}; \end{aligned}$$

емкостное сопротивление при этом определяется по формуле

$$\begin{aligned} \frac{1}{X_C} &= 4,5n_T + 1,5n_L \omega_0 \cdot 10^{-9} = \\ &= 4,5 \cdot 4 + 1,5 \cdot 5 \cdot 314 \cdot 10^{-9} = 2,37 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{Ом}} \end{aligned}$$

Определяем значение вспомогательного параметра A ($X_L = \omega_0 L$; $X_C = \frac{1}{\omega_0 C}$): $A =$

$$= \frac{2Z_{\text{л}}}{n} \sqrt{\frac{1}{X_L X_C}} = \frac{2 \cdot 450}{5(-2)} \sqrt{0,174 \cdot 2,37 \cdot 10^{-6}} = 0,35$$

и по верхней кривой рис. 2.36 определяем $k_C = 0,8$.

В соответствии с исходными данными и полученными значениями находим СВН:

$$\begin{aligned} S &= \sqrt{2} I_K \omega_0 \frac{Z_{\text{л}}}{n} k_C \cdot 10^{-6} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 314 \frac{450}{5-2} \cdot 0,8 \cdot 10^{-6} = 1,06 \text{ кВ/мкс.} \end{aligned}$$

Полученное значение следует сравнить с нормированными, приведенными в табл. 2.60 и 2.61.

2.24. ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

Выключатели выбирают по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ и по параметрам восстанавливающегося напряжения (см. табл. 2.60 и 2.61)

Ниже показан выбор выключателей по электродинамической стойкости и отключающей способности в соответствии с ГОСТ 687 — 78*Е на выключатели переменного тока напряжением выше 1 кВ.

Электродинамическая стойкость выключателей задается номинальным током электродинамической стойкости в виде двух значений: действующего значения периодической составляющей тока $I_{\text{дин}}$ и мгновенного амплитудного значения полного тока $I_{\text{динmax}}$.

Связь между указанными токами выражается следующим соотношением:

$$I_{\text{динmax}} = \sqrt{2} K_{\text{уд}} I_{\text{дин}} = 2,55 I_{\text{дин}},$$

где $K_{\text{уд}} = 1,8$ — ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

При проверке электродинамической стойкости выключателей ток $I_{\text{дин}}$ следует сопоставить с расчетным значением периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{п0}}$ в цепи выключателя, а ток $I_{\text{динmax}}$ — с ударным током $I_{\text{удmax}}$ в той же цепи.

Проверка по двум условиям необходима в связи с тем, что для конкретной системы в общем случае расчетное значе-

ние ударного коэффициента может быть более 1,8, как указано в ГОСТ для выключателей.

Отключающая способность выключателя по ГОСТ 687—78*Е задана тремя показателями:

номинальным током отключения $I_{0,ном}$ в виде действующего значения периодической составляющей тока КЗ;

номинальным содержанием аperiodической составляющей тока $\beta_{ном}$ %;

нормированными параметрами восстановления напряжения.

Номинальный ток отключения $I_{0,ном}$ и $\beta_{ном}$ отнесены к моменту прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя (момент времени t). Время t от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определяется по формуле

$$t = t_{зми} + t_{соб}$$

где $t_{зми} = 0,01$ с — минимальное время действия релейной защиты; $t_{соб}$ — собственное время отключения (из каталожных данных на выключатели).

Номинальные значения токов отключения выключателей заданы в каталожных данных на выключатели.

Номинальное содержание аperiodической составляющей, %, определяемое как отношение аperiodической составляющей к действующему значению периодической составляющей тока КЗ в момент прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя, находится по формуле

$$\beta_{ном} = \frac{i_a}{\sqrt{2}I_{0,п}} \cdot 100\%$$

или принимается по ГОСТ в виде кривой $\beta_{ном} = t(t)$, приведенной на рис. 2.37.

При выборе выключателей по отключающей способности необходимо рассчитать для цепи, в которой установлен выключатель, действующее значение периодической составляющей ($I_{пт}$) и аperiodическую составляющую ($i_{ат}$) тока КЗ.

В дальнейшем значение расчетного тока $I_{пт}$ следует сравнить с номинальным током

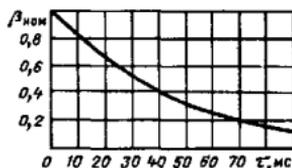


Рис. 2.37. Кривая для определения коэффициента $\beta_{ном}$

отключения выключателя $I_{0,ном}$. Расчетное содержание аperiodической составляющей тока, %, определяют ранее при расчете токов КЗ (см. § 2.19, 2.20):

$$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2}I_{пт}} \cdot 100\%$$

Для гарантии успешного отключения асимметричного тока должно быть выполнено условие $\beta \leq \beta_{ном}$.

Если $\beta > \beta_{ном}$ (доля аperiodического тока значительна), то выключатель в состоянии выполнить успешную коммутацию при условии, что для полного (асимметричного) тока

$$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{0,ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100} \right)$$

При выборе выключателей должны быть рассмотрены случаи КЗ с одной и другой стороны выключателя и следует принимать во внимание самые тяжелые режимы, при которых отключаемый выключателем ток имеет наибольшее значение, причем предполагается, что выключатель отключает поврежденный участок последним. Как исключение допускается выбор по току КЗ за реактором на реактированных линиях.

Секционные выключатели, включенные последовательно с реакторами, должны быть рассчитаны на отключение КЗ на участке между выключателем и реактором.

В соответствии с данными ГОСТ 687—78*Е коммутационная способность выключателей при отключении ими токов короткого замыкания (допускаемое для каждого полюса выключателя без осмотра и ремонта дугогасительного устройства суммарное число операций включения и отключения) составляет:

а) не менее числа операций, указанных в табл. 2.62, для выключателей с АПВ при

Т а б л и ц а 2.62. Коммутационная способность выключателей

Виды выключателей	Наименьшее допустимое число операций при токах 60—100% $I_{0,ном}$ при $I_{0,ном}$, кА				
	до 20	25 и 31,5	40	50	63 и более
Газовые	16	12	10	6	6
Масляные	10	7	6	6	6

П р и м е ч а н и е. Для электромагнитных и автогазовых выключателей допустимое число операций при токах 60—100% $I_{0,ном}$ должно устанавливаться стандартами

Таблица 2.63. Нормированные токи отключения ненагруженных линий выключателями 110–330 кВ и допустимые перенапряжения на зажимах выключателей

Номинальное напряжение выключателя (действующее значение), кВ	Наибольшее рабочее напряжение выключателя (действующее значение), кВ	Нормированный ток отключения ненагруженной линии (действующее значение), А	Наибольшее допустимое перенапряжение, кВ	
			со стороны линии	со стороны источника питания
110	126	31,5	302	251
150	172	63	417	348
220	252	125	600	400 (520*)
330	363	315	800	592

* Допускается принимать по согласованию с потребителем

Таблица 2.64. Выбор и проверка выключателей напряжением выше 1 кВ

Характеристика	Обозначение или расчетная формула
----------------	-----------------------------------

Расчетные величины установки

Номинальное междуфазное напряжение, кВ	$U_{\text{ном,уст(сети)}}$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{н,р,уст}} = 1,15 U_{\text{ном,уст}}$
Наибольший рабочий ток максимального режима, А	$I_{\text{р,н}}$
Наибольший ток форсированного режима, А	$I_{\text{р,ф}}$
Температура окружающей среды, °С:	
наибольшая	$\vartheta_{\text{max}} \leq 40$
среднесуточная	$\vartheta_{\text{ср}} \leq 35$
Высота над уровнем моря, м	Не больше 1000
Расчетные токи КЗ, кА	См. разд. 2Б

Основные условия выбора выключателя приведены ниже

Характеристика выключателя и привода

Номинальное напряжение выключателя, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,уст}} \quad (1)$
Наибольшее рабочее напряжение выключателя, кВ	$U_{\text{н,р}} \geq U_{\text{н,р,уст}} \quad (2)$
Номинальный ток при номинальных напряжениях, частоте тока и температуре окружающей среды $\vartheta_{\text{ср}} = 35^\circ\text{C}$, А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р,ф}} \geq I_{\text{р,н}} \quad (3)$
Наибольший допустимый ток при $\vartheta_{\text{ср}} = 35^\circ\text{C}$, А ($\vartheta_{\text{н}}$ — длительно допускаемая температура аппарата)	$I_{\text{р,д}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{н}} - \vartheta_{\text{ср}}}{\vartheta_{\text{н}} - 35}} \quad (4)$

Коммутационная способность выключателя

Наибольшее гарантируемое значение симметричного тока отключения выключателя $I_{\text{от}}$, кА, в момент начала расхождения дугогасительных контактов при наибольшем рабочем напряжении и прочих нормированных условиях работы выключателя	$I_{\text{от}}$
--	-----------------

Продолжение табл. 2.64

Характеристика	Обозначение или расчетная формула
Номинальный (указанный на щитке выключателя) ток отключения при нормированных условиях работы (ГОСТ 687-78* Е)	$I_{от, ном}$
Расчетный ток отключения (действующее значение полного тока КЗ, соответствующее $t_{разм, конт}$) при номинальном напряжении, кА	$I_{от, расч} \leq I_{от, ном}$
Периодическая составляющая расчетного тока КЗ, кА	$I_{пт} = I_{\infty} \leq I_{от, ном}$ (5)
Апериодическая составляющая расчетного тока КЗ, кА	$i_{ат} = I = \leq \sqrt{2} I_{от, ном} \frac{\beta_{ном}}{100}$ (6)
	$(\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} I_{от, ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100} \right)$ (7)

Примечание. Если условия (5) и (7) выполняются, а условие (6) не выполняется, выключатель выбирают по согласованию с предприятием-поставщиком.

Степень асимметрии отключаемого тока $\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} I_{пт}} \leq \beta_{ном}$ (по графику рис. 2.37)

Номинальное относительное содержание апериодической составляющей номинального тока отключения (при $\tau > 80$ мс принимают $\beta = 0$) $\beta_{ном} \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} I_{от, ном}}$ (по графику рис. 2.37)

Расчетное время размыкания дугогасительных контактов (наименьшее возможное для данного выключателя время от момента возникновения КЗ до размыкания контактов), с $t_{разм, конт}; \tau = t_{от, с} + t_{3min}$

То же, при отключении от невстроенных реле, с $\tau = t_{от, с} + 0,01$ с

Условное наименьшее время срабатывания релейной защиты при отсутствии данных, с $t_{3min} = 0,02$

Собственное время отключения выключателя с приводом, с $t_{от, с}$

Время горения дуги, с t_d

Полное время отключения выключателя с приводом (до погасания дуги), с $t_{от} = t_{от, с} + t_d$

Время действия основной релейной защиты, с t_2

Примечание. Для генераторов мощностью 60 МВ и выше и для особо ответственных линий в виде исключения следует принимать время действия резервной защиты.

Полное время продолжительности КЗ, с

При $0,15$ с $> t_{разм, конт} > 0,1$ с

Расчетный допустимый ток отключения при напряжении установки, меньшем номинального, в пределах $U_{ном}$ выключателя до $U_{ном}/K_n$, кА $I_{от, расч} \approx I' \frac{U_{ном}}{U_{ном, уст}}$

Предельный ток отключения выключателя (наибольший при различных напряжениях), кА $I_{от, пред}; I_{н, с} = K_n I_{от, ном} \geq I_{пт}$ (8)
(указывается поставщиком)

Коэффициент зависимости $I_{от, пред}$ от напряжения (для быстродействующих выключателей $K_n = 1$; для масляных выключателей без гасительных камер $K_n = 2 + 3$) K_n

Продолжение табл. 2.64

Характеристика	Обозначение или расчетная формула
Номинальная мощность отключения (трехфазная симметричная) трехполюсного выключателя, МВ·А	$S_{откл,ср}^{(3)} = \sqrt{3} I_{откл} U_{нс,ср} \cdot F S_{откл,ср}^{(3)} \quad (9)$
Коммутационная способность выключателей — допустимое число включения и отключения различных токов КЗ (в режимах с АПВ и без АПВ)	См. данные табл. 2.62
Ток включения выключателя — наибольший гарантируемый ток включения при соответствующем наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях, кА: начальное действующее значение периодической составляющей амплитуда (1,8 — ударный коэффициент)	$I_{н,в} > I_{н,в} \quad (10)$ $I_{н,в} > 1,8 / \sqrt{2} I_{н,в} \quad (11)$
Собственное время включения выключателя с приводом, с	
Стоимость выключателя при сквозных токах КЗ	
Ток термической стойкости не менее номинального тока отключения выключателя (ГОСТ 687—78* Е), кА	$I_T > I_{откл,ср}$
Время $t_{п,т}$ протекания тока I_T (для выключателей до 220 кВ 1 или 3 с; для выключателей 330 кВ 1 или 2 с)	
Наибольшее допустимое среднеквадратичное значение тока I_T за время t , большее $t_{п,т}$, но не выше 10 с, кА	$I_T = I_T \sqrt{\frac{t}{t_{п,т}}} \quad (12)$
Номинальный допустимый ток термической стойкости выключателя, кА, для номинального времени $t_{т,ном}$	$I_{т,ном} \geq \frac{I_T \sqrt{t_{п,т}}}{\sqrt{t_{т,ном}}} \quad (13)$
Тепловой импульс КЗ	$Q_k < I_{т,ном}^2 t_{т,ном}$
Номинальное время термической стойкости выключателя, к которому отнесет $I_{т,ном}$, с	$t_{т,ном}$
Приведенное расчетное время (фиктивное) при расчете по методу эквивалентного времени, с	$t_{н,р}$
Ток электродинамической стойкости (или предельный сквозной ток) выключателя, кА: действующее значение ударный	$I_{дин} > I_{н,р} > I_{н,в} \quad (14)$ $I_{дин} > 1,8 / \sqrt{2} I_{п,с} \quad (15)$

BOOKS.PROEKTANT.ORG
 БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ
 КОПИЙ КНИГ
 для проектировщиков
 и технических специалистов

токах 60—100% $I_{от,ном}$ и не менее пяти операций для выключателей без АПВ;

б) не менее числа операций, превышающего в 1,7 раза число операций по пункту «а» при токах 30—60% $I_{от,ном}$;

в) не менее 2/3 суммарного числа операций.

Допустимые токи отключения (в соответ-

ствии с ГОСТ 12450—82) выключателями 110—330 кВ ненагруженных линий и перенапряжения, возникающие на зажимах выключателя (как со стороны линии, так и со стороны источников питания), по отношению к земле не должны превышать значений, приведенных в табл. 2.63

Выключатель должен отключать нена-

грузенные фазы трехфазной линии при наличии КЗ на землю в одной или в двух фазах.

Гарантируемые значения токов отключения и включения выключателей, предназначенных для работы в сетях с изолированной нейтралью, относятся к двухполюсному КЗ и трехполюсному; для остальных выключателей — к любому виду КЗ.

Проверка выключателя по восстанавливаемому напряжению описана в § 2.23.

Выключатель удовлетворяет по параметрам восстанавливающегося напряжения, если расчетная кривая собственного восстанавливающегося напряжения цепи $U_B(t)$ проходит так, как показано на рис. 2.32. При этом пик кривой $U_B(t)$ не должен выходить за пределы нормированного значения ПВН (амплитудное значение U_C — кривая 1), а в начальной части процесса кривая $U_B(t)$ должна 1 раз пересечь линию запаздывания 2.

Условия и основные формулы для выбора выключателей приведены в табл. 2.64.

Разъединители, отделители, короткозамыкатели и заземлители. Разъединители и отделители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки (внутренняя, наружная) и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Короткозамыкатели характеризуются также номинальными токами включения. Основные условия для выбора разъединителей, отделителей, короткозамыкателей те же, что и для выключателей, согласно формулам табл. 2.64: в длительном режиме (1)–(4), при сквозных токах КЗ (12)–(15).

Выключатели нагрузки выбирают по номинальному току и напряжению и по токам отключения и включения при рабочем режиме, проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ, а выключатели нагрузки с предохранителями также на предельный ток отключения предохранителя.

Основные условия выбора выключателя нагрузки те же, что для выключателей напряжением выше 1 кВ по формулам табл. 2.69. Коммутационная способность: $I_{0,ном} \geq I_{от,расч}$; $I_{вкл,н} \geq I_{вкл,расч}$. Для выключателей с предохранителями $I_{0,ном} \geq I_{п,д}$, где $I_{п,д}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

При выборе выключателей нагрузки общего назначения следует иметь в виду, что они предназначены для коммутации преимущественно активных токов до значения номинального тока отключения, равного номинальному току выключателя нагрузки.

Кроме того, в соответствии с требованиями ГОСТ 17717–79*Е выключатели нагрузки общего назначения могут при наибольшем рабочем напряжении отключать зарядные токи кабельных линий, воздушных линий и тока (намагничивания) холостого хода трансформаторов до номинальных значений тока отключения данного эксплуатационного режима.

При этом номинальный ток отключения зарядного тока воздушных линий 2,5 А; номинальный ток отключения зарядного тока кабельных линий выбирается из следующего ряда значений: 2,5; 4; 6,3; 10 А; номинальный ток отключения холостого хода трансформатора не ниже 1 А.

Возможность и допустимость коммутирования одиночных конденсаторных батарей или коммутирование двигателей (их мощности) должны быть согласованы с заводом-изготовителем выключателя нагрузки.

Плавающие предохранители напряжением выше 1 кВ выбирают по конструктивному исполнению, номинальному напряжению и току, предельному отключаемому току и мощности, роду установки (наружная, внутренняя) и в некоторых случаях с учетом избирательной защиты линий (табл. 2.65).

Номинальное напряжение предохранителя (особенно кварцевого) должно соответствовать номинальному напряжению установки (сети). Быстродействующие предохранители с кварцевым наполнением (типа ПК) значительно ограничивают ток КЗ и приближают $\cos \phi$ к единице благодаря активному сопротивлению дуги. Поэтому при выборе их можно не учитывать аperiodическую составляющую тока КЗ, принимая $I_{от,ном}^2 \geq I_{расч}^2$. Быстрое снижение тока после плавления вставки токоограничивающего предохранителя вызывает перенапряжение в цепи, которое зависит от индуктивности цепи и устройства предохранителя, в частности от длины плавкой вставки. Конструкция предохранителей типа ПК позволяет снизить кратность перенапряжений до допустимых пределов ($2-2,5U_{ф}$) расчетной кратности внутренних перенапряжений.

Номинальный ток плавкой вставки следует выбирать так, чтобы она не расплавилась при максимальном токе форсированного режима и переходных процессах. При последовательном включении нескольких предохранителей или выключателей с релейной защитой и предохранителей необходимо обеспечить избирательность их действия при КЗ.

Токоограничивающие реакторы выбирают по номинальным значениям тока, напря-

Таблица 2.65. Выбор и проверка предохранителей напряжением выше 1 кВ

Характеристика	Обозначение и формула
В длительном режиме	
Длительно допустимая температура нагрева частей предохранителя в продолжительном режиме $\vartheta_{н, \text{°C}}$:	(1) – (4) габл. 2.64
токоведущих частей, находящихся вне патрона, при $I_{р,д} = I_{н, \text{вст}}$	105
наиболее нагретой точки внешней поверхности керамического патрона при $I_{р,д} = I_{н, \text{вст}}$	105
то же, патрона из органического материала при $I_{р,д} = 1,3I_{н, \text{вст}}$	100
При сквозных токах КЗ	
Наименьший отключаемый ток предохранителя (наименьший симметричный ток)	$I''_{от, \text{мин}} \geq I_{р, \text{ф}} \geq I_{р, \text{ном}}$
Номинальный (предельный) ток отключения предохранителя – наибольшее действующее значение тока КЗ в момент КЗ или через 0.01 с после начала КЗ:	
симметричный	$I''_{от, \text{ном}} \geq I''_{\text{расч}} = I_{\text{ожид}}$
с учетом аperiodической составляющей для быстродействующих предохранителей типа ПК:	$I_{от, \text{у}} \geq 1,52I'' \geq I_{\text{у, расч}}$
симметричный	
мгновенный сквозной	$I_{от, \text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
предельная симметричная трехфазная	$I_{\text{свк}} \geq I_{\text{у, ожид}}$
мощности отключения, МВ·А	$S_{от} \geq S_{от, \text{расч}} = \sqrt{3}U_{\text{ном, уст}}I_{\text{расч}}$
По условию избирательности действия $I_{\text{ожид}}$:	См. разд. 2 Н
$i_{\text{у, ожид}}$ – ожидаемые токи КЗ без учета токоограничивающего действия предохранителя	

жения и индуктивного сопротивления, проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ согласно табл. 2.65. Выбор параметров реакторов и техникоэкономическое обоснование применения их для ограничения токов КЗ в распределительной сети производят при разработке схемы электроснабжения промышленного предприятия. Оптимальное значение расчетного тока КЗ следует определять с учетом экономического фактора (минимум затрат на электрооборудование и проводники) и обеспечения необходимого качества электроэнергии (ограничения отклонений и колебаний напряжения при резкопеременных толковых нагрузках). Как правило, ток КЗ в сетях промышленных предприятий должен позволять применение КРУ серийного производства [2.11].

В зависимости от места установки в

схемах РУ реакторы разделяются на линейные, групповые и секционные. Линейные реакторы рекомендуется устанавливать после выключателя, со стороны линии, причем отключающая способность выключателя выбирается по мощности КЗ, ограниченной реактором.

Для ограничения колебания напряжения у потребителей потеря напряжения в линейном реакторе в нормальном режиме должна быть не более 5% номинального напряжения. Поэтому номинальное реактивное сопротивление x_p линейных реакторов принимают 5–8%, секционных 8–10% и в виде исключения 12%. Применение линейных реакторов с x_p меньшим 3% или большим 8%, экономически нецелесообразно. В целях уменьшения потерь электроэнергии, габаритов РУ и капитальных затрат рекомендуется приме-

Таблица 2 66 Выбор и проверка токоограничивающих реакторов

Характеристика и величина	Обозначение и формула
В длительном режиме При сквозных токах КЗ Для двоянного реактора ток электродинамической стойкости, кА при протекании тока КЗ по одной ветви реактора или по двум ветвям в согласном направлении при протекании тока КЗ по двум ветвям в противоположных направлениях	(1) — (4) табл. 2 64 (12) — (15) табл. 2 64 $i_{дин} \geq i_y$ $I_{дин, пр} \approx 0,35 I_{дин}$
Характеристики одинарных реакторов	
Номинальный коэффициент самоиндукции (индуктивность), мГн	L
Номинальное индуктивное сопротивление, Ом ($U_{ном}$ — номинальное напряжение реактора, кВ, $I_{ном}$ — номинальный ток реактора, А)	$x_p = x_{ном, p} = \omega L 10^{-3} = \frac{x_p \% U_{ном} - 10}{\sqrt{3} I_{ном}}$
Номинальное индуктивное сопротивление, % $U_{ном}$	$x_p \% = \frac{x_p I_{ном} \sqrt{3}}{10 U_{ном}}$
Пример. РБ-10-400-0,35, $x_p = 0,35$ Ом; $U_{ном} = 10$ кВ	$x_p \% = \frac{400 \cdot 0,35 \sqrt{3}}{10 \cdot 10} = 2,4 \%$
Потери напряжения в реакторе в нормальном режиме, % $U_{ном}$ Коэффициент загрузки реактора Угол сдвига фаз между током и фазным напряжением за реактором	$\Delta U \% = \frac{I_{p, н}}{I_{ном}} x_p \% \sin \varphi$ $I_{p, н} / I_{ном}$ φ
Остаточное напряжение на сборных шинах подстанции при КЗ за реактором на отходящей линии, %	$U_{ост} \% = \frac{U}{U_{ном}} 100 = x_p \% \frac{I_{к1}}{I_{ном}} =$ $= \frac{100 x_p \%}{x_3 \% + x_p \%} \geq 0,6 U_{ном, уст}$
Ток трехфазного КЗ за реактором, соответствующий действительному времени отключения КЗ и минимальному количеству включенных генераторов, А	$I_{к1} = \frac{100 U_{ном}}{x_3 \% + x_p \%}$
Эквивалентное сопротивление сети до реактора, отнесенное к номинальной проходной мощности реактора	$x_c \% = x_c \%$
Необходимое индуктивное сопротивление реактора при заданном остаточном напряжении, %	$x_p \% = U_{ост} \% \frac{I_{ном}}{I_k}$
Пример. Даны $U_{ост} = 0,6 U_{ном, уст}$, $I_{к1} = 8$ кА, $I_{ном, реакт} = 400$ А	
Необходимое индуктивное сопротивление, %	$x_p \% = 60 \frac{0,4}{8} = 3 \%$
Необходимое индуктивное сопротивление реактора по заданному наибольшему допустимому току КЗ за реактором при напряжении сети $U_{ном с}$, %	$x_p \% = 100 I_{ном} \left(\frac{1}{I_{к1}} - \frac{1}{I_c} \right) \frac{U_{н. с}}{U_{ном}}$

Продолжение табл. 2.66

Характеристика и величина	Обозначение и формула
Эффективное значение периодической составляющей тока КЗ до реактора, кА	I_c''
Заданное значение тока КЗ, ограниченное реактором и соответствующее действительному времени отключения при максимальном числе включенных генераторов, кА	I_{K1}
При наличии данных расчета тока КЗ (см. разд. 2Б)	
Необходимое индуктивное сопротивление реактора, приведенное к базисным условиям, %	$x_p \% = x_{p,6} \frac{I_n U_6}{I_6 U_{ном}}$
Базисный ток системы, кА ($S_6, \text{МВ} \cdot \text{А}; U_6, \text{кВ}$)	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6}$
Относительное сопротивление реактора, относенное к I_6 и U_6	$x_{p,6} = x_{p,рез} - x_{*\Sigma}$
Относительное сопротивление реактора, относенное к номинальным значениям напряжения и тока	$x_{p,ном} = \frac{I_{ном} x_c \sqrt{3}}{U_{ном}}$
Результирующее сопротивление всей цепи КЗ	$x_{p,рез} = \frac{I_6}{I_{K1}} \approx \frac{I_6}{I''}$
Суммарное сопротивление цепи до точки КЗ без реактора	$x_{*\Sigma}$
Если задана номинальная мощность отключения выключателя $S_{ном,от}$ (или ток отключения $I_{ном,от}$ линии), то необходимое индуктивное сопротивление реактора определяют из условия	$S_{ном,от} \geq S''; I_{ном,от} \geq I_{K1} \approx I''$
Пример. Даны $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_6 = 10,5 \text{ кВ}; x_* = 0,45$; предусмотрена установка выключателя ВНБ-10; $I_{ном,от} = 5,8 \text{ кА}; I_{ном,reak} = 630 \text{ А}$.	
Решение.	
$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$	
$x_{p,рез} = \frac{5,5}{5,8} = 0,95;$	
$x_{p,6} = 0,95 - 0,45 = 0,5;$	
$x_p \% = 0,5 \frac{0,63}{5,5} \cdot 100 = 5,8 \%$	
Этим данным соответствует реактор РБ-10-630-0,56	
Номинальные потери мощности в одной фазе реактора, кВт	$P_a = I_{ном}^2 r \cdot 10^{-3}$
Активное сопротивление реактора при средней температуре обмотки 75°C . Ом	r
Добротность реактора	x_p/r
Номинальная проходимая мощность (пропускная способность в рабочем режиме) трехфазного комплекта реактора. кВт·А	$S = \sqrt{3} U_{ном} I_{ном} \cdot 10^{-3}$
Реактивная мощность одной фазы реактора, квар	$Q = I_{ном}^2 x_p \cdot 10^{-3}$

Продолжение табл. 2.66

Характеристика и величина	Обозначение и формула
Характеристика двоянных реакторов	
Коэффициент самоиндукции (индуктивность) каждой ветви (половины) реактора при отсутствии тока в другой, мГн	$L_{0,5} = L/2$
То же, эквивалентный с учетом влияния взаимной индукции обеих ветвей при одинаковых встречно направленных токах в обеих ветвях, мГн	$L_{0,5н}$
Коэффициент самоиндукции всего реактора при одинаковых согласно направленных токах в обеих ветвях, мГн	L
Коэффициент взаимной индукции обеих ветвей (взаимная индуктивность), мГн	$M = \frac{L}{2} - L_{0,5н}$
Коэффициент магнитной связи обеих ветвей	$K = K_{св} = \frac{M}{L_{0,5}}$
Номинальное индуктивное сопротивление, %	$x_p \% = \frac{\sqrt{3} I_{ном} x_{0,5}}{10 U_{ном}}$
Индуктивное сопротивление каждой ветви при отсутствии тока в другой. Ом	$x_{0,5} = x_n = \omega L_{0,5} \cdot 10^{-3}$
Напряжение на выводах двоянного реактора при КЗ на одном крайнем выводе 2 кВ (см табл. 2.41): на стороне питания на выводе 2 на выводе 1	$U = U_k = \sqrt{3} x_n I_k$ $U_2 = 0$ $\Delta U_1 = \sqrt{3} I_k x_n (1 + K)$
При $U_{ном} = U_{ном,уст}$	$\Delta U_1 \% = x_n \% (1 + K) \frac{I_k}{I_{ном}}$
Ток, протекающий через реактор, А	I_k
Пример. $x_n = x_{0,5} = 8\%$; $K = K_{св} = 0,5$; $I_{ном} = 750$ А; $I_k = 8$ кА	$\Delta U_1 \% = 8(1 + 0,5) \frac{8}{0,75} = 128\%$

нять двоянные реакторы вместо одинарных.

В расчетах колебания напряжения на сборных шинах, питающихся через двоянные реакторы, следует учитывать суточные колебания нагрузки и неодинаковое распределение нагрузки между секциями. Поэтому номинальный ток одной ветви реактора принимают не менее 0,7 суммарного тока обеих ветвей. Недостатком двоянного реактора является повышение напряжения на неповрежденной ветви при КЗ на стороне другой ветви.

Трансформаторы тока (ТТ) выбирают по $U_{ном}$, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ (табл. 2.67).

Номинальный первичный ток выбирается с учетом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и форсированного режима линий, в которые включается ТТ.

Класс точности ТТ выбирается соответственно необходимой точности измерения: для измерительных приборов класса точности 1 и 1,5 — ТТ класса 0,5; для приборов класса 2,5 — ТТ класса 1; для расчетных счетчиков — ТТ класса 0,5. Классы точности, установленные ГОСТ 7746—78*Е, и допустимые погрешности ТТ см. [2.22 и 2.27].

Завышение коэффициента трансформации n , ТТ, питающих расчетные счетчики, не допускается, так как при этом искажаются показания счетчиков при малых нагрузках. Коэффициент считается завышен-

ным, если при 25% номинальной нагрузки линии или силового трансформатора ток во вторичной обмотке менее 0,5 А. В соответствии с ПУЭ допускается применение ТТ с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке — не менее 5%.

Трансформаторы тока, питающие токовые цепи устройств релейной защиты от КЗ, должны удовлетворять условию полной погрешности. При погрешности $\varepsilon = 10\%$ ТТ работает у точки перегиба характеристики намагничивания (начала насыщения). Ток, соответствующий этой точке, называется током насыщения $I_{нас}$, а его кратность к номинальному току — кратностью насыщения $m_{нас}$ или предельной кратностью K_{10} . Выбранные ТТ проверяют на точность работы, составляя расчетную нагрузку z_2 с допустимой $z_{2доп}$. Определяют максимальную кратность $m_{расч}$ и по кривым предельной кратности или по 10%-ным кривым находят $z_{2доп}$ с учетом сопротивления проводов, реле и приборов и схемы их соединения. Подробные методы определения $z_{2доп}$ изложены в [2.22 и 2.23].

Методы расчета допустимой нагрузки ТТ по условию 10%-ной погрешности пригодны для установившегося режима. В переходном режиме вследствие влияния апериодической составляющей тока КЗ резко увеличивается намагничивающий ток и полная погрешность ТТ доходит до 70–80%. Способ ориентировочной проверки надежной работы токовых реле при больших погрешностях ТТ изложен в [2.22].

Максимальная кратность вторичного тока n , которая может быть во вторичной обмотке при номинальной нагрузке $z_{2ном}$ соответствует максимальному вторичному току $I_{2max} = nI_{2ном}$. По значению I_{2max} проверяют надежность работы токовых защит и измерительных приборов при больших токах КЗ.

При большом удалении присоединяемых приборов и реле применяют ТТ с $I_{2ном} = 1$ А. Допустимую нагрузку одноамперных ТТ следует проверять также по условию допустимого напряжения во вторичной обмотке при сквозных токах КЗ и допустимой погрешности. Допустимые вторичные нагрузки ТТ в одном и том же классе точности при последовательном соединении вторичных обмоток увеличивают вдвое, а при

параллельном соединении уменьшают вдвое. Последовательно можно включать и разные ТТ (например, классов Р и 0,5 и т. п.) при условии одинаковых коэффициентов трансформации [2.22]. Встроенные во втулки выключателей ТТ с номинальным первичным током 50, 75, 100 и вторичным током 2,5 А могут включаться только параллельно для получения вторичного тока 5 А. Внутренние и внешние параметры соединяемых параллельно ТТ должны быть одинаковы.

Трансформаторы напряжения (ТН) для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению (табл. 2.68).

В уточненных расчетах определение нагрузки ТН ведется по наиболее нагруженной фазе ТН (по которой проходит наибольший ток). Потребляемые мощности (нагрузки от приборов и реле) выражаются в вольт-амперах. Суммирование нагрузок в практических расчетах производится арифметически без учета коэффициентов мощности отдельных нагрузок (за исключением отдельных случаев, когда $S_{расч} > S_{ном}$ ТН); неравномерность нагрузок по фазам учитывается приближенно в зависимости от схемы соединения. Все нагрузки, включенные на междуфазные напряжения, приводятся к напряжению 100 В, а включенные на фазные напряжения — к напряжению $100/\sqrt{3}$ [2.24].

Классы точности характеризуются наибольшими допускаемыми ГОСТ погрешностями напряжения при условии, что вторичная нагрузка может изменяться в пределах $(0,25 - 1) S_{ном}$ при $\cos \varphi = 0,8$, при первичном напряжении $U_{1ном} \pm 10\%$, частоте 50 Гц. Для ТН установлены четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1; 3. Цифра означает предельно допустимую погрешность по напряжению в процентах.

ТН класса 0,2 применяют для питания расчетных счетчиков, устанавливаемых на генераторах и межсистемных линиях электропередачи; ТН класса 0,5 — для питания расчетных счетчиков других присоединений и измерительных приборов классов 1 и 1,5; ТН класса 1 — для указательных приборов класса 2,5; ТН класса 3 — для релейной защиты.

Наиболее употребительные схемы соединения ТН и выбор сечения проводов вторичных цепей ТН см. [2.24].

Шины, провода, кабели и изоляторы электроустановок напряжением 1–220 кВ. Сечения шин, проводов и кабелей электроустановок выбирают (табл. 2.69–2.72 и

Таблица 2.67. Выбор и проверка трансформаторов тока

Характеристика	Обозначение и формула
По номинальным значениям напряжения и тока	(1) — (4) табл. 2.64
По классу точности	(1), (7) данной таблицы
По стойкости к токам КЗ	(12), (15) табл. 2.64 и (12), (13) данной таблицы

Примечание. Дополнительные условия для выбора ТТ для релейной защиты см разд 2Н

Выбор по классу точности

Класс точности	По допустимой погрешности
Номинальная вторичная мощность ТТ, В·А	$S_{2ном} = I_{2ном}^2 z_{2ном} \geq S_2$
Номинальная вторичная нагрузка (значение вторичной нагрузки с $\cos\phi = 0,8$, при котором гарантируется класс точности и предельная кратность), Ом	$z_{2ном} \geq z_2 \approx r_2$ (1)
Расчетная потребляемая мощность (нагрузка) во внешней вторичной цепи, В·А	$S_2 = I_{2ном}^2 z_2 \approx P_2 = \sum S_{приб} + I_{2ном}^2 (r_{пр} + r_{конт})$ (2)
Расчетная нагрузка наиболее нагруженного ТТ (последовательно включенные обмотки приборов и реле, провода и контакты), Ом	$z_2 \approx r_{пр} + r_{пр} + r_{конт}$ (3)
Мощности, потребляемые измерительными приборами	$S_{пр} и$
Расчетное сопротивление, Ом: контактов	$r_{конт} \approx 0,1$
проводов	$r_{пр} = z_{2ном} - (r_{пр} + 0,1)$
Наименьшее допустимое сечение проводов по условию погрешности, мм ²	$s = \frac{I_p}{\gamma r_{пр}}$ (4)
То же, по условию механической прочности мм ² :	
медных	1,5 (2,5)
алюминиевых	2,5 (4)
Удельная проводимость проводов γ , м/(Ом·мм ²):	(в скобках — для счетчиков)
медных	57
алюминиевых	35
Расчетная длина проводов, м	l_p
Номинальный коэффициент трансформации ТТ	$n_{ном} = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} \approx n_B$
Коэффициент трансформации (ω_1 ; ω_2 — число витков первичной и вторичной обмотки)	$n_B = \frac{\omega_2}{\omega_1}$
Токовая погрешность ТТ — арифметическая разность между действительным вторичным током I_2 и приведенным ко вторичной обмотке действительным первичным током I_1	$\Delta I = I_2 - I_1 = I_2 - I_1/n_{ном}$
Токовая относительная погрешность — отношение действующего значения токовой погрешности ΔI к действующему значению приведенного первичного тока I_1 , % ($I_1 \omega_1$; $I_2 \omega_2$ — намагничивающие силы первичной и вторичной обмоток)	$d_I = \frac{\Delta I}{I_1} 100 = \frac{I_2 \omega_2 - I_1 \omega_1}{I_1 \omega_1} 100$ (5)

Продолжение табл. 2.67

Характеристика	Обозначение и формула
Действительный вторичный ток I_2 без учета погрешностей (при малом намагничивающем токе $I_0 = 0,5 \pm 3\%$ расчетного тока $I_1 < I_{1\text{ном}}$), А	$I_2 = I_1/n_{\text{ном}}$ (6)
Примечание. При больших кратностях первичного тока, особенно при насыщении магнитопровода, I_2 определяется с учетом погрешностей: $I_2 = (-I_1 + I_0) \frac{\omega_1}{\omega_2}$	
Вектор I_2 сдвинут на 180° относительно I_1 При положительной токовой погрешности $I_2 > I_1/n_{\text{н}}$, при отрицательной $I_2 < I_1/n_{\text{н}}$ Угловая погрешность ТТ (угол между вектором первичного тока и повернутым на 180° вектором вторичного тока)	δ
Примечание. δ положительна, если вектор I_2 , повернутый на 180° , опережает вектор I_1	
Полная относительная погрешность ТТ, % [(в условиях установившегося режима — действующее значение разности между произведением коэффициентов трансформации на мгновенное значение вторичного тока i_2 и мгновенным значением первичного тока i_1); T — длительность периода тока]	$\varepsilon = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (n_2 i_2 - i_1) dt}$
При наличии кривой намагничивания $B_{\text{max}} = f(I)$ — (зависимость максимального значения индукции B_{max} , Тл, от действующего значения напряженности магнитного поля, Н, А/см) ε , % ($\sigma\omega_0$ — удельная намагничивающая сила, А/см; l — средняя длина магнитного пути, см)	$\varepsilon = \frac{\sigma\omega_0 l}{K_{10} I_{\text{ном}}^2} 100 \leq 10\%$
Предельная кратность ТТ (кратность насыщения) — наибольшее отношение первичного тока к его номинальному значению, при котором полная погрешность при заданной вторичной нагрузке не превышает 10%	$K_{10} = I_{\text{нас}}/I_{1\text{ном}} = m_{\text{нас}}$ (7)
Примечание. При расчете по вольт-амперной характеристике $U_{\text{ср}} = f(I_0)$, где I_0 — действующее значение намагничивающего тока, А, соответствующее наибольшему напряжению $U_{\text{пр}}$, В, по вольт-амперной характеристике, l , 11 — коэффициент формы:	
$K_{10} = \frac{1,11 U_{\text{пр}}}{z_2 I_{2\text{ном}}}$;	$\varepsilon = \frac{100 I_0}{I_{2\text{ном}} K_{10}} 10\%$
Номинальная предельная кратность ТТ, гарантируемая при номинальной вторичной нагрузке, кратность, при которой ε не более 10%	$K_{10\text{ном}} = \frac{I_{1\text{max}}}{I_{1\text{ном}}} > m_{\text{расч}}$ (8)
Расчетная кратность ТТ, при которой требуется обеспечить допустимую погрешность ТТ Наибольший расчетный первичный ток установившегося режима, при котором требуется точная работа ТТ, А	$m_{\text{расч}} = \frac{K_{\text{н}} I_{1\text{расч}}}{d I_{1\text{ном}}}$ (9)

Продолжение табл. 2.67

Характеристика	Обозначение и формула
Коэффициент аperiodичности, учитывающий влияние аperiodического тока в переходном режиме [2.22]	K_a
Коэффициент, учитывающий отклонение действительной характеристики намагничивания ТТ от тиловой	$d = 0,8 \times 0,9$
Допустимая вторичная нагрузка ТТ при 10%-ной погрешности (сопротивление вторичной обмотки $z_{обм} \approx 0$), Ом (определяется по кривым предельной кратности); в случае отсутствия кривых $z_{2доп} = z_{2ном} K_{10}/m_{расч}$	$z_{2доп} = z_{обм} + z_{нагр} \approx z_{2нагр} \quad (10)$
Максимально возможная кратность вторичного тока при номинальной нагрузке $z_{2ном}$	$n = \frac{I_{2max}}{I_{2ном}} \quad (11)$
То же, при нагрузке $z_2 = z_{2ном}$	$n_1 = n \frac{z_{2г} + z_{2ном}}{z_{2г} + z_2}$
Наибольший возможный ток во вторичной обмотке при z_2 , А	$I_{2max} = n_1 I_{2ном}$
Полное электрическое сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом	$z_{2г} = \beta = \sqrt{r_{2г}^2 + x_{2г}^2}$ (по каталожным данным)

Выбор и проверка по стойкости к токам КЗ

Ток электродинамической стойкости ТТ (амплитуда), кА	$i_{дин} = \sqrt{2} I_{1ном} K_{дин} \geq i_y \quad (12)$
Допустимая кратность первичного тока (внутренняя электродинамическая стойкость)	$K_{дин}$ (по каталогу)
Допустимый ударный ток КЗ по внешней электродинамической стойкости, кА	$i_{дин} = 10,62 \sqrt{\frac{F_{дин} a}{l}} \quad (13)$
Допустимое усилие на головках изоляторов (выводах) ТТ, Н	$F_{дин} \geq 0,088 i_y^2 l / a$
Расстояние между фазами, см	a
Расстояние от ТТ до ближайшего опорного изолятора, см	l

Таблица 2.68. Выбор и проверка трансформаторов напряжения (ТН)

Характеристика аппарата	Обозначение и формула
Номинальное напряжение первичной обмотки Класс точности соответственно классу точности присоединяемых измерительных приборов (ΔU , $\Delta U_{\text{доп}}$ — расчетная и наибольшая допустимая погрешности напряжения по ГОСТ 1983—77*Е)	$U_{1\text{ном}} = U_{\text{ном, уст(сетн)}} \quad (1)$
Расчетная погрешность напряжения (или коэффициента трансформации) ТН, %; U_1 , $U_{1\text{ном}}$, U_2 , $U_{2\text{ном}}$ — действительные и номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток;	$\Delta U = \frac{n_{\text{ном}} U_2 - U_1}{U_1} 100$
$n_{\text{ном}}$ — номинальный коэффициент трансформации, $n_{\text{ном}} = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}}$	
При $n_{\text{ном}} U_2 > U_1$ погрешность положительна, при $n_{\text{ном}} U_2 < U_1$ — отрицательна	
Угловая погрешность (угол δ между вектором первичного напряжения U_1 и повернутым на 180° вектором вторичного напряжения U_2)	$\delta \approx \text{tg } \delta$ (так как угол δ очень мал)
Номинальная мощность ТН в требуемом классе точности, В·А	$S_{\text{ТН}} = S_{\text{ном}}$
Расчетная нагрузка вторичной обмотки наиболее нагруженной фазы, В·А	$S_{\text{расч}}$
В ориентировочных расчетах принимают номинальную мощность группы ТН	$S_{\text{гр}} \geq S_{\text{расч}} \sum (S_{\text{приб}} + S_{\text{реле}})$ (без учета их схем включения и $\cos \phi$)
В отдельных случаях, когда $S_{\text{расч}} > S_{\text{гр}}$, во избежание необоснованного завышения мощности ТН следует учитывать $\cos \phi$ нагрузки, считая по формуле, где $\sum P_2$, $\sum Q_2$ — сумма активных и реактивных нагрузок [2.27] Если погрешность ТН не имеет значения для работы приборов и реле, то принимают $S_{\text{max}} \geq S_{\text{расч}}$, где S_{max} — максимально допустимая мощность ТН по условию нагрева	$S_{\text{расч}} = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2}$
При условии постоянства сопротивления прибора (реле) при напряжении U и $U_{\text{расч}}$ пересчет с другого напряжения на расчетное [$S_{\text{расч}}$ — потребление мощности при расчетном (линейном или фазном) напряжении $U_{\text{расч}}$, $S_{\text{и}}$ — потребление мощности при напряжении U]	$S_{\text{расч}} = \left(\frac{U_{\text{расч}}}{U} \right)^2 S_{\text{и}}$
Если известно только сопротивление реле (прибора)	$S_{\text{расч}} = U_{\text{расч}}^2 / z$
При отклонении напряжения не более $\pm 10\%$ $U_{1\text{ном}}$ номинальную мощность ТН следует принимать, В·А	$S_{1\text{ном}} = S_{\text{ном}} (U_1 / U_{1\text{ном}})^2$
Соответствующую номинальную вторичную нагрузку, Ом	$z_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{ном}}}{I_{1\text{ном}}}$

Таблица 2.69. Выбор и проверка проводников

Характеристика	Обозначение и формула
Проверка проводников на термическую стойкость при КЗ	
Расчет нагрева током КЗ как одиночных, как и пучка из двух и более параллельных проводников (при КЗ непосредственно за пуском) следует выполнять:	См. табл. 2.64
А. Без учета теплоотдачи в окружающую среду: для голых проводов и шин для изолированных проводов и кабелей, если то же, при АПВ, если	Во всех случаях $t_{\text{к}} = t_{\text{отк}} < t_{\text{кр}} \quad (1)$
Критическая длительность КЗ, с, при которой пренебрежение теплоотдачей в изоляцию дает погрешность 5% в значении превышения конечной температуры проводника над начальной	$t_{\text{АПВ}} < t_{\text{кр}} \quad (2)$ $t_{\text{кр}}$
Примечание. Для кабелей сечением s , мм ² , с бумажной пропитанной или поливинилхлоридной изоляцией $t_{\text{кр}}, \text{с}$ с алюминиевыми жилами $0,65s \cdot 10^{-2}$ с медными жилами $1,22s \cdot 10^{-2}$	
Время полного цикла АПВ, включая время бестоковой паузы, с	$t_{\text{АПВ}}; t_{\Sigma}$
Б. С учетом влияния теплоемкости пропиточной массы для кабелей с многопроволочными жилами и вязкой пропиткой, которая замедляет повышение температуры	Учтено при построении кривых (рис. 2.35) для определения температуры нагрева проводников при КЗ, а также введением поправочного коэффициента K (табл. 2.70)
В. С учетом теплового спада тока КЗ для всех проводников, если соотношение сопротивлений (рис. 2.38) (r_0 — активное сопротивление проводника при 0°C, Ом; x_{Σ} — суммарное индуктивное сопротивление цепи КЗ, Ом)	$a_0 = \frac{r_0}{x_{\Sigma}} \geq 0,2 \quad (3)$
Активное сопротивление токопроводящих жил кабеля постоянному току при температуре t , °C, Ом/км (ρ_{20} — удельное сопротивление при температуре 20°C с учетом надбавки на скрутку и нагартовку — для медных жил 0,0184; для алюминиевых 0,03125; для s — сечение жилы, мм ² ; α — температурный коэффициент, равный 0,004 для медных и алюминиевых жил)	$Rt = \frac{\rho_{20}}{s} [1 + \alpha(t - 20)]$
Максимальная допустимая температура проводника при КЗ (табл. 2.72), °C	$\vartheta_{\text{max}} = \vartheta_{\text{к}}$
Начальная расчетная температура проводника до КЗ, соответствующая нормальному продолжительному режиму работы без учета возможных перегрузок и форсировок, °C ($I_{\text{р,н}}$ — рабочий ток нормального режима, А; $I_{\text{р,д}}$ — допустимый длительный ток, А; $\vartheta_0 = \vartheta_{\text{ср}}$ — температура окружающей среды, °C; $\vartheta_{0,\text{ном}}$ — температура окружающей среды,	$\vartheta_{\text{к}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{доп,дл}} - \vartheta_{0,\text{ном}})(I_{\text{р,н}}/I_{\text{р,д}}) \quad (4)$

Продолжение табл. 2.69

Характеристика	Обозначение и формула
принятая за номинальную при нормировании $I_{р,д}$, °C; $\vartheta_{доп,дл}$ — длительно допустимая температура проводника, °C Конечная температура проводника при кратковременном нагреве током КЗ без учета теплоотдачи в изоляцию, °C	$\vartheta_{к,а}$
Примечание Температуры ϑ_n и $\vartheta_{к,а}$ определяют по кривым рис. 2.38, для чего следует определить d_0 по формуле (3), найти значение тепловой функции f_n , соответствующее ϑ_n , и подсчитать значение функции	$f_k = f_n + K \frac{B_k}{2},$
где B_k — полный тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$ (см. § 2.23); s — фактическое сечение проводника, mm^2 ; K — см. табл. 2.70.	
Если $d_0 < 0,2$, то функцию f_n и температуру ϑ_k определяют по кривой $d_0 = 0$, если $0,2 -$ по кривой, соответствующей найденному значению d_0 ; в выражение функции f_k подставляют значение B_k , вычисленное при t_0 .	
Конечная температура проводника при КЗ с учетом теплоотдачи в изоляцию, °C	$\vartheta_k = \vartheta_n + (\vartheta_{к,а} - \vartheta_n) \eta$
Коэффициент, учитывающий снижение температуры проводника вследствие теплоотдачи в изоляцию, зависящий от материала и сечения проводника, вида изоляции и длительности КЗ (при АПВ коэффициент η следует брать по полному времени цикла, включая время бестоковой паузы)	η (определяется по кривым рис. 2.39)
Минимальное термически стойкое сечение проводника, mm^2	$s_r = s_{min} = \sqrt{\frac{KB_k}{f_k - f_n}} \quad (5)$
Примечание Величины f_k и f_n определяют по кривой рис. 2.38 при $d_0 = 0$, исходя из кратковременно допускаемой при КЗ и длительно допускаемой температуры для данного проводника; B_k — тепловой импульс, $A^2 \cdot c$.	
В приближенных расчетах	$s_r = \sqrt{\frac{B_k}{A_k - A_n}} = \sqrt{\frac{B_k}{C}} \approx \frac{I_{cc} \sqrt{t_n}}{C}, \quad (6)$
где A_n и A_k — тепловые функции, соответствующие начальной и конечной температуре проводника при КЗ, $A^2 \cdot c/mm^2$, определяются по кривой рис. 2.40; C — тепловая функция при номинальных	
условиях (табл. 2.72)	$C = A_k - A_n \sqrt{\frac{B_k}{S_T}} \quad (6a)$
Допустимый номинальный ток по условию термической стойкости проводника при КЗ, кА $[t_n = t_{nv} + t_{nd}$ — приведенное (фиктивное) время длительности КЗ (при $f_k > 1$), с; t_{nv} и t_{nd} — приведенное время соответственно для периодической и аperiodической составляющих тока КЗ (при $f_k > 1$ с величину $t_{н,а}$ можно не учитывать)]	$I_{1,ном} = \sqrt{\frac{B_k}{t_n}} = \frac{S_T C}{\sqrt{t_n}} \quad (7)$

Продолжение табл. 2.69

Характеристика	Обозначение и формула
Проверка проводников на электродинамическую стойкость при трехфазных КЗ	
<p>Наибольшая статическая сила, действующая на среднюю фазу (находящуюся в наиболее тяжелых условиях) трех параллельных проводников, расположенных в одной плоскости, при взаимодействии между фазами при трехфазном КЗ (без учета механического резонанса), Н ($i_y^{(3)}$ — ударный ток трехфазного КЗ, А; l — длина пролета шин, м; a_1 — расстояние между осями шин смежных фаз, м)</p>	$F^{(3)} = 2,04 \frac{\sqrt{3}}{2} i_y^{(3)2} \frac{l}{a_1} 10^{-7} =$ $= 1,76 i_y^{(3)2} \frac{l}{a_1} 10^{-7} = f^{(3)} l \cdot 10^{-7} \quad (8)$
<p>Сила взаимодействия между фазами на 1 м длины (без учета механического резонанса), Н/м</p>	$F^{(3)} = 1,76 \frac{i_y^{(3)2}}{a_1} 10^{-7} \quad (9)$
<p>То же, с учетом механического резонанса, Н/м [η_σ — коэффициент механического резонанса или динамический коэффициент напряжения (рис. 2.41) в материале шины]</p>	$f_d^{(3)} = f^{(3)} \eta_\sigma \quad (10)$
<p>Сила взаимодействия между полосами составной шины одной фазы, состоящей из двух полос, на 1 м длины, Н/м</p>	$f_n = 0,26 K_\Phi \frac{i_y^{(3)2}}{b} 10^{-7} = \frac{\delta}{b} i_y^{(3)2} \cdot 10^{-7} \quad (11)$
<p>То же, шины из трех полос, Н/м</p>	$f_n = 0,082 \frac{K_\Phi 1-2 + K_\Phi 1-3}{b} i_y^{(3)2} \cdot 10^{-7} =$ $= \frac{\delta}{b} i_y^{(3)2} \cdot 10^{-7} \quad (12)$
<p>Коэффициент формы, зависящий от формы сечения проводников и их взаимного расположения</p>	K_Φ (рис. 2.42, б)
<p>То же, для двух- и трехполосных шин, если расстояние между осями полос составной шины равно двойной толщине полосы ($a_1 = 2b$)</p>	δ (рис. 2.42, а)
<p>Допустимое напряжение в материале шин (табл. 2.72)</p>	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
<p>Частота собственных колебаний шин, расположенных в одной плоскости, любой формы сечения, из любых металлов, Гц (l — длина пролета шины, м; E — модуль упругости материала шины, Па (табл. 2.73); J — момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению колебаний, м⁴; m — масса шины на единицу длины, кг/м [2.18])</p>	$v = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \quad (13)$
Однополосные шины	
<p>Максимальное расчетное напряжение в материале шин любой формы сечения, расположенных в одной плоскости, параллельных друг другу, с одинаковыми расстояниями между фазами, при частоте $v \geq 200$ Гц (без учета резонанса), Па ($i_y^{(3)} = K_y I_w = = 1,8 \sqrt{2I'}$, А; a_1, м; l, м; ξ — коэффициент,</p>	$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_\Phi = 1,76 \frac{l^2 i_y^{(3)2}}{\xi a_1 W} 10^{-7} \quad (14)$

Продолжение табл. 2.69

Характеристика	Обозначение и формула
равный 10 для крайних пролетов и 12 для остальных пролетов; W — момент сопротивления поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению силы F , м^3)	
Максимальное расчетное напряжение в материале шин при указанных выше условиях, но при $\nu < 200$ Гц (с учетом механического резонанса), Па ($\eta_{\text{д}}$ — динамический коэффициент механического резонанса определяется по кривой рис. 2.41, соответствующей найденному значению постоянной времени загущания аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ, $T_{\text{д}}$)	$\sigma_{\text{расч.д}} = \sigma_{\text{ф.д}} = \sigma_{\text{ф}} \eta_{\text{д}}$ (15)
Максимальный пролет между опорными изоляторами без учета механического резонанса, м ($\xi = 10 \div 12$; $\sigma_{\text{доп}}$, Па; W , м^3 ; $f^{(3)}$, Н/м)	$l_{\text{max}} = \sqrt{\frac{\xi \sigma_{\text{доп}} W}{f^{(3)}}}$ (16)
То же, с учетом механического резонанса, м	$l_{\text{max}} = \sqrt{\frac{\xi \sigma_{\text{доп}} W}{f_{\text{д}}^{(3)}}}$ (17)
Двухполосные шины	
Расчетный пролет полосы, м (наибольшее допустимое расстояние между прокладками двухполосной шины)	$l_{\text{п}} < 216 \sqrt{\frac{s_{\text{п}}}{i_y^{(3)}}} \sqrt{\frac{EJ_{\text{п}}}{\delta}}$ (18)
	$l_{\text{п}} \leq 0,133 \sqrt{\frac{EJ_{\text{п}}}{m_{\text{п}}}}$ (19)
$s_{\text{п}}$ — расстояние между осями полос, м; $J_{\text{п}} = hb^3/12$ — момент инерции полосы, м^4 ; b — сторона поперечного сечения полосы, параллельная направлению колебаний, м; h — то же, перпендикулярная направлению колебаний, м; E , Па; i_y , А; δ — коэффициент формы; $m_{\text{п}}$ — масса полосы на единицу длины, кг/м)	
Напряжение в полосе составной шины от взаимодействия полос одной фазы, Па ($i_y^{(3)}$, А; $l_{\text{п}}$, м; b , м)	$\sigma_{\text{п}} = \frac{\delta i_y^{(3)2} J_{\text{п}}}{2hb^3} 10^{-7}$ (20)
Суммарное напряжение в материале двухполосной шины от взаимодействия фаз и полос одной фазы при собственных частотах колебаний шин и полос не менее 200 Гц (без учета механического резонанса), Па	$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}}$ (21)

Продолжение табл. 2.69

Характеристика	Обозначение или расчетная формула
Суммарное напряжение в материале шин при частоте собственных колебаний шин и полос менее 200 Гц (с учетом механического резонанса), Па (η_n — динамический коэффициент напряжения в материале шины от взаимодействия полос пакета, определяемый по кривой (рис. 2.43) в зависимости от собственной частоты колебаний полос $\vartheta_{ном}$ для соответствующего значения постоянной времени T_d)	$\sigma_{расч} = \sigma_{ф.д} + \sigma_n \eta_n$ (22)

Таблица 2.70. Значения коэффициента K , учитывающего удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника*

Проводник	Коэффициент $K \cdot 10^{-2}$, мм ² ·°C/(А ² ·с)	Проводник	Коэффициент $K \cdot 10^{-2}$, мм ² ·°C/(А ² ·с)
Алюминиевые шины, алюминиевые провода, кабели с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией, кабели с алюминиевыми однопроволочными жилами и бумажной пропитанной изоляцией	1,054	То же, с медными жилами	0,457
		Кабели с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной пропитанной изоляцией	0,935
		То же, с медными жилами	0,4186

* При сечении проводника 300 мм² и выше значения коэффициента K умножают на коэффициент $K_5 = R_{\sim}/R_{-}$, где R_{\sim} , R_{-} — сопротивления проводника соответственно переменному току 50 Гц и постоянному току.

Таблица 2.71. Значения коэффициента K_5

Сечение жилы, мм ²	Коэффициент K_5		Сечение жилы, мм ²	Коэффициент K_5	
	Трехжильный кабель с поясной изоляцией	Три одножильных кабеля, расположенных треугольником без промежутка		Трехжильный кабель с поясной изоляцией	Три одножильных кабеля, расположенных треугольником без промежутка
300	1,052	1,025	625	—	1,125
400	1,095	1,05	800	—	1,2
500	1,15	1,08	1000	—	1,29

Таблица 2.72. Значения C для кабелей и шин 6 и 10 кВ

Кабель	Функция C , А с ² /мм ² , при напряжении кабеля, кВ		Расчетная температура проводника, °С	
	6	10	начальная* $\vartheta_{доп, дл}$	конечная ϑ_k
Кабели с алюминиевыми однопроволочными жилами и бумажной изоляцией	92	94	65	200
То же, с многопроволочными жилами	98	100	65/60	200
Кабели с медными однопроволочными жилами и бумажной изоляцией	140	143	65/60	200
То же, с многопроволочными жилами	147	150	65/60	200
Кабели с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной или резиновой изоляцией	75	78	65	150
То же, с медными жилами	114	118	65	150
Кабели с алюминиевыми жилами и полиэтиленовой изоляцией	62	65	65	120
То же, с медными жилами	94	98	65	120
Медные шины	165	165	70	300
Алюминиевые шины	95	95	70	200

* В числителе — для кабеля 6 кВ, в знаменателе — для кабелей 10 кВ.

рис. 2.38—2.44) по экономической плотности тока (за исключением сборных шин РУ и шин временных установок), проверяют на допустимый длительный ток нагрузки и на стойкость при КЗ (табл. 2.69). Прямоугольные, профильные и трубчатые шины следует выполнять из алюминиевого сплава марки АД31Т. Допустимые электрические нагрузки на них те же, что и для алюминиевых шин; присоединение их к медным выводам аппаратов выполняется без медно-алюминиевых пластин.

Шинные связи трансформаторов и генераторов с РУ при токах свыше 2 кА выполняют, как правило, симметричными токопроводами с защитными кожухами из листового алюминия, что резко уменьшает электродинамические силы взаимодействия проводников при КЗ. В случае длинных токопроводов (более 100 м) и токопроводов на 3000 А и выше следует производить расчет электрического сопротивления ошиновки.

Проверку кабельных линий на термическую стойкость при КЗ следует выполнять: для одиночных коротких линий (не более строительной длины кабеля) — при КЗ в начале линии; для одиночных линий с соединительными муфтами — при КЗ в начале каждого участка (для выяснения возмож-

ности ступенчатого уменьшения сечения кабеля по длине линии); для линий из двух и более параллельно включенных кабелей — по сквозному току при КЗ непосредственно за пучком. В случае незначительной разницы между расчетным сечением и ближайшим меньшим по стандарту следует принимать последнее.

Термическая стойкость проводников в режиме КЗ определяется по формулам (6) и (7) табл. 2.69.

Формулы в табл. 2.74 для уточненного расчета механических напряжений в шинах и усилии на изоляторы выведены при следующих допущениях [2.32]: 1) полная симметрия фазных сопротивлений шинных конструкций не учитывается; 2) расчетное КЗ трехфазное, затухание периодической составляющей тока КЗ не учитывается; 3) упругость изоляторов и опорных конструкций не учитывается; 4) эффект близости между шинами разных фаз не учитывается при условии $a_{min} \geq 8d$, где a_{min} — наименьшее допустимое расстояние между соседними фазами, при котором можно не учитывать эффект близости между шинами разных фаз; d — диаметр окружности, в которую вписывается поперечное сечение шин одной фазы; 5) электромагнитное поле вблизи шины пло-

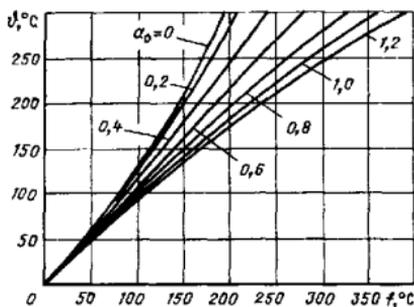


Рис. 2.38. Расчетные кривые температуры нагрева алюминиевых и медных проводников при КЗ

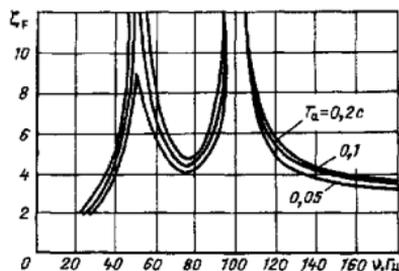


Рис. 2.41. Графики динамических коэффициентов напряжения в материалах шин в зависимости от частоты собственных колебаний

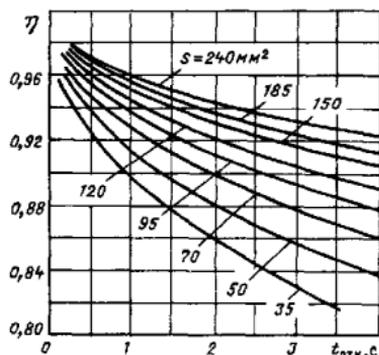


Рис. 2.39. Расчетные кривые для определения коэффициента, учитывающего теплоотдачу в кабелях с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией или полихлорвиниловой изоляцией при КЗ

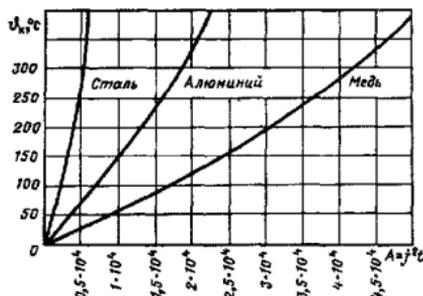


Рис. 2.40. Кривые для определения температуры нагрева проводников при КЗ

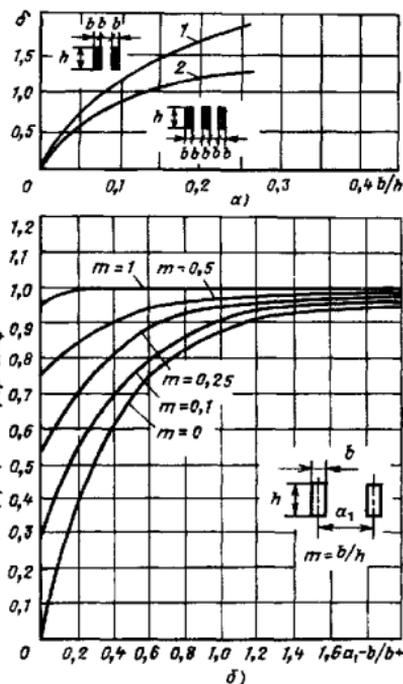


Рис. 2.42. Кривые для определения коэффициентов:

α — коэффициент формы δ : 1 — для двухполюсных шин; 2 — для трехполюсных шин; b — коэффициент формы шин прямоугольного сечения

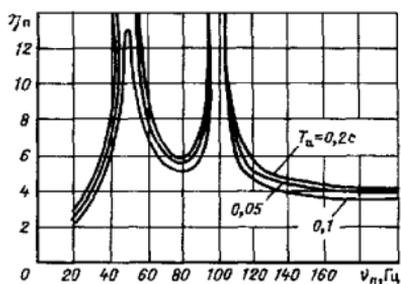


Рис. 2.43. Кривые динамических коэффициентов напряжений в материале шины от взаимодействия полос пакета одной фазы в зависимости от частоты собственных колебаний полосы пакета

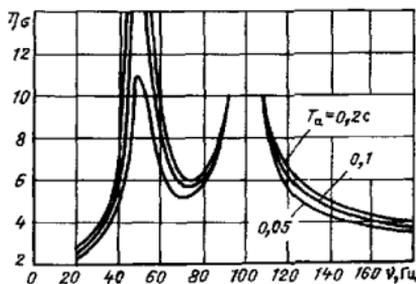


Рис. 2.44. Графики динамических коэффициентов нагрузки на изоляторы в зависимости от частоты собственных колебаний шины

Таблица 2.73. Допустимые напряжения в материале шин [2.32]

Материал шин	Марка	Разрушающее напряжение в материале, МПа	Допустимое напряжение в материале $\sigma_{доп}$, МПа	Модуль упругости материала $E \cdot 10^{10}$, Па
Алюминий	A0, A1	117,6	82,3	7
	АД0	58,8—68,6	41,2—48	—
Алюминиевый сплав (ГОСТ 15176—84)	АД31Т	130	91	6,5
	АД31Т1	196	137,2	—
Медь	МГМ	245—254,8	171,5—178,4	10
	МГТ	245—294	171,5—205,8	10
Сталь	Ст. 3	272,4—460,5	190,7—322,4	20

Таблица 2.74. Выбор и проверка опорных и проходных изоляторов

Характеристика	Обозначение и формула
При сквозных токах КЗ термическая стойкость Максимальное усилие на головку опорного изолятора при трехфазном ударном токе КЗ с учетом собственных колебаний шин, Н	(6) и (7) табл. 2.69 $F_{расч.д}^{(3)} \leq F_{доп} \approx 0,6 F_{раз}$
Разрушающее усилие на изгиб, Н Коэффициент запаса прочности	$F_{раз}$ (по каталогу) 0,6

Продолжение табл. 2.74

Характеристика	Обозначение и формула
Для опорных изоляторов с шинами, расположенными в одной плоскости, с одинаковыми расстояниями между фазами a и одинаковыми пролетами l по обе стороны изолятора, при частоте собственных колебаний шин $\nu \geq 200$ Гц, Н (l , м; a , м; $i_y^{(3)}$, А)	$F_{\text{расч}} = 1,76 \frac{l}{a} i_y^{(3)2} \frac{10^{-7}}{K_h}$
То же, для проходных изоляторов, Н (l_3 , м; a , м; i_y , А)	$F_{\text{расч}} = 0,88 \frac{l_3}{a} i_y^{(3)2} \frac{10^{-7}}{K_h}$
То же, для опорных и проходных изоляторов в приближенных расчетах, если $\nu < 200$ Гц (с учетом механического резонанса)*	$F_{\text{расч д}} = F_{\text{расч}} \eta_F$
Динамический коэффициент нагрузки	$\eta_F \text{ (рис. 2.44)}$
В случае разных пролетов (l_1 , l_2), м	$l = (l_1 + l_2) \cdot 0,5$
Расстояние от головки проходного изолятора до ближайшего опорного изолятора данной фазы, м	l_3
Коэффициент, учитывающий расположение шин на изоляторе: при расположении шин (высотой 20–100 мм) на ребро $K_h \approx 0,8$; плашмя $K_h = 1$	$K_h = H_{\text{из}}/H$
Расстояние от основания изолятора до горизонтальной оси шин, м (H – высота изолятора, м; b – толщина нижней планки шинодержателя, м; h – высота шины, м)	$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}$

* В точных расчетах $F_{\text{расч д}}$ определяется специальными методами.

ское, если $l_{\text{пр}} > 5a$, где $l_{\text{пр}}$ – длина прямолинейного участка шины; a – расстояние между соседними фазами.

Шины и изоляторы (табл. 2.74) установок переменного тока, выбранные по усло-

вию электродинамической стойкости при КЗ без учета механического резонанса, следует проверить на механическое воздействие с учетом собственных колебаний шин (механический резонанс).

2.25. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

1. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ УСТА

Таблица 2.75. Выключатели внутренней установки (вакуумные, с электромагнитным га

Тип	Конструктивное исполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА		
					действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение	
ВВЭ-10-20/630У3	Вакуумные	10	12	630	20	52	
ВВЭ-10-20/1000У3		10	12	1000	20	52	
ВВЭ-10-20/1600У3		10	12	1600	20	52	
ВВЭ-10-31,5/630У3		10	12	630	31,5	80	
ВВЭ-10-31,5/1000У3		10	12	1000	31,5	80	
ВВЭ-10-31,5/1600У3		10	12	1600	31,5	80	
ВВЭ-10-31,5/2000У3		10	12	2000	31,5	80	
ВВЭ-10-31,5/3150У3		10	12	3150	31,5	80	
ВЭ-6-40/1600У3		С электромагнитным гашением дуги, для КРУ	6	7,2	1600	40	128
ВЭ-6-40/2000У3	6		7,2	2000	40	128	
ВЭ-6-40/3200У3	6		7,2	3200	40	128	
ВЭС-6-40/1600У3*1	6		7,2	1600	40	128	
ВЭС-6-40/2000У3*1	6		7,2	2000	40	128	
ВЭС-6-40/3200У3*1	6		7,2	3200	40	128	
ВЭ-10-1250-20У3		10	12	1250	20	51	
ВЭ-10-1600-20У3		10	12	1600	20	51	
ВЭ-10-2500-20У3		10	12	2500	20	51	
ВЭ-10-3600-20У3		10	12	3600	20	51	
ВЭ-10-1250-31,5У3		10	12	1250	31,5	80	
ВЭ-10-1600-31,5У3		10	12	1600	31,5	80	
ВЭ-10-2500-31,5У3		10	12	2500	31,5	80	
ВЭ-10-3600-31,5У3		10	12	3600	31,5	80	
ВЭ-10-40/1000У3		10	12	1600	40	100	
ВЭ-10-40/1600У3		10	12	1600	40	100	
ВЭ-10-40/2500У3		10	12	2500	40	100	
ВЭ-10-40/3150У3		10	12	3150	40	100	
ВЭЭ-6-40/1600У3		Электромагнитные	6	7,2	1600	40	128
ВЭЭ-6-40/2500У3			6	7,2	2500	40	128
ВЭЭ-6-40/3150			6	7,2	3150	40	128
ВЭЭС-6-40/1600У3*1	6		7,2	1600	40	128	
ВЭЭС-6-40/2500У3*1	6		7,2	2500	40	128	
ВЭЭС-6-40/3150У3*1	6		7,2	3150	40	128	
ВЭМ-10Э-1000-20У3*2	10		12	1000	20	52	
ВЭМ-10Э-1250-20У3*2	10		12	1250	20	52	
ВММ-10-400-10У2	Маломасляные		10	12	400	10	25
ВММ-10А-400-10У1*3		10	12	400	10	25	
ВМПЭ-10-630-20У2		10	12	630	20	80	
ВМПЭ-10-630-31,5У2		10	12	630	31,5	52	

НОВКИ ТРЕХПОЛЮСНЫЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

шннем дуги, электромагнитные, маломасляные, генераторные горшковые и масляные)

Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания тока термической стойкости, с	Номинальный ток отключения, кА	Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	Собственное время выключателя с приводом, с		Масса выключателя, кг	Масса масла, кг	Тип привода
				включения	отключения			
20	3	20	0,3	0,3	0,055	164	—	Встроенный электромагнитный
20	3	20	0,3	0,3	0,055	165	—	
20	3	20	0,3	0,3	0,055	168	—	
31,5	3	31,5	0,3	0,3	0,055	181	—	
31,5	3	31,5	0,3	0,3	0,055	182	—	
31,5	3	31,5	0,3	0,3	0,055	184	—	
31,5	3	31,5	0,3	0,3	0,055	261	—	
31,5	3	31,5	0,3	0,3	0,055	278	—	
40	4	40	—	0,075	0,06	574	—	Встроенный пружинный
40	4	40	—	0,075	0,06	574	—	
40	4	40	—	0,075	0,06	606	—	
40	4	40	—	0,075	0,06	574	—	
40	4	40	—	0,075	0,06	574	—	
40	4	40	—	0,075	0,06	606	—	
20	4	20	—	0,075	0,060	522	—	Встроенный электромагнитный
20	4	20	—	0,075	0,050	522	—	
20	4	20	—	0,075	0,060	533	—	
20	4	20	—	0,075	0,060	565	—	
31,5	4	31,5	—	0,075	0,060	563	—	
31,5	4	31,5	—	0,075	0,060	563	—	
31,5	4	31,5	—	0,075	0,060	574	—	
31,5	4	31,5	—	0,080	0,060	606	—	
—	—	40	—	0,080	0,050	—	—	
—	—	40	—	0,080	0,050	—	—	
—	—	40	—	—	—	—	—	
—	—	40	—	0,080	0,050	—	—	
40	3	40	—	0,3	0,060	579	—	Встроенный электромагнитный
40	3	40	—	0,3	0,060	570	—	
40	3	40	—	0,3	0,060	619	—	
40	3	40	—	0,3	0,060	580	—	
40	3	40	—	0,3	—	580	—	
40	3	40	0,5	0,3	—	620	—	
20	4	20	0,5	0,25	0,05	621	—	
20	4	20	—	0,25	0,05	599	—	
10	4	10	—	0,2	0,1	90	3,5	Встроенный пружинный
10	4	10	—	0,2	0,1	90	3,5	
20	4	40	0,25	0,075	0,25	200	5,5	Встроенный электромагнитный
31,5	4	40	—	0,075	0,5	200	5,5	

Тип	Конструктивное исполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА	
					действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение
МГГ-10-3150-45У3	Генераторные горшковые	10	12	3150	45	120
МГГ-10-4000-45У3		10	12	4000	45	120
МГГ-10-5000-54У3		10	12	5000	45	120
МГГ-10-5000-63У3		10	12	5000	64	170
МГГ-10-5000-63КУ3		10	12	5000	64	170
ВК-10-630-20У2	Масляные колонковые, для КРУ	10	12	630	20	52
ВК-10-1000-20У2		10	12	1000	20	52
ВК-10-1600-20У2		10	12	1600	20	52
ВК-10-630-31,5У2		10	12	630	31,5	80
ВК-10-1000-31,5У2		10	12	1000	31,5	80
ВК-10-1600-315У2		10	12	1600	31,5	80
ВКЭ-10-20/630У3		10	12	630	20	52
ВКЭ-10-20/1000У3		10	12	1000	20	52
ВКЭ-10-20/1600У3		10	12	1600	20	52
ВКЭ-10-31,5/630У3		10	12	630	31,5	80
ВКЭ-10-31,5/1000У3		10	12	1000	31,5	80
ВКЭ-10-31,5/1600У3		10	12	1600	31,5	80

*1 Буква С в типе означает, что выключатели в сейсмическом исполнении

*2 Буква Э (после напряжения) означает – со встроенным электромагнитным приводом

*3 Буква А (после напряжения) означает – экскаваторное исполнение

Таблица 2.76. Выключатели трехполюсные

Тип	Номинальное напряжение, кВ			Номинальный ток, А	Процентное содержание периодической составляющей, %	Ток включения, кА			Предельный сквозной ток КЗ, кА		Предельный ток термической стойкости, кА
	наибольшее рабочее напряжение, кВ	номинальный ток отключения, кА	номинальный ток, А			наибольший пик	начальное действующее значение периодической составляющей	наибольший пик (ток электродинамической стойкости)	начальное действующее значение периодической составляющей	предельный ток термической стойкости, кА	
ВВГ-20-160/12500У3	20	24	160	12 500	20	385	150	410	160		
ВВГ-20-160/20000У3	20	24	160	20 000	20	385	150	410	160	160	
ВВЭ-35-20/1600У3	35	40,5	20	1600	35	52	20	20	52	20	40
ВВУ-35А-40/2000У1	35	40,5	40	2000	30	102	40	102	40	40	20
ВВУ-35А-40/3150У1	35	40,5	40	3150	30	102	40	102	40	40	40
ВВУ-35А-40/2000ХЛ1	35	40,5	40	2000	30	102	40	102	40	40	40
ВВЭ-110Б-16/1600У1	110	126	16	1600	32	67	26	67	26	26	26
ВВУ-110Б-40/2000У1	110	126	40	2000	23	102	40	102	40	40	40
ВВБМ-110Б-31,5/2000У1	110	126	31,5	2000	32	90	35	102	40	40	40

Продолжение табл. 2.75

Предельный ток термической стойкости, кА	Время прогрева тока термической стойкости, с	Номинальный ток отключения, кА	Минимальная безтоковая пауза при АПВ, с	Собственное время выключателя с приводом, с		Масса выключателя, кг	Масса масла, кг	Тип привода
				включения	отключения			
45	4	—	0,5	0,4	0,15	1095	40	ПЭ-21УЗ
45	4	—	0,5	0,4	0,15	1140	40	
45	4	—	0,5	0,4	0,15	1200	40	
64	4	58	0,5	0,4	0,13	1200	40	
64	4	63	0,5	0,4	0,13	1200	40	
20	4	20	0,5	0,07	0,05	162	12	Встроенный пружинный
20	4	20	0,5	0,07	0,05	163	12	
20	4	20	0,5	0,07	0,05	192	12	
31,5	4	31,5	0,5	0,07	0,05	165	12	
31,5	4	31,5	0,5	0,07	0,05	165	12	
31,5	4	31,5	0,5	0,07	0,05	192	12	
20	4	20	0,3	0,3	0,07	180	12	Встроенный электромагнитный
20	4	20	0,3	0,3	0,07	180	—	
20	4	20	0,3	0,3	0,07	200	—	
31,5	4	31,5	0,3	0,3	0,07	180	—	
31,5	4	31,5	0,3	0,3	0,07	180	—	
31,5	4	31,5	0,3	0,3	0,07	180	—	
31,5	4	31,5	0,3	0,3	0,07	208	—	

внутренней и наружной установки (воздушные)

Время прогрева тока термической стойкости, с	Номинальное избыточное давление сжатого воздуха в камерах, МПа (кгс/см ²)	Частота или скорость восстановления напряжения, кГц		Собственное время выключателя, не более, с			Безтоковая пауза при АПВ, с	Минимальное давление, при котором обеспечивается отключение МПа (кгс/см ²)	Расход воздуха на отключение, не более, л	Масса выключателя, кг
		при 60% номинального тока отключения	при 100% номинального тока отключения	включения	отключения	полное время отключения				
3	2(20)	Не ограничена	—	0,10	0,08—0,12	0,168	—	1,9(19)	1350	9300
3	2(20)	—	—	0,10	0,08—0,12	0,168	—	1,9(19)	13500	9750
4	2(20)	—	—	0,28	0,04—0,06	0,08	—	—	2700	9400
3	2(20)	Не ограничена	—	0,15	0,050	0,07	0,3	1,9(19)	4200	7200
3	2(20)	—	—	0,15	0,050	0,07	0,3	1,9(19)	4200	7200
3	2(20)	—	—	0,15	0,050	0,07	0,3	1,9(19)	4200	7200
3	2(20)	13	6	0,20	0,04	0,06	0,25	—	4500	7000
3	2(20)	Не ограничена	—	0,20	0,06	0,08	0,25	2(20)	8400	15000
3	2(20)	—	—	0,15	0,050	0,07	0,25	1,9(19)	4500	7200

Тип	Номинальное напряжение, кВ				Процентное содержание периодической составляющей, %	Ток включения, кА		Предельный сквозной ток КЗ, кА		Предельный ток термической стойкости, кА
	110	126	31,5	2000		наибольший пик	начальное действующее значение периодической составляющей	наибольший пик (ток электроизоляции)	начальное действующее значение периодической составляющей	
ВВЕМ-110Б-31,5/2000ХЛ1	110	126	31,5	2000	32	90	35	102	40	40
ВВБК-110Б-50/3150У1	110	126	50	3150	35	128	50	128	50	56
ВВЭ-220Б-20/1600У1	220	252	20	1600	23	80	31,5	80	31,5	31,5
ВВБК-220Б-56/3150У1	220	252	56	3150	47	143	56	143	56	56
ВВД-220Б-40/2000ХЛ1	220	252	40	2000	40	102	—	102	40	40

Примечания: 1. В обозначении выключателей: В — (первая) выключатели, В — (вторая) напряжения; М — малотабаритный; К — крупномодульный; Д — с повышенным давлением; Б — после по ГОСТ

2. Для начального избыточного давления 2,9 МПа допускается влажность воздуха не более 50 %.

3. Допускается эксплуатация выключателей типа ВВД-220Б при номинальном избыточном давлении

Таблица 2.77. Выключатели нагрузки переменного тока серии ВН напряжением 10 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток отключения (при cos φ = 0,7), А	Предельный сквозной ток, кА		Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания тока термической стойкости, кА	Ток включения, кА		Тип привода
				начальное действующее значение	амплитудное значение			начальное действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение	
ВНП _р -10/400-10У3	10	12	40	10	25	10	1	10	25	Пружинный
ВНП _у -10/400-10зпУ3	10	12	400	10	25	10	1	10	25	То же
ВНП _{уп} -10/400-10зпзУ3	10	12	400	10	25	10	1	10	25	» »

Примечание. В обозначении выключателей: В — выключатель; Н — нагрузки; П — вид привода (пружинный); у — с усиленной контактной системой; п — наличие буквы — конструктивное исполнение (со встроенным предохранителем); з — с заземляющими ножами; з — наличие цифры — устройства для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя; У3 — климатическое исполнение.

Продолжение табл. 2.76

Время протекания тока термической стойкости, с	Номинальное избыточное давление сжатого воздуха в камерах, МПа (кгс/см ²)	Частота или скорость восстановления напряжения, кГц		Собственное время выключателя, не более, с			Бестоковая пауза при АПВ, с	Минимальное давление, при котором обеспечивается отключение МПа (кгс/см ²)	Расход воздуха на отключение, не более, л	Масса выключателя, кг
		при 60% номинального тока отключения	при 100% номинального тока отключения	включения	отключения	полное время отключения				
3	2(20)	—	—	0,15	0,050	0,07	0,25	1,9(19)	4500	7200
3	4(40)	—	—	—	0,045	0,06	0,3	3,2(32)	10 500	26 000
3	2(20)	—	—	0,250	0,055	0,08	—	—	9000	15 050
3	4(40)	—	—	0,032	0,025	0,04	0,3	3,2(32)	—	18 000
3	3,2(32)	3 кГц	1000 В/мкс	0,200	0,060	0,08	0,3	3,1(31)	15000	18 000

воздушные. Г — генераторные; Э — электротермические. У — усиленные по скорости восстанавливающего напряжения — категория изоляции по ГОСТ; У1, ХЛ1 — условия эксплуатации и категория размещения

для выключателей ВВД-220В — не более 25 %.
2 и 2,6 МПа

2. ПРИВОДЫ И НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Таблица 2.78. Пружинные приводы

Тип	Номинальное напряжение электромагнитов, В		Пределы оперативной работы электромагнитов, %		Пределы оперативной работы электродвигателя, %	Полезная мощность на валу электродвигателя*, Вт (В·А)	Время заводки рабочих пружин привода, не более, с	Номинальное напряжение электродвигателя	
	постоянного тока	переменного тока	включения	отключения				постоянного тока	переменного тока
ППВ-10	24, 48, 110, 220	100, 127, 220, 380	80—110	65—120	80—110	290(365)	30	110, 220	127, 220
ПП-67	24, 36, 48, 110, 220	100, 127, 220, 380	80—110	65—120	80—110	80(100)	20—30	110, 220	127, 220

* При номинальном напряжении.

Таблица 2.79. Электромагнитные приводы

Тип	Установившийся ток при напряжении 110 и 220 В*			
	включающего электромагнита		отключающего электромагнита	
	Ток, А	Пределы оперативной работы привода, %	Ток, А	Пределы оперативной работы привода, %
ПЭ-11	120/60	85—110	2,5/1,25	65—120
ПЭ-21УЗ	290/145	—	5/2,5	—
ПЭ-21АУЗ	—/250	—	—/5	—
ПЭ-22	—/148—250	—	—/3,5	—
ПЭГ-8	212/106	—	2,5/1,25	—
ПС-31УЗ	333/166,5	—	—/2,5	—
ШПЭ-31	248/124	—	10/5	—
ШПЭ-33	488/244	—	10/5	—
ШПЭ-46	640	—	20/10	—
ШПЭ-12	202/101	—	5/2,5	—
ШПЭ-44	480/240	93,5—121 В 187—242 В	10/5	71,5—132 В 143—264 В

* В числителе 110 В, в знаменателе 220 В

Таблица 2.80. Нагревательные устройства для выключателей

Тип	Тип привода	Напряжение сети переменного тока электроподогрева, В		Мощность электроподогрева, кВт		Мощность электроподогрева привода, кВт	Включение электроподогрева выключателя при температуре, °С		Отключение электроподогрева выключателя при минусе, °С	
		выключателя	привода	одного бака	выключателя		первая секция	вторая секция	первая секция	вторая секция
С-35М-630-10У1	ШПЭ-12	110/220 или 220	110 или 220	—	2,4	0,4	—20	—30	15	25
У-110-2000-50У1	ШПЭ-46П; ШПВ-46П	220	110 или 220	—	15,75	1,6	—20	—30	15	25
У-220-2000-25У1	ШПЭ-44П; ШПВ-45П	220	220	12,5	3 × 12,5	1,6	—20	—30	15	25

3. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ

Таблица 2.81. Разъединители внутренней установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Масса, кг	Привод
				амплитуды предельного сквозного тока	предельный ток термической стойкости	главных ножей	заземляющих ножей		

В трехполюсном исполнении (рама)

РВЗ-20/63У3	20	24	30	50	20	4	—	115	ПР-3У3
РВЗ-20/1000У3	20	24	1000	55	20	4	—	115	ПР-3У3
РВЗ-35/630У3	35	40,5	630	51	20	4	—	170	ПР-3У3
РВЗ-35/1000У3	35	40,5	1000	80	31,5	4	—	196	ПР-3У3
РВРЗ-Ш-10/2000У3	10	12	2000	85	31,5	4	—	112	ПР-3У3, или ПЧ-50У3, или ПД-5У1

В однополюсном исполнении

РВК-35/2000	35	40,5	2000	115	45	4	—	73	ПР-3У3
РВРЗ-10/2500У3	10	12	2500	125	45	4	—	68	ПЧ-50У3, или ПД-5У1, или ПР-3У3
РВРЗ-35/2000УХЛ1	10	12	4000	125/180*	45/71*	4	—	68	То же
РВРЗ-20/6300У3	20	24	6300	220/260	80/100	4	—	222	ПЧ-50У3 или ПД-5У1
РВРЗ-20/8000У3	20	24	8000	300/320	112/125	—	—	238	ПЧ-50У3 или ПД-5У1
РВРЗ-20/12500У3	20	24	12500	410 гл. н., 250 заз.	180 гл. н., 100 заз.	—	—	—	ПД-12У3 и ПЧ-50У3
	—	—	—			—	—	625	

* В зависимости от расстояния между полюсами, мм.

Продолжение табл. 2.82

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Масса, кг	Привод
				амплитуда предельного сквозного тока	предельный ток термической стойкости	главных ножей	заземляющих ножей		
РНДЗ-110/1000ХЛ1	110	126	1000	80	31,5	3	1	254	ПР-ХЛ1 или ПД-5ХЛ1
РНДЗ-110/2000ХЛ1	110	126	2000	100	40,0	3	1	374	ПР-ХЛ1 или ПД-5ХЛ1
РНДЗ-110/2000У1	110	126	2000	100	40,0	3	1	374	ПР-У1 или ПД-5У1
РНДЗ-110Б/2000У1	110	126	2000	100	40,0	3	1	503	
РНДЗ-110/3150У1	110	126	3150	125	50,0	3	1	460	
РНД-150/1000У1	150	172	1000	100	40,0	3	1	491	
РНД-150/2000У1	150	172	2000	100	40,0	3	1	504	
РДЗ-220/3150УХЛ1	220	252	3150	125	50,0	3	1	564	ПД-5У1 или ПД-5ХЛ1
РНД-220Б/2000У1	220	252	2000	100	40,0	3	1	1525	ПР-У1 или ПД-5ХЛ1
РДЗ-220/1000УХЛ1	220	252	1000	100	40	3	1	524	ПД-5У1 или ПД-5ХЛ1
РДЗ-220/2000УХЛ1	220	—	2000	100	40	3	1	542	ПР-У1 или ПР-ХЛ1

Примечания: 1. В графе «Масса» для разъединителей масса указана для варианта исполнения с двумя заземляющими ножами (если они имеются) за исключением РЛНД-10, масса которых дана к каждому варианту. Масса разъединителей дана без привода.

2. В типовом обозначении разъединителей указываются его основные параметры и особенность конструкции: Р — разъединители; В — внутренняя установка; Н — наружная; Л — линейные; К — ножи коробчатого профиля, Д — разъединитель имеет две опорно-изоляционные колонки. Буква З обозначает наличие вариантов исполнения: с одним заземляющим ножом — РНДЗ1а; с двумя заземляющими ножами — РНДЗ2; без заземляющих ножей — РНД. Буквы, стоящие перед напряжением, С — наличие механической блокировки. Буквы, стоящие после напряжения, Б — с усиленной изоляцией.

Таблица 2.83. Короткозамыкатели* наружной установки (однополюсное исполнение)

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Амплитуда предельного сквозного тока, кВ	Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Полное время включения**, с, не более			Допустимое течение провода с учетом ветра и гололеда, Н, не более	Масса, кг	Привод
							при гололеде толщиной, мм		до 20			
							без гололеда	до 10				
КРН-35У1	35	40,5	42	16,5	12,5	4	0,15	—	—	490	55	ПРК-1У1
КЗ-110УХЛ1	110	126	51	12,5	12,5	3	0,14	—	0,2	784	150	ПРК-1У1 или ПРК-1ХЛ1
КЗ-110Б-У1	110	126	32	12,5	12,5	3	0,18	—	—	784	210	ПРК-1У1
КЗ-150У1	150	172	51	20	20,0	3	0,2	—	—	784	210	ПРК-1У1
КЗ-220У1	220	252	51	20	20,0	3	0,25	—	—	980	255	ПРК-1У1

Продолжение табл. 2.83

* Комплектно с короткозамыкателем 35 кВ поставляется один трансформатор гока ТШЛ на два полюса, а с короткозамыкателем 150 и 220 кВ — три трансформатора тока на один полюс

** Полное время включения (с учетом подачи команды на включение) до касания контактов

Примечание. В типе К, КЗ — короткозамыкатель, Р — рубящего типа, Н — наружной установки; 35 — номинальное напряжение, Б — усиленное исполнение, У1, УХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения

Таблица 2.84. Отделители наружной установки (размещение каждого полюса на отдельной раме)

Тип	Номинальное напряжение, кВ		Номинальный ток, А		Предельный ток термической стойкости, кА		Амплитуда предельного сквозного тока, кА		Время прогорания предельного тока термической стойкости, с	Допустимое течение провода с учетом ветра и гололеда, Н	Полное время отключения* с приводом, не более, с			Масса, кг	Привод	
	35	630	12,5	—	80	80	4	490			0,45	при гололеде толщиной, мм				
												10	15			20
ОДЗ-35/630У1	35	630	12,5	—	80	80	4	490	0,45	0,50	—	—	76	ПРО-1У1		
ОДЗ-110/1000УХЛ1	110	1000	31,5	—	80	—	3	780	0,38	0,45	0,5	—	290	ПРО-1У1 или ПРО-1ХЛ1		
ОД-110Б/1000У1	110	1000	31,5	—	80	—	3	780	0,4	—	—	—	484	ПРО-1У1		
ОД-150/1000У1	150	1000	31,5	—	80	—	3	780	0,4	—	—	0,5	506	ПРО-1У1		
ОД-220/1000У1	220	1000	31,5	—	80	—	3	980	0,5	—	—	0,6	635	ПРО-1У1		

* От подачи команды на привод до полного отключения.

Примечание. В типе О — делитель, Д — двухколесный, Б (после напряжения) — категория изоляции (усиленное исполнение)

4. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ДЛЯ СИЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Таблица 2.85. Предохранители с кварцевым наполнителем

Серия	Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, кА	Номинальный ток отключения, кА	Масса, кг
ПКТ101-3	ПКТ101-3-2-8-31,5У3	3	3,6	2; 3,2; 5; 8	31,5	3,4
	ПКТ101-3-10-31,5У3	3	3,6	10; 16; 20; 31,5	31,5	3,4
	ПКТ101-3-2-8-40У3	3	3,6	2; 3,2; 5; 8	40	3,4
	ПКТ101-3-10-31,5-40У3	3	3,6	10; 16; 20; 31,5	40	3,4
ПКТ101-6	ПКТ101-6-2-8-20У3	6	7,2	2; 3,2; 5; 8	20	3,9
	ПКТ101-6-10-20-20У3	6	7,2	10; 16; 20	20	3,9
	ПКТ101-6-2-8-40У3	6	7,2	2; 3,2; 5; 8	40	3,9
	ПКТ101-6-10-31,5-40У3	6	7,2	10; 16; 20; 31,5	40	3,9
ПКТ101-10	ПКТ101-10-2-8-12,5У3	10	12	2; 3,2; 5; 8	12,5	4,9
	ПКТ101-10-10-20-12,5У3	10	12	10; 16; 20	12,5	4,9
	ПКТ101-10-2-8-20У1	10	12	2; 3,2; 5; 8	20	7,1
	ПКТ101-10-20-20У1	10	12	10; 16; 20	20	7,1
	ПКТ101-10-2-8-31,5У3	10	12	2; 3,2; 5; 8	31,5	4,9
	ПКТ101-10-10-20-31,5У3	10	12	10; 16; 20	31,5	4,9

Продолжение табл. 2.85

Серия	Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, кА	Номинальный ток отключения, кА	Масса, кг
ПКТ101-35	ПКТ101-35-2-8-8У3	35	40,5	2; 3,2; 5; 8	8	17,4
ПКТ102-3	ПКТ102-3-40-100-40У3	3	3,6	40; 50; 80; 100	40	4,6
ПКТ102-6	ПКТ102-6-31,5-50-31,5У3 ПКТ102-6-80-20У3	6 6	7,2 7,2	31,5; 40; 50 80	31,5 20	5 5
ПКТ102-10	ПКТ102-10-31,5-40-31,5У3 ПКТ102-10-50-12,5У3	10 10	12 12	31,5; 40 50	31,5 12,5	6,3 6,3
ПКТ102-35	ПКТ102-35-10-20-8У3	35	40,5	10; 16; 20	8	19
ПКТ103-3	ПКТ103-3-160-200-40У3	3	3,6	160; 200	40	6,2
ПКТ103-6	ПКТ103-6-100-31,5У3 ПКТ103-6-160-20У3	6 6	7,2 7,2	100 160	31,5 20	7,3 7,3
ПКТ103-10	ПКТ103-10-80-20У3 ПКТ103-10-100-12,5У3	10 10	12 12	80 100	20 12,5	9,2 9,2
ПКТ103-35	ПКТ103-35-31,5-40-8У3	35	40,5	31,5; 40	8	22
ПКТ104-3	ПКТ104-3-31,5-400-40У3	3	3,6	31,5; 400	40	10,2
ПКТ104-6	ПКТ104-6-200-31,5У3 ПКТ104-6-31,5-20У3	6 6	7,2 7,2	200 315	31,5 20	12,4 12,4
ПКТ104-10	ПКТ104-10-160-20У3 ПКТ104-10-200-12,5У3	10 10	12 12	160 200	20 12,5	15,5 15,5
ПКН001-10	ПКН001-10У3	10	12	—	Непор- мируется	4,2
ПКН001-20	ПКН001-20У3	20	24	—	То же	10,8
ПКН001-35	ПКН001-35У3	35	40,5	—	То же	17,4

Примечания: 1. Предохранители изготавливаются в следующем климатическом исполнении и категории размещения. ПКТ102-У1, У3, ПКТ102, ПКТ103 и ПКТ4-У3.

2. В типе предохранителей указываются основные параметры: П — предохранитель; К — с кварцевым наполнителем; Т — для силовых трансформаторов; 1 — однополюсный; 01 — конструкторское исполнение контакта; Н — для трансформаторов напряжения, О — однополюсный без докола и индикатора срабатывания

Таблица 2.86. Предохранители выхлопные

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Номинальный ток заменяемых элементов, А	Наименьший отключаемый ток, А	Масса (в трехполюсном исполнении), кг
ПВТ104-110-50-2,5У1	110	50	2,5	8, 10, 16, 20, 32, 40, 50	10	804

Примечание. В типе П — предохранитель; В — выхлопной, Т — для защиты силовых трансформаторов; 104 — конструктивное исполнение; 1 — однополюсное исполнение с доколом, 0 — неизменное положение держателя (патрона) заменяемого элемента после срабатывания; 4 — выхлоп газов вниз под углом.

5. РЕАКТОРЫ

Таблица 2.87. Одинарные бетонные реакторы серий РБ, РБУ, РБГ, РБД, РБДУ, РБДГ

Тип*	Расчетные данные						Габариты				Масса фазы, кг	
	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Номинальные потери на фазу, кВт	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Количество охлаждающего воздуха, м ³ /мин		Стойкость		Наружный диаметр по бетону, мм	Вертикальной установки H _з , мм	Ступенчатой установки H ₂ , мм		Горизонтальной установки H _ф , мм
				на комплект	на фазу	электро-динамическая, кА	термическая, с					
РБ10-400-0,35	0,35	1,6	400	—	—	25	8	1430	2870	1930	945	880
РБУ10-400-0,35												
РБГ10-400-0,35	0,45	1,9	400	—	—	25	8	1440	3450	2315	1135	880
РБУ10-400-0,45												
РБГ10-400-0,45	0,25	2,5	630	—	—	40	8	1350	3345	2215	1040	930
РБУ10-630-0,25												
РБГ10-630-0,25	0,4	3,2	630	—	—	32	8	1410	3435	2260	—	1160
РБУ10-630-0,40												
РБГ10-630-0,40	0,56	4,0	630	—	—	33	8	1410	3435	—	1040	1020
РБУ10-630-0,56												
РБГ10-630-0,56	0,14	3,5	1000	—	—	63	8	1370	3660	2393	1040	1120
РБУ10-1000-0,14												
РБГ10-1000-0,14	0,22	4,4	1000	—	—	49	8	1490	3765	2495	—	1340
РБУ10-1000-0,22												
РБГ10-1000-0,22	0,28	5,2	1000	—	—	55	8	1490	—	—	1135	1190
РБУ10-1000-0,28												
РБГ10-1000-0,28	0,28	5,2	1000	—	—	45	8	1530	4050	2685	1230	1490
РБУ10-1000-0,28												

РБ10-1000-0,35	0,35	5,9	1000	—	—	37	8	1590	3675	2450	1135	1660
РБУ10-1000-0,35												
РБГ10-1000-0,35												
РБ10-1000-0,45	0,45	6,6	1000	—	—	29	8	1730	3645	2460	1140	1560
РБУ10-1000-0,45												
РБГ10-1000-0,45												
РБ10-1000-0,56	0,56	7,8	1000	—	—	24	8	1750	3780	2650	1230	1670
РБУ10-1000-0,56												
РБГ10-1000-0,56												
РБ10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	—	—	66	8	1510	4335	2875	—	1770
РБУ10-1600-0,14												
РБГ10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	—	—	79	8	1510	—	—	1325	1610
РБ10-1600-0,20	0,20	7,5	1600	—	—	52	8	1665	4050	2685	—	2040
РБУ10-1600-0,20												
РБГ10-1600-0,20	0,2	7,5	1600	—	—	60	8	1665	—	—	1230	1830
РБ10-1600-0,25	0,25	8,3	1600	—	—	49	8	1910	4140	2730	1230	2230
РБУ10-1600-0,25												
РБГ10-1600-0,25												
РБ10-1600-0,35	0,35	11	1600	—	—	37	8	1905	3960	2685	1220	2530
РБУ10-1600-0,35												
РБГ10-1600-0,35												
РБД10-2500-0,14	0,14	11	2150	70**	—	66	8	1955	4185	2775	—	2380
РБДУ10-2500-0,14												
РБГ10-2500-0,14	0,14	11	2500	—	—	79	8	1955	—	—	1230	2070
РБД10-2500-0,20	0,2	14	2150	70**	—	52	8	1925	4335	2920	—	2460
РБДУ10-2500-0,20												
РБГ10-2500-0,20	0,2	14	2500	—	—	60	8	1925	—	—	1280	2180
РБДГ10-2500-0,25	0,25	16,1	2150	—	70	49	8	2145	—	—	1180	2740
РБДГ10-2500-0,35	0,35	20,5	2000	—	70	37	8	2220	—	—	1230	3040
РБДГ10-4000-0,105***	0,105	18,5	3750	—	70	97	8	2082	—	—	1170	2160
РБДГ10-4000-0,18***	0,18	27,7	3200	—	100	65	8	2140	—	—	1370	2890

* Реакторы выпускаются с углами между выводами 0; 90 и 180°.

** Для фаз В, СГ реактора РБДУ при ступенчатой установке фаз.

*** Данные реакторы имеют секционную схему обмотки.

Таблица 2.88. Сдвоенные бетонные реак

Тип*	Расчетные данные					
	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Индуктивное сопротивление, Ом		Номинальный коэффициент связи	Номинальные потери на фазу, кВт	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А
		обедн ветвей	ветвей при встречных токах			
РБС10-2 × 630-0,25	0,25	0,730	0,135	0,46	4,8	2 × 630
РБСУ10-2 × 630-0,25						
РБСГ10-2 × 630-0,25						
РБС10-2 × 630-0,40	0,4	1,200	0,200	0,5	6,3	2 × 630
РБСУ10-2 × 630-0,40						
РБСГ10-2 × 630-0,40						
РБС10-2 × 630-0,56	0,56	1,710	0,263	0,53	7,8	2 × 630
РБСУ10-2 × 630-0,56						
РБСГ10-2 × 630-0,56						
РБС10-2 × 1000-0,14	0,14	0,417	0,071	0,49	6,4	2 × 1000
РБСУ10-2 × 1000-0,14						
РБСГ10-2 × 1000-0,14						
РБС10-2 × 1000-0,22	0,22	0,673	0,103	0,53	8,4	2 × 1000
РБСУ10-2 × 1000-0,22						
РБСГ10-2 × 1000-0,22						
РБС10-2 × 1000-0,28	0,28	0,856	0,132	0,53	10	2 × 1000
РБСУ10-2 × 1000-0,28						
РБСГ10-2 × 1000-0,28						
РБСД10-2 × 1000-0,35	0,35	1,08	0,159	0,55	11,5	2 × 960
РБСДУ10-2 × 1000-0,35						
РБСГ10-2 × 1000-0,35						
РБСД10-2 × 1000-0,45	0,45	1,34	0,23	0,49	13,1	2 × 940
РБСДУ10-2 × 1000-0,45						
РБСГ10-2 × 1000-0,45						
РБСД10-2 × 1000-0,56	0,56	1,68	0,28	0,50	15,7	2 × 900
РБСДУ10-2 × 1000-0,56						
РБСГ10-2 × 1000-0,56						
РБС10-2 × 1600-0,14	0,14	0,436	0,062	0,56	11,5	2 × 1600
РБСУ10-2 × 1600-0,14						
РБСГ10-2 × 1600-0,14						
РБСД10-2 × 1600-0,20	0,2	0,6	0,098	0,51	14,3	2 × 1420
РБСДУ10-2 × 1600-0,20						
РБСГ10-2 × 1600-0,20						
РБСД10-2 × 1600-0,25	0,25	0,76	0,119	0,52	16,7	2 × 1350
РБСДУ10-2 × 1600-0,25						
РБСГ10-2 × 1600-0,25						
РБСДГ10-2 × 1600-0,25	0,25	0,76	0,119	0,52	16,7	2 × 1500
РБСДУ10-2 × 1600-0,25						
РБСГ10-2 × 1600-0,25						
РБСДГ10-2 × 1600-0,35	0,35	1,07	0,197	0,46	22	2 × 1470
РБСДУ10-2 × 1600-0,35						
РБСГ10-2 × 1600-0,35						
РБСДГ10-2 × 2500-0,14	0,14	0,43	0,067	0,52	22,5	2 × 2100
РБСДУ10-2 × 2500-0,14						
РБСГ10-2 × 2500-0,14						
РБСДГ10-2 × 2500-0,20	0,2	0,58	0,109	0,46	32,1	2 × 1800
РБСДУ10-2 × 2500-0,20						
РБСГ10-2 × 2500-0,20						

* Реакторы выпускаются с углами между выводами 0; 90 и 180°.

** Для фаз В, СГ реакторов РБСДУ при ступенчатой установке фаз.

*** Данные реакторы имеют секционную схему обмотки. Для фаз Г реакторов РБСДУ при ступенчатой установке фаз.

горы серий РБС, РБСУ, РБСГ, РБСД

					Габариты				Масса фазы, кг
Количество охлаждающего воздуха, м ³ /мин		Электродинамическая стойкость, кА	Время термической стойкости, с	Электродинамическая стойкость при встречных токах КЗ, кА	Наружный диаметр по бетону, мм	Высота трехфазного комплекта, мм			
на комплект	на фазу					вертикальной установки H_3	ступенчатой установки H_2	горизонтальной установки $H_Ф$	
—	—	40	8	14,5	1490	3690	2460	1230	1440
—	—	32	8	12,5	1690	3690	2460	—	1680
—	—	33	8	12,5	1690	—	—	1230	1680
—	—	24	8	11	1845	3640	2460	1230	1910
—	—	63	8	21	1720	3735	2505	1230	1900
—	—	49	8	18,5	1870	3780	2550	—	2020
—	—	55	8	18,5	1870	—	—	1230	1940
—	—	45	8	16	1885	3960	2640	1230	2380
100**	—	37	8	15	1925	3825	2595	—	2440
—	—	37	8	15	1925	—	—	1230	2280
100**	—	29	8	13,5	2025	4275	2850	—	2400
—	—	29	8	13,5	2025	—	—	1425	2400
100**	—	24	8	13	2045	4275	2850	—	2820
—	—	24	8	13	2045	—	—	1425	2820
—	—	66	8	26	2065	3960	2685	—	2960
—	—	79	8	26	2065	—	—	1275	2680
100**	—	52	8	22	2125	4410	2940	—	3120
—	—	60	8	22	2125	—	—	1470	3120
100**	70***	49	8	20	2210	4200	2830	—	3470
—	70	49	8	20	2210	—	—	1370	3300
—	100	37	8	18,5	2080	—	—	1550	3850
—	100	79	8	29,5	2205	—	—	1415	3500
—	150	60	8	26	2140	—	—	1550	3890

Примечания 1 Способы установки см рис 2.45–2.47

2 В типе Р — реактор. Б — бетонный, С — стальной, У — ступенчатая установка, Г — горизонтальная установка, Д — воздушное охлаждение с дутьем

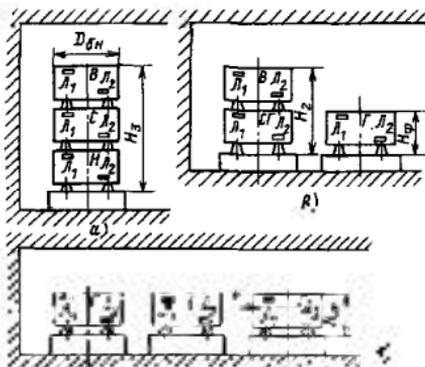


Рис. 2.45. Способы установки одинарных реакторов РБ, РБУ, РБГ, РБД, РБДУ, РБДГ:

a – вертикальная установка реакторов РБГ, РБДГ;
б – горизонтальная установка реакторов РБГ, РБДГ; *в* – ступенчатая установка реакторов РБУ, РБДУ

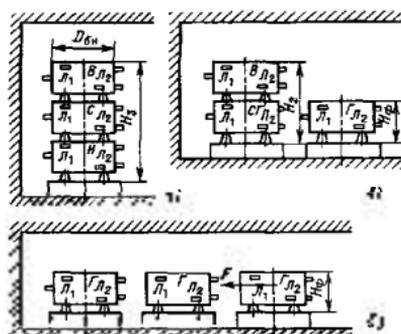


Рис. 2.46. Способы установки двоянных реакторов РБС, РБСУ, РБСГ, РБСД, РБСДУ, РБСДГ:

a – вертикальная установка реакторов РБС, РБСД;
б – горизонтальная установка реакторов РБСГ, РБСДГ; *в* – ступенчатая установка реакторов РБСУ, РБСДУ

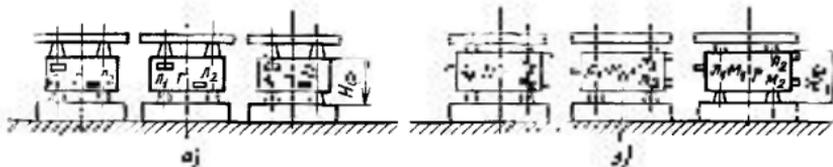


Рис. 2.47. Способы установки реакторов:

a – одинарных типа РБНГ; *б* – двоянных типа РБСНГ

Таблица 2.89. Одирные и двойные бетонные реакторы наружной установки серий РБНГ и РБСНГ

Тип*	Расчетные данные				Номинальные потери на фазу, кВт	Электродинамическая стойкость, кА	Время термической стойкости, с	Электродинамическая стойкость при встречных токах, кА	Наружный диаметр фазы по бетону, мм, не более	Высота фазы вместе с защитной крышей, мм, не более	Размеры фазы вместе с защитной крышей в плане, мм, не более	Масса фазы, кг
	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Индуктивное сопротивление ветвей, Ом	Индуктивное сопротивление ветвей при встречных токах, Ом	Номинальный коэффициент связи								
Одирные реакторы												
РБНГ10-1000-0,45	0,45	—	—	—	7,2	29	8	—	1840	1725	2600 × 2600	1880
РБНГ10-1000-0,56	0,56	—	—	—	8,2	24	8	—	1990	1725	2600 × 2600	1940
РБНГ10-1600-0,25	0,25	—	—	—	9,8	49	8	—	1915	1635	2600 × 2600	1880
РБНГ10-1600-0,35	0,35	—	—	—	12,8	37	8	—	1930	1815	2600 × 2600	2110
РБНГ10-2500-0,14	0,14	—	—	—	13,5	79	8	—	1945	1770	2600 × 2600	2120
РБНГ10-2500-0,20**	0,20	—	—	—	16,8	60	8	—	1990	1905	2600 × 2600	2330
РБНГ10-2500-0,25	0,26	—	—	—	19,7	49	8	—	2065	1815	2800 × 2800	2800
РБНГ10-2500-0,35	0,35	—	—	—	23,9	37	8	—	2230	1905	3000 × 3000	3260
Двойные реакторы												
РБСНГ10-2 × 1000-0,45	0,45	1,298	1,251	0,442	15,4	29	8	16	1945	2175	2600 × 2600	3090
РБСНГ10-2 × 1000-0,56	0,56	1,581	0,33	0,411	17,5	24	8	15	2020	2355	2600 × 2600	3270
РБСНГ10-2 × 1600-0,25	0,25	0,754	0,123	0,508	22,1	49	8	22	2035	1995	2600 × 2600	3180
РБСНГ10-2 × 2500-0,14	0,14	0,450	0,056	0,600	29,3	79	8	34	2335	1815	3000 × 3000	3750

* Реакторы выпускаются с углами между выводами 0; 90 и 180°.

** Реактор имеет секционную схему обмотки.

Таблица 290. Реакторы масляные заземляющие дугогасящие

Тип	Конструктивное исполнение	Номинальное напряжение, кВ		Номинальная мощность, кВ·А	Предельные токи, А	Напряжение питания электропривода, В	Габариты, мм	Масса, кг
		сети	реактора					
РЗДПОМ-120/6У1	Однофазные заземляющие дугогасящие с плавным регулированием масляные	6	6,3: $\sqrt{3}$	120	26,2—5,2	380	900 × 1185 × 1630	1385
РЗДПОМ-190/10У1		10	11: $\sqrt{3}$	190	25,5	380	900 × 1185 × 1630	1393
РЗДПОМ-300/6У1		6	6,6: $\sqrt{3}$	300	65,5—13,1	380	1380 × 1280 × 1680	1560
РЗДПОМ-480/10У1		10	11: $\sqrt{3}$	480	63—12,6	380	1396 × 1340 × 1990	2252
РЗДПОМ-480/20У1		20	22: $\sqrt{3}$	480	31,4—6,3	380	1396 × 1420 × 1990	2290
РЗДПОМ-700/35У1	Однофазные заземляющие дугогасящие со ступенчатым регулированием масляные	35	38,5: $\sqrt{3}$	700	28,4—5,7	380	1610 × 1710 × 2120	3550
РЗДПОМ-800/35У1		35	38,5: $\sqrt{3}$	800	36—7,2	380	1610 × 1710 × 2120	3560
РЗДСОМ-115/6У1		6	6,6: $\sqrt{3}$	115	25,0—12,5	—	1225 × 860 × 1645	740
РЗДСОМ-230/6У1		6	6,6: $\sqrt{3}$	230	50—25	—	1225 × 995 × 1815	995
РЗДСОМ-460/6У1		6	6,6: $\sqrt{3}$	460	100—50	—	1325 × 1045 × 1845	1370
РЗДСОМ-920/6У1		6	6,6: $\sqrt{3}$	920	200—100	—	1630 × 1085 × 2125	2090
РЗДСОМ-190/10У1		10	11: $\sqrt{3}$	190	25—12,5	—	1225 × 860 × 1816	955
РЗДСОМ-380/10У1		10	11: $\sqrt{3}$	380	50—25	—	1325 × 1045 × 1865	1370
РЗДСОМ-760/10У1		10	11: $\sqrt{3}$	760	100—50	—	1630 × 1085 × 2125	160
РЗДСОМ-1520/10У1		10	11: $\sqrt{3}$	1520	200—100	—	1530 × 1365 × 2725	3610
РЗДСОМ-115/15,75У1		15,75	15,75: $\sqrt{3}$	115	10—5	—	1370 × 880 × 1865	980
РЗДСОМ-155/20У1		20	22: $\sqrt{3}$	155	10—5	—	1370 × 880 × 1865	1090
РЗДСОМ-310/35У1		35	38,5: $\sqrt{3}$	310	12,5—6,25	—	1720 × 990 × 2525	2100
РЗДСОМ-620/35У1	35	38,5: $\sqrt{3}$	620	25—12,5	—	1720 × 1200 × 2525	2670	
РЗДСОМ-1240/35У1	35	38,5: $\sqrt{3}$	1240	50—25	—	2080 × 1310 × 2525	3640	

Примечания. 1. В типе Р — реактор. ЗД — заземляющий дугогасящий; П — плавное регулирование; С — ступенчатое регулирование.

2. Регулятор автоматической настройки в комплект поставки не входит.

3. Плавное регулирование тока в реакторах осуществляется изменением зазора в магнитной системе в пределах диапазона электроприводом.

4. Ступенчатое регулирование тока в реакторах (устройство ПБВ) выполняется на отключенном от сети реакторе вручную с помощью штурвала

5. Реакторы имеют сигнальную обмотку с номинальным напряжением 100 В и током 10 А.

6. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Таблица 2.91. Трансформаторы тока (кабельные) внутренней установки для защиты от замыкания на землю в сетях 6—10 кВ

Тип	Число охватываемых кабелей	Наружный диаметр кабеля, мм	Цепь подмагничивания		Вторичная цепь		ЭДС небаланса во вторичной цепи, не более, мВ	
			номинальное напряжение, В	потребляемая мощность, В·А	полное сопротивление, Ом	получаемая мощность при 1 А, В·А	от подмагничивания	от несимметричности при номинальной нагрузке
ТНП-2	1—2*	50	110	20	10	0,00625	150	17
ТНП-4	3—4*	50	110	45	10	0,00625	150	17
ТНП-7	5—7*	50	110	50	10	0,00344	150	14
ТНП-12	8—12	60	110	70	10	0,00344	150	14

* Наружный диаметр кабеля до 50 мм. При диаметре более 50 мм необходимо применять следующий больший габарит трансформатора.

Таблица 2.92. Трансформаторы тока (шинные) внутренней установки для защиты от замыканий на землю в сетях 6—10 кВ

Тип	Длительно допустимый ток при температуре воздуха 40 °С, А	Десятисекундный ток термической стойкости, кА	Наибольший ударный ток КЗ, кА	Потребляемая мощность цепи подмагничивания 110 В, В·А	ЭДС небаланса во вторичной цепи, мВ	
					от подмагничивания	от несимметричных токов
ТНП-Ш1	1750	24	165	20	100	60
ТНП-Ш2	3000	48	165	25	100	85
ТНП-Ш3	4500	72	165	30	100	100
ТНП-ШЗУ	7500	90	180	35	100	150

Таблица 2.93. Трансформаторы тока, встраиваемые в выключатели или силовые трансформаторы 10—220 кВ

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10		
ТВ10-1У2	6000/5	6000	5	20	—	—	—	85,5	3
		75		—	—	20			
	200/5	100		—	—	—	20	10	—
		150		—	—	20	—		
		200		—	—	20	—		

Продолжение табл. 2.93

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10		
ТВ35-1У2	300/5	100	—	—	—	—	20	10	—
		150	5	—	—	20	—		5
		200		—	—	20	—		9
		300		—	10	—	—		25
600/5	200	—		—	20	—	10	9	
	300	—	10	—	—	25			
	400	—	20	—	—	16			
	600	10	—	—	—	16*			
1500/5	600	10	—	—	—	10	16		
	750	30	—	—	—		13		
	1000	30	—	—	—		10		
	1500	30	—	—	—		6,5		
150/5**	50	—	—	—	10	10	—		
	75	—	—	—	20		—		
	100	—	—	—	20		—		
	150	—	—	—	30		2		
ТВ35-1У2; ХЛ2	300/5	100	—	—	—	20	10	—	
		150	5	—	—	30		2	
200		—		—	40	—			
300		—		—	30	7			
600/5	200	—		—	—	40	10	2	
	300	—	—	30	—	7			
	400	—	—	40	—	3			
	600	—	30	—	—	14			
200/5***	75	—	—	—	20	25	—		
	100	5	—	—	20		—	—	
	150		—	—	20		—	5	
	200		—	—	—		—	9	
300/5	100		—	—	—	20	25	—	
	150	5	—	—	20	—		5	
	200		—	—	20	—		9	
	300		—	10	—	—		16	
600/5	200		—	—	20	—	25	9	
	300	—	10	—	—	16			
	400	—	20	—	—	12			
	600	10	—	—	—	30			
1500/5	600	10	—	—	—	25	30		
	750	30	—	—	—		20		
	1000	30	—	—	—		22		
	1500	30	—	—	—		16*		

Продолжение табл. 2.93

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos\phi = 0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10		
ТВ110-IV2; ХЛ2	200/5**	75	5	—	—	—	10	20	—
		100		—	—	—	20		—
		150		—	—	—	20		22
	300/5	200	5	—	—	10***	30	20	—
		100		—	—	—	20		—
		150		—	—	—	20		—
		200		—	—	10***	30		22
		300		—	—	15***	40		20
	600/5	200	5	—	—	10***	30	20	22
		300		—	—	15***	40		20
		400		—	—	30	—		15
		600		10	20	50***	—		25
1000/5	400	5	—	10	30***	—	20	15	
	600		10	20	50***	—		25	
	750		20	25	75***	—		15	
	1000		30	50	—	—		20*	
ТВ110-IV2; ХЛ2	200/5**	75	5	—	—	—	15	50	—
		100		—	—	—	20		5
		150		—	—	—	20		10
		200		—	10	20***	—		20
	300/5**	100	5	—	—	—	20	50	5
		150		—	—	—	20		10
		200		—	10	20***	—		20
		300		—	15	30***	—		20
	600/5	200	5	—	—	15	—	50	34
		300		—	15	—	—		50
		400		—	25	—	—		40
		600		25	—	—	—		60
	1000/5	500	5	10***	15	—	—	50	80
		600		25	—	—	—		60
		750		50	—	—	—		37
		1000		50	—	—	—		50*
	2000/5	1000	5	50	—	—	—	50	50*
		1200		50	—	—	—		42
1500		50		—	—	—	33*		
2000		50		—	—	—	25*		
1000/1	500	1	25***	60	—	—	50	50	
	600		30	60	—	—		50	
	750		50	60	—	—		37	

Продолжение табл. 2 93

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10		
		1000		50	60	—	—		50*
	2000/1	1000 1200 1500 2000	1	50 50 50 50	60 60 60 60	— — — —	— — — —	50	50* 42 33** 25*
	600/5	200 300 400 600	5	— — — 10	— 20 30 20	40 — — 50***	— — — —	25	— 20 20 18
	1000/5	40 600 750 1000	5	— — 15 20	— 20 30*** 50***	30 50*** — —	— — — —	25	20 18 32 25*
	2000/5	500 1000 1500 2000	5	— 20 30 50	— 50*** — —	50 — — —	— — — —	25	13 25* 16 12
	1000/1	400 600 750 1000	1	— 10 15 30	— 20 40*** —	40 40*** — —	— — — —	25	15 22 25 25*
	2000/1	500 1000 1500 2000	1	— 30 40 50	15 — — —	40*** — — —	— — — —	25	19 25 16 13
ТВ220-1У2; ХЛ2	1200/5	600 800 1000 1200	5	— 20 30 30	15 — — —	— — — —	— — — —	40	50 50 40* 33
	2000/5	1000 1200 1500 2000	5	30 30 30 30	— — — —	— — — —	— — — —	40	40* 33 27 20*
	3000/5	1200 1500 2000 3000	5	30 30 30 30	— — — —	— — — —	— — — —	40	33 27 20* 17
	1200/1	600 800 1000 1200	1	— 20 30 30	15 — — —	— — — —	— — — —	40	50 50 40* 33

Продолжение табл. 2.93

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos\phi = 0.8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10		
		1200	1	30	—	—	—	40	33
		1500		30	—	—	—		
		2000		30	—	—	—		
	3000/1	1200	1	30	—	—	—	40	33
		1500		30	—	—	—		
		2000		30	—	—	—		
		2000		30	—	—	—		
		3000		30	—	—	—		

* Номинальная предельная кратность, ограниченная допустимым током термической стойкости.

** Термическая стойкость указана для случая, когда обмотки трансформатора замкнуты на номинальную нагрузку. Трехсекундный ток термической стойкости указан для трансформаторов на номинальное напряжение 110 и 220 кВ, а четырехсекундный — для трансформаторов на номинальное напряжение 10 и 35 кВ

*** Вторичная нагрузка, при которой гарантирована номинальная предельная кратность (в случае указания нескольких значений вторичной нагрузки для типовых исполнений трансформатора).

7. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПЯЖЕНИЯ

Таблица 2.94. Трансформаторы напряжения внутренней и наружной установки

Тип	Исполнение	Номинальное напряжение, В			Номинальная мощность в классах точности, В·А				Предельная мощность, В·А
		ВН	НН	НН (дополнительная)	0,2	0,5	1	3	
НТС-0,5УХЛ4 НТС-0504	Трехфазные с воздушным охлаждением (сухие)	600	—	—	—	50	75	200	160
		380	—	—	—	50	75	200	400
НОС-0,5УХЛ4 НОС-0504 НОСК-3У5	Однофазные с воздушным охлаждением	660	—	—	—	25	50	100	160
		380	—	—	—	25	50	100	160
		2000	100	—	—	30	50	150	250
НОСК-6У5	Однофазные с воздушным охлаждением для КРУ	6000	127—100	—	—	50*	75*	200*	400*
		3000	100	—	—	30	50	150	240
НОМ-6У4 НОМ-10У4 НОМ-15У4 НОМ	Однофазные с масляным охлаждением	6000	127—100	—	—	50	75	200	400
		10000	100	—	—	75	150	300	400
		13800	100	—	—	75	150	300	640
		15750	100	—	—	75	150	300	640
		18000	100	—	—	75	150	300	640

Продолжение табл. 2.94

Тип	Исполнение	Номинальное напряжение, В			Номинальная мощность в классах точности, В·А				Пределная мощность, В·А
		ВН	НН	НН (дополнительная)	0,2	0,5	1	3	
ЗНОМ-15-63У2	Для пофазного экранированного токопровода	6000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$	100 : 3	—	50	75	200	400
		6300 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$	100 : 3	—	50	75	200	400
		6600 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$	100 : 3	—	50	75	200	400
ЗНОМ-15-72У2		15750 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$	100 : 3	—	50	100	150	630
ЗНОМ-20-63У2		18000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$	100 : 3	50	100	150	300	630
ЗНОМ-24-69У1		24000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$	100 : 3	—	150	250	600	1000
НТМИ-6-66У3	Трехфазные с естественным охлаждением	3000	100	—	—	50	75	200	400
		6000	100	—	—	75	150	300	630
НТМИ-10-66У3		10000	100	—	—	120	200	500	1000
		10500	100	—	—	120	200	50	1000
НТМК-6		3000	100	—	—	50	75	200	400
		6000	100	—	—	75	150	300	640
НТМК-10		10000	100	—	—	120	200	500	960

* Только при вторичном напряжении 100 В.

8. ИЗОЛЯТОРЫ КЕРАМИЧЕСКИЕ АРМИРОВАННЫЕ

Таблица 2.95. Изоляторы проходные и опорные напряжением 6—35 кВ

Тип	Напряжение, кВ		Номинальный ток, А	Минимальное разрушающее усилие на изгиб, кН	Длина или высота*, мм	Диаметр изолятора, не более, мм	Размер фланца, мм		Масса, кг
	номинальное	импульсное					наибольший размер овального фланца	размер по креплению фланца	

Изоляторы проходные с токопроводом, предназначенные для работы в помещении

ИП-6/400-3,75УХЛ2	6	60	400	3,75	360	112	165	140	5
ИП-10/630-7,5УХЛ2	10	80	630	7,5	450	146	205**	165	7
ИП-10/1000-7,5УХЛ2	10		1000	7,5	520	166	190 × 150	150 × 150	8
ИП-10/1000-7,5У3	10		1000	7,5	500	166	190 × 190	150 × 150	7
ИП-10/1600-7,5УХЛ	10		1600	7,5	520	166	190 × 190	150 × 150	9
ИП-10/1600-7,5У3	10		1600	7,5	500	140	190 × 190	150 × 150	7
ИП-35/400-7,5УХЛ2	35		400	7,5	910	208	250 × 250	200 × 200	38
ИП-35/630-7,5УХЛ2	35	195	630	7,5	910	208	250 × 250	200 × 200	38
ИП-35/1000-7,5УХЛ2	35		1000	7,5	1010	234	260 × 260	200 × 200	46
ИП-35/1600-7,5УХЛ2	35		1600	7,5	1010	234	260 × 260	200 × 200	47

Продолжение табл. 2.95

Тип	Напряжение, кВ		Номинальный ток, А	Минимальное разрушающее усилие на изгиб, кН	Длина или высота*, мм	Диаметр изолятора, не более, мм	Размер фланца, мм		Масса, кг
	номинальное	импульсное					наибольший размер овального фланца	размер по креплению фланца	
ИПУ-10/630-7,5УХЛ1	10		630	7,5	620	142	180 × 180	140 × 140	10
ИП-10/630-7,5УХЛ1	10		630	7,5	565	110	215	140	8
ИПУ-10/630-12,5УХЛ1	10		630	12,5	620	158	205 × 205	155 × 155	13
УПУ-10/1000-7,5УХЛ1	10	80	1000	7,5	620	142	205 × 205	155 × 155	10
ИПУ-10/1000-12,5УХЛ1	10		1000	12,5	620	158	205 × 205	155 × 155	13
ИПУ-10/1600-12,5УХЛ1	10		1600	12,5	665	205	240 × 240	195 × 195	17
ИПУ-10/2000-12,5УХЛ1	10		2000	12,5	685	205	240 × 240	195 × 195	18
ИПУ-10/3150-12,5УХЛ1	10		3150	12,5	685	205	240 × 240	195 × 195	18
ИП-20/2000-12,5УХЛ1	20	125	2000	12,5	886	260	270 × 270	220 × 220	35
ИП-20/3150-12,5УХЛ1	20		3150	12,5	886	260	270 × 270	220 × 220	38
ИПУ-35/400-7,5УХЛ1	35		400	7,5	1050	235	210 × 260	210 × 210	—
ИПУ-35/630-7,5УХЛ1	35		630	7,5	1090	235	260 × 260	210 × 210	—
ИПУ-35/1000-7,5УХЛ1	35	195	1000	7,5	1090	235	260 × 260	210 × 210	—
ИП-35/1600-7,5УХЛ1	35		1600	7,5	1080	225	260 × 260	200 × 200	42

Изоляторы с токопроводом для наружно-внутренних установок

* Размеры для справок.

** Наибольший размер овального фланца.

Примечание В типе И — изолятор; П — проходной; У — усиленное исполнение внешней изоляции; У, УХЛ — климатическое исполнение; 1, 2, 3 — категория размещения.

Таблица 2.96. Изоляторы опорные, предназначенные для работы в помещении

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое напряжение, кВ	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН	Номинальное значение максимального диаметра изолятора, мм	Высота изолятора, мм	Масса, кг, не более	
							изоляционной части	арматуры
И4-80УХЛ3	10	12	80	4	7,5	130	—	—
И8-80УХЛ3	10	12	80	8	100	130	—	—
И16-80УХЛ3	10	12	80	16	125	130	—	—
И25-80УХЛ3	10	12	80	25	160	130	—	—
И4-125УХЛ3	20	24	125	4	85	210	—	—
И8-125УХЛ3	20	24	125	8	125	210	—	—
И16-125УХЛ3	20	24	125	16	140	210	—	—
И25-125УХЛ3	20	24	125	25	170	210	—	—
И4-170УХЛ3	30	36	170	4	105	300	—	—
И8-170УХЛ3	30	36	170	8	130	300	—	—
И4-195УХЛ3	35	40,5	195	4	115	355	—	—
И8-195УХЛ3	35	40,5	195	8	145	355	—	—
ИО-6-3,75ИУ3	6	7,2	60	3,75	77	100	0,88	0,14
ИО-6-3,75ИУ3	6	7,2	60	3,75	77	100	0,88	0,1
ИОР-6-3,75УХЛ	6	7,2	60	3,75	84	100	0,94	0,14

Продолжение табл. 2.96

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое напряжение, кВ	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН	Номинальное значение максимального диаметра изолятора, мм	Высота изолятора, мм	Масса, кг. не более	
							изоляционной части	арматуры
ИО-10-3,75IU3	10	12	80	3,75	82	120	1,23	0,14
ИО-10-3,75IU3	10	12	80	3,75	82	120	1,23	0,12
ИОР-10-3,75УХЛ	10	12	80	3,75	96	120	1,41	0,2
ИО-10-7,50У3	10	12	80	7,5	102	120	1,76	0,4
ИОР-10-7,50УХЛ	10	12	80	7,5	115	124	2,30	0,38
ИОР-10-7,50ПУХЛ	10	12	80	7,5	112	120	1,98	0,38
ИОР-10-7,50ПУХЛ	10	12	80	7,5	115	120	2,20	0,55
ИО-10-20,00У3	10	12	80	20	160	134	4,29	1,8
ИОР-10-20,00УХЛ	10	12	80	20	170	134	9,48	1
ИОР-10-30,00УХЛ	10	12	80	30	200	150	9,48	1

Примечание. В типе И — изолятор, О — опорный, Р — ребристый; 4, 8, 16, 25 — минимальная разрушающая сила на изгиб (разрыв), кН; 80, 125, 170, 195 — испытательное напряжение грозового импульса; I, II, III — вариант исполнения; У, УХЛ — климатическое исполнение; 2, 3 — категория размещения.

Г. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

2.26. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ (ГОСТ 11677-85*)

Силовые трансформаторы классифицируют:

по условиям работы — на трансформаторы, предназначенные для работы в нормальных и специальных условиях;

по виду изолирующей и охлаждающей среды — на масляные, сухие, заполненные негорючим жидким диэлектриком и с литой изоляцией;

по типам, характеризующим назначение и основное конструктивное исполнение, — однофазные или трехфазные; наличие и способ выполнения регулирования напряжения и т. д.

2.27. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

В стандартах или технических условиях на конкретные типы трансформаторов указываются следующие основные параметры:

номинальная мощность (указывают также мощности основных обмоток трехобмоточных трансформаторов и мощность обмотки низшего напряжения трехобмоточных автотрансформаторов);

номинальные напряжения всех основных обмоток на всех ответвлениях;

условные обозначения схем и групп соединения обмоток;

вид переключения ответвлений (РПН — регулирование под нагрузкой, ПВВ — переключение без возбуждения), диапазон и число ступеней регулирования напряжения; наибольший допустимый ток в общей обмотке автотрансформатора; потери ХХ и КЗ на основном ответвлении;

напряжение короткого замыкания на основном и крайних ответвлениях (нормируемые параметры) для трансформаторов с РПН, на основном ответвлении других трансформаторов, приведенное к номинальной мощности трансформатора; ток холостого хода на основном ответвлении;

установленная мощность двигателей системы охлаждения; масса полная; транспортная удельная и масса масла;

габариты и присоединительные размеры. Условные обозначения типов трансформаторов и автотрансформаторов состоят из букв и цифр, которые означают:

А — автотрансформатор (для однофазных О, для трехфазных Т);

Р — расщепленная обмотка низшего напряжения;

условное обозначение видов охлаждения по табл. 2.97;

З — защита жидкого диэлектрика с помощью азотной подушки без расширителя;

Л — исполнение с литой изоляцией;
Т — трехмоточный трансформатор;
Н — трансформатор с РПН;
С — сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением (обычно вторая буква в обозначении типа) либо исполнение для собственных нужд электростанций (обычно последняя буква в обозначении типа);
К — кабельный ввод;
Ф — фланцевый вывод (для комплектных трансформаторных подстанций).

Пример условного обозначения трансформатора ТРДН-40000/110 — трехфазный двухмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения, с масляным охлаждением, с дутьем и естественной циркуляцией масла, с РПН, номинальной мощностью 40 000 кВ·А, класса напряжения 110 кВ.

Таблица 2.97. Условные обозначения систем охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов по ГОСТ 11677—85*

Система охлаждения	Условные обозначения
Сухие трансформаторы	
Естественное воздушное при открытом исполнении	С
Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ
Естественное воздушное при герметичном исполнении	СТ
Воздушное с принудительной циркуляцией воздуха	СД
Масляные трансформаторы	
Естественная циркуляция воздуха и масла	М
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком	МЦ
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком	НМЦ
Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла	ДЦ
Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла	НДЦ
Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла	Ц
Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла	НЦ

Продолжение табл. 2.97

Система охлаждения	Условные обозначения
Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком	
Естественное охлаждение с негорючим жидким диэлектриком	Н
Охлаждение жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха	НД
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и с направленным потоком жидкого диэлектрика	ННД

Основные характеристики трансформаторов

Обозначения величин

$S_{ном}$ — номинальная мощность, кВ·А;
 $U_{ном}$ — номинальное напряжение, кВ;
 $I_{ном}$ — номинальный линейный ток на стороне высшего напряжения, А;
 I_x — ток холостого хода, % $I_{ном}$;
 U_K — напряжение КЗ, %;
 U_a — активная составляющая напряжения КЗ, %;
 U_r — реактивная (индуктивная) составляющая напряжения КЗ, %;
 P_K — потери КЗ, кВт;
 P_x — потери холостого хода, кВт;
 $\cos \varphi_2$ — коэффициент мощности вторичной цепи;
 β — коэффициент загрузки (отношение фактической нагрузки S к номинальной мощности трансформатора $S_{ном}$).

Основные соотношения

1 Активное сопротивление трехфазного двухмоточного трансформатора, Ом,

$$r = \frac{P_K U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном}^2} = \frac{P_K \cdot 10^3}{3I_{ном}^2} \quad (2.190)$$

2. Реактивное (индуктивное) сопротивление двухмоточного трансформатора ($U_r \approx U_a$), отнесенное к номинальному напряжению, Ом,

$$x = 10U_K U_{ном}^2 / S_{ном} \quad (2.191)$$

где $U_{ном}$, кВ; $S_{ном}$, кВ·А.

3. Реактивное (индуктивное) сопротивление двухмоточного трансформатора с расщепленной на две цепи обмоткой низшего напряжения при объединенных одноименных зажимах обмоток H_1 и H_2 ($x_{вн}$) определяется по (2.198). Реактивные сопротивления элементов схемы замещения трехфазного трансформатора, Ом,

$$x_b \approx 0,125x_{вн}; \quad (2.192)$$

$$x_{H_1} = x_{H_2} \approx 175x_{вн} \quad (2.193)$$

4. Реактивное (индуктивное) сопротивление КЗ обмоток трехмоточного транс-

форматора, а также автотрансформатора с обмоткой низшего напряжения, Ом,

$$x_{\Sigma} = 0,5 (x_{\text{ВС}} + x_{\text{ВН}} + x_{\text{СН}}); \quad (2.194)$$

$$x_0 = 0,5 (x_{\text{ВС}} + x_{\text{СН}} - x_{\text{ВН}}) = x_{\text{ВС}} - x_{\Sigma}; \quad (2.195)$$

$$x_{\text{Н}} = 0,5 (x_{\text{ВН}} + x_{\text{СН}} - x_{\text{ВС}}) = x_{\text{ВН}} - x_{\Sigma} \quad (2.196)$$

где $x_{\text{ВС}}$, $x_{\text{ВН}}$ и $x_{\text{СН}}$ из выражений

$$x_{\text{ВС}} = \frac{10U_{\text{ВС}}U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.197)$$

$$x_{\text{ВН}} = \frac{10U_{\text{ВН}}U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.198)$$

$$x_{\text{СН}} = \frac{10U_{\text{СН}}U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.199)$$

5. Реактивное (индуктивное) сопротивление нулевой последовательности трехфазного двухобмоточного трансформатора (x_0) с соединением обмоток Y_n/Δ со стороны обмотки, соединенной в звезду, равно индуктивному сопротивлению прямой последовательности трансформатора. Со стороны обмотки, соединенной в треугольник, $x_0 = \infty$.

6. Активная проводимость двух- и трехобмоточных трансформаторов, 1/Ом,

$$g = \frac{P_x}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}. \quad (2.200)$$

7. Реактивная (индуктивная) проводимость двух- и трехобмоточных трансформаторов, 1/Ом,

$$b = \frac{Q}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}, \quad (2.201)$$

где $Q = I_x S_{\text{НОМ}}/100$, квар.

8. Падение напряжения, % $U_{\text{НОМ}}$,

$$\Delta U = \beta (U_a \cos \varphi_2 + U_r \sin \varphi_2) + \frac{\beta^2}{200} (U_r \cos \varphi_2 - U_a \sin \varphi_2), \quad (2.202)$$

где $U_a = \frac{P_x}{S} 100, \%$; $U_r = \sqrt{U_k^2 - U_a^2}$.

При активно-индуктивной нагрузке с достаточной степенью точности второй член в (2.202) можно опустить.

9. Потеря напряжения в трансформаторе (при $U_r \gg U_a$), кВ,

$$\Delta U = \beta \sin \varphi_2 \frac{U_k}{100} U_{\text{НОМ}}. \quad (2.203)$$

11. Коэффициент полезного действия при заданной нагрузке, %,

$$\eta = \left(1 - \frac{P_x + \beta^2 P_k}{\beta P_{\text{НОМ}} \cos \varphi_2 + P_x + \beta^2 P_k} \right). \quad (2.204)$$

12. Наибольшее значение η имеет место при коэффициенте загрузки

$$\beta = \sqrt{\frac{P_x}{P_k}}. \quad (2.205)$$

Следует отметить, что в диапазоне изменения $\beta = 0,5 + 1$ изменение η незначительно.

13. Наибольшая кратность установившегося сквозного тока трехфазного КЗ через трансформатор (при его питании от источника бесконечной мощности)

$$K = \frac{100}{U_k}. \quad (2.206)$$

Таблица 2.98. Потери мощности трансформатора

Потери	Активной, кВт	Реактивной, квар
Холостого хода при $U_{\text{НОМ}}$	P_x	$Q_x = \sqrt{\left(\frac{I_x S_{\text{НОМ}}}{100}\right)^2 - P_x^2}$
Короткого замыкания при $I_{\text{НОМ}}$	P_k	$Q_k = 3I_{\text{НОМ}}^2 x$
Короткого замыкания при нагрузке, отличной от $I_{\text{НОМ}}$	βP_k	$\beta^2 Q_k$
Полные	$P_{\Sigma} = P_x + \beta^2 P_k$	$Q_{\Sigma} = Q_x + \beta^2 Q_k$

Таблица 2.99. Значения аварийной перегрузки трансформаторов

Продолжительность перегрузки, ч	Эквивалентная температура охлаждающего воздуха, °С											
	-20		-10		0		10		20		30	
	МД	ДЦ	МД	ДЦ	МД	ДЦ	МД	ДЦ	МД	ДЦ	МД	ДЦ
0,5	2	1,9	2	1,8	2	1,8	2	1,7	2	1,6	2	1,5
1	2	1,8	2	1,7	2	1,7	2	1,6	2	1,5	1,9	1,5
2	2	1,7	2	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,6	1,4
4	1,8	1,6	1,7	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
6	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3
12	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3
24	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3

2.28. СХЕМЫ И ГРУППЫ СОЕДИНЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

ГОСТ 11677—85* установлены приведенные на рис. 2.48 схемы и группы соединения обмоток высшего напряжения (ВН), среднего напряжения (СН) и низшего напряжения (НН). Обозначения У/У-0, У/Д-11 и

другие указывают схемы соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов и угловое смещение векторов линейных ЭДС обмоток СН и НН по отношению к векторам ЭДС обмоток ВН. Группа соединения (угловое смещение) обозначается числом, которое при умножении на 30° дает угол отставания в градусах (например, 11 соответствует углу 330°).

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжения холостого хода		Условные обозначения
ВН	НН	ВН	НН	
				У/У-0
				У/Д-11
				У _n /Д-11
				У/З _n -11
				Д/У _n -11
				Д/Д-0

а)

Рис. 2.48. Схемы и группы соединений обмоток трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов:

а — двухобмоточных; б — трехобмоточных; в — для трехобмоточных автотрансформаторов; г — двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой НН

Схемы соединения обмоток			Диаграммы векторов напряжений холостого хода			Условные обозначения
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						$Y_n/Y_n/\Delta-0-11$

б)

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжений холостого хода		Условные обозначения
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				$Y_n/\Delta/\Delta-0-11$

в)

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условные обозначения
ВН	НН	ВН	НН	
				$Y_n/\Delta/\Delta-11-11$

г)

2.29. ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы с воздушным охлаждением (естественным или с дутьем) называются сухими. Различают сухие трансформаторы с воздушно-барьерной изоляцией обмоток и с обмотками (или одной обмоткой ВН), залитыми эпоксидным компаундом (литая изоляция). Сухие трансформаторы с воздушно-барьерной изоляцией обмоток общего назначения изготавливаются в СССР мощностью до 1600 кВ·А включительно и предназначены для установки в сухих, закрытых помещениях (относительная влажность воздуха до 80%). Их достоинства — пожаробезопасность, простота конструкции, отсутствие жидкого диэлектрика. Трансформаторы с литой изоляцией общего назначения выпускаются в СССР мощностью до 2500 кВ·А. Дополнительными их достоинствами по сравнению с трансформатором с воздушно-барьерной изоляцией являются: большой диапазон изменения температуры окружающего воздуха (от -45 до $+40^\circ\text{C}$), относительная влажность воздуха до 98% при температуре 25°C , уменьшенный уровень шума.

Естественное масляное охлаждение применяется, как правило, для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А включительно.

При мощности трансформаторов 10000 кВ·А и более применяется масляное охлаждение с воздушным дутьем. Обдувание поверхности радиаторов позволяет увеличить теплоотдачу на 50% и более. Трансформаторы снабжаются системой дутьевого охлаждения при помощи вентиляторов с электродвигателями.

Масляное охлаждение с принудительной циркуляцией масла позволяет значительно увеличить отвод тепла от наиболее нагретых точек трансформатора. К баку трансформатора подключают центробежный насос, который прогоняет горячее масло через воздушный или водяной охладитель.

Трансформаторы с охлаждением негорючим жидким диэлектриком в СССР изготавливаются мощностью до 2500 кВ·А включительно для установки в помещениях. Однако применяемая в трансформаторах жидкость (совтол) экологически небезопасна, поэтому в настоящее время для вновь проектируемых объектов совтоловые трансформаторы находят ограниченное применение. Ведутся поиски экологически безопасного заменителя совтола. Вместо совтоловых мо-

дуг использоваться трансформаторы с литой изоляцией.

2.30. ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Под нагрузочной способностью понимают свойство трансформатора нести нагрузку сверх номинальной при определенных условиях эксплуатации, предшествующих нагрузке трансформатора и температуре охлаждающей среды. Допустимые систематические и аварийные перегрузки масляных трансформаторов мощностью до 100 МВ·А регламентируются ГОСТ 14209—85*. Для трансформаторов мощностью выше 100 МВ·А допустимые перегрузки должны указываться в заводских инструкциях по эксплуатации.

Для сухих трансформаторов общего назначения (в том числе с литой изоляцией), предназначенных для комплектов трансформаторных подстанций, допускается аварийная перегрузка на 30% сверх номинального тока не более чем 3 ч в сутки, если длительная предварительная нагрузка составляла не более 70% номинального тока трансформатора.

Для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха (масла) нагрузка выше его номинальной мощности допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора.

Расчеты значений и продолжительности допустимых нагрузок и перегрузок трансформаторов выполняются, исходя из графиков нагрузки и температуры охлаждающей среды. Допустимые систематические нагрузки не вызывают сокращения нормируемого срока службы трансформатора, так как за время нагрузки обеспечивается нормальный или пониженный по сравнению с нормальным расчетный износ изоляции.

Допустимые аварийные перегрузки вызывают повышенный по сравнению с нормальным расчетный износ витковой изоляции, что может привести к сокращению нормированного срока службы, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузками с износом витковой изоляции ниже номинального. Поэтому нормы максимально допустимых систематических нагрузок, а также допустимых аварийных перегрузок трансформаторов в соответствии с ГОСТ 14209—85* определяются исходя из относительного износа витковой изоляции. Исходными для расчета является график нагрузки трансформаторов и температура

охлаждающей среды. Для различных суточных графиков нагрузки, значений температуры охлаждающей среды и систем охлаждения трансформаторов в ГОСТ 14209—85* приведены таблицы значений максимально допустимых систематических нагрузок трансформаторов и допустимых аварийных перегрузок трансформаторов классов напряжения до 110 кВ включительно.

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий и других объектов допускается принимать аварийную перегрузку по табл. 2.99. Таблица составлена для предшествующей нагрузки трансформатора, не превышающей 0,8 номинальной.

Значения годовой и сезонной эквивалентной температуры охлаждающего воздуха по некоторым населенным пунктам СССР приведены в табл. 2.100 (ГОСТ 14209—85*).

При проектировании подстанций допустимую аварийную перегрузку трансформатора следует определять:

а) для трансформаторов, установленных на открытом воздухе, в зависимости от эквивалентной годовой температуры по табл. 2.103.

Примечание. При наличии данных об ожидаемой летней нагрузке (обычно меньшей, чем зимняя) можно в ряде случаев снижать номинальную мощность открытой (наружной) установки, определив допустимую аварийную перегрузку зимой по эквивалентной зимней температуре и летом по эквивалентной летней температуре;

б) для трансформаторов, установленных в закрытых камерах или неотапливаемых помещениях (цехах),— при эквивалентной годовой температуре 10 °С;

в) для внутрицеховых подстанций, установленных в отапливаемых цехах,— при эквивалентной годовой температуре 20 °С.

Для трехобмоточных трансформаторов допустимые нагрузки и перегрузки следует определять для наиболее нагруженной обмотки.

Допустимые нагрузки и перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д при отключенных вентиляторах следует определять исходя из номинальной мощности таких трансформаторов с системой охлаждения М.

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН допускаются те же перегрузки, отнесенные к номинальной мощности каждой ветви, что и для трансформаторов с нерасщепленной обмоткой.

Масляные трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком

(кроме трансформаторов собственных нужд электростанций) по ГОСТ 11677—85* должны выдерживать в эксплуатации ударные толчки тока. При этом отношение действующего значения тока к номинальному (кратность) не должно превышать значений, указанных в табл. 2.101.

Для трансформаторов мощностью более 10 МВ·А ударные толчки тока более номинального должны быть согласованы с заводом-изготовителем.

Как следует из табл. 2.101, для силовых потребителей с большим числом ударных толчков нагрузки (дуговые сталеплавильные печи, прокатные станы и др.) номинальная мощность трансформаторов выбирается существенно увеличенной по сравнению с мощностью, выбранной по действующему значению тока. Это приводит к недоиспользованию трансформаторной мощности и низкому коэффициенту загрузки трансформаторов.

Для повышения степени загрузки разработаны специальные трансформаторы класса напряжения 110 и 220 кВ, предназначенные для питания резкопеременной нагрузки.

Параметры таких трансформаторов приведены в табл. 2.102.

Для увеличения перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийных режимах работы подстанции, когда отключен один трансформатор, разработаны трансформаторы с форсированной системой охлаждения (ФСО) класса напряжения 110 кВ (табл. 2.103).

Особенность трансформаторов с ФСО— многоступенчатая система охлаждения на основе введения дополнительно к стандартным системам охлаждения системы М и Д форсированной системы НДЦ. Эта система состоит из направленной принудительной циркуляции масла в активной части, принудительной циркуляции масла в радиаторах системы охлаждения Д и дополнительной установки на бак трансформатора охлаждающих устройств системы охлаждения ДЦ.

В обозначении трансформаторов с ФСО в числителе указана номинальная мощность, соответствующая наиболее эффективной системе охлаждения НДЦ, в знаменателе — проектная мощность трансформатора при его использовании на типовой двухтрансформаторной подстанции, соответствующая системе охлаждения Д.

Расчетный коэффициент загрузки трансформаторов с ФСО для двухтрансформаторных подстанций может приниматься равным единице (вместо 0,7 для обычных трансформаторов с системой охлаждения

Таблица 2.100. Значения годовой и сезонной эквивалентной температуры охлаждающего воздуха

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С			Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	Годовая	Зимняя	Летняя		Годовая	Зимняя	Летняя
Алма-Ата	14,3	-5,9	22,2	Куйбышев	11,1	-12,5	19,6
Архангельск	5,8	-11,4	14	Ленинград	8,6	-6,8	16,4
Астрахань	15,7	-5,3	24,1	Львов	9,9	-3,9	16,5
Баку	17,8	4,9	24,8	Минск	9,5	-5,9	16,8
Вильнюс	9,9	-4,4	17	Москва	10,1	-8,2	18,0
Владивосток	10	-11,7	17,4	Одесса	13,8	-1,8	21,3
Волиоград	14,5	-7,9	23	Рига	8,9	-4,8	15,8
Горький	8,9	-10,9	17,1	Ростов-на-Дону	14	-4,6	21,9
Днепропетровск	13,6	-4,4	21,3	Свердловск	7,8	-14,9	17,6
Иркутск	7,1	-19,1	16	Ташкент	17,9	-0,9	25,7
Караганда	10,1	-14,3	18,9	Тбилиси	16,4	2,2	23,5
Киев	11,2	-4,8	18,9	Фрунзе	15	-3,8	22,8
Кишинев	13,4	-2,2	20,6	Харьков	12,1	-6,3	19,8
Красноярск	8	-15,9	16,7	Хабаровск	10,8	-18,6	19,7

Таблица 2.101. Значения кратности действующего значения тока к номинальному для масляных трансформаторов и трансформаторов с негорючим заполнением

Число ударных толчков тока в сутки	Кратность, не более, в зависимости от мощности трансформатора	
	до 25 МВ·А вкл.	более 25 до 100 МВ·А вкл.
До 3 вкл.	4	2
Свыше 3 до 40	2	1,3
Свыше 10 до 1000	1,3	1,1

Таблица 2.102. Технические данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов, предназначенных для питания резкопеременной нагрузки

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Пиковая мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток, XX, %
			ВН	НН	XX	КЗ	ВН-НН	ВН-НН ₁	НН ₁ -НН ₂	
ТРДНМ- $\frac{63000}{100000}$ /110	63	100	115	10,5-10,5	57	250	10,5	20	36,5	0,5
						630	16,7	31,7	60	
ТРДЦНКМ- $\frac{63000}{100000}$ /110	100	200	230	10,5-10,5	85	360	12,5	24	46	0,4
						720	25	48	92	

Примечания: 1. Трансформаторы должны выдерживать до 1000 изменений мощности (наброс-сброс) в час (500 ударных толчков нагрузки) в диапазоне от 0 до пиковой мощности, средняя продолжительность одного включения не должна превышать 2 с, а среднеквадратичная нагрузка не должна превышать номинальной мощности.

2. В числителе указаны параметры, приведенные к номинальной мощности, в знаменателе — к пиковой.

3. Буква М в типе обозначает, что трансформатор предназначен для питания главных приводов прокатных станов и трансформаторных агрегатов дуговых сталеплавильных печей металлургических предприятий (металлургическая серия).

4. Схема и группа соединения обмоток $U_{вн}/Д-Д-11-11$ для расщепленных обмоток НН и $U_{н}/Д-11$ — для нерасщепленных.

5. В стадии разработки находятся трансформаторы для металлургической промышленности мощностью 40 и 80 МВ·А напряжением ВН 110 кВ с обмотками НН 10,5—10,5 кВ, 25, 40, 63 и 100 МВ·А напряжением ВН 110 кВ с обмотками НН — 38,5 кВ; 40, 63 и 160 МВ·А напряжением ВН 220 кВ с обмотками НН 10,5—10,5 или 38,5 кВ.

Таблица 2.103. Технические данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов с форсированной системой охлаждения

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Проектная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %
			ВН	НН	XX	КЗ		
ТНДЦН- $\frac{25000}{16000}/110$	25	16	115	6,6; 11	18	85/208	10,5/16,5	0,7/0,45
ТРНДЦН- $\frac{40000}{25000}/110$	40	25		6,6—6,6 11—11 6,6—11	25	120/307	10,5/16,8	0,65/0,4
ТРНДЦН- $\frac{63000}{40000}/110$	63	40			34	170/422	10,5/16,5	0,55/0,35

Примечания: 1. Номинальной мощности трансформатора соответствует система охлаждения НДЦ, проектной мощности — Д.

2. В числителе параметры, отнесенные к проектной мощности, в знаменателе — к номинальной.

3. Напряжение КЗ приведено для обмоток ВН — НН; для обмоток ВН — НН₁ (НН₂) — 20/32; для обмоток НН₁ — НН₂ ≥ 30/48.

М или Д), причем нагрузка в рабочем режиме должна выбираться по проектной мощности трансформатора.

Работа с включенной системой форсированного охлаждения используется в основном в послесварийных режимах, когда отключена часть трансформаторов подстанции, а оставшиеся работают с повышенной нагрузкой. Длительная работа с нагрузкой, превышающей проектную мощность трансформатора, как правило, нецелесообразна из-за возрастания нагрузочных потерь. Допустимость таких режимов должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Применение трансформаторов с ФСО вместо стандартных обеспечивает уменьшение капитальных вложений в строительство

подстанций за счет снижения оптовой цены трансформаторов. Дополнительная экономия в ряде случаев, например для трансформаторов ТРНДЦН- $\frac{63000}{40000}/110$, может быть получена за счет отказа от установки токоограничивающих реакторов (так как трансформаторы с ФСО имеют повышенное напряжение короткого замыкания).

2.31. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы выполняют с переключением ответвлений обмотки без возбуждения (ПВВ), т. е. после отключения всех обмоток от сети, и с переключением ответвлений под нагрузкой (РПН).

Таблица 2.104 Диапазон и число ступеней регулирования РПН трансформаторов и автотрансформаторов

Класс напряжения, кВ	Мощность, МВ·А	Диапазон и число ступеней регулирования	Обмотка с ответвлениями
Двухобмоточные трансформаторы			
35	1–6,3	$\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5$ (до 01.01.88)	ВН
110	2,5	$+15\%$ $+10$ -12% -8 ступеней	НН
110	6,3–125	$\pm 16\%$; ± 9 ступеней	ВН (в нейтрали)
220	32–200	$\pm 12\%$; ± 12 ступеней	ВН (в нейтрали)
Трехобмоточные трансформаторы			
110	6,3–80	$\pm 16\%$; ± 9 ступеней	ВН (в нейтрали)
220	25–63	$\pm 12\%$; ± 12 ступеней	ВН (в нейтрали)
Автотрансформаторы			
220	63–250	$\pm 12\%$, ± 8 ступеней (для 63 МВ·А) $\pm 12\%$, ± 6 ступеней (для 125, 220 и 250 МВ·А)	СН (в линии)

ПБВ осуществляется переключением ответвлений обмотки ВН или СН. Трехфазные понижающие трансформаторы 25–16 000 кВ·А класса напряжения до 35 кВ включительно, а также двухобмоточные трансформаторы класса напряжения 110 кВ при мощности до 80 000 кВ·А и класса напряжения 220 кВ при мощности до 200 000 кВ·А имеют четыре ответвления на стороне ВН: $\pm 2 \times 2,5\%$ номинального напряжения. Трехобмоточные трансформаторы класса напряжения 110 и 220 кВ имеют ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$ на стороне СН – 38,5 (34,5) кВ в дополнение к РПН в нейтрали ВН.

Диапазон и число ступеней регулирования РПН трансформаторов и автотрансформаторов приведены в табл. 2.104 (по ГОСТ 11920–85*Е, 12965–85*Е и 17544–85*).

2.32. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Автотрансформатор (АТ) представляет собой трансформатор, две или более обмотки которого гальванически связаны так, что они имеют общую часть.

Мощные АТ находят широкое применение в энергетических системах, в том числе и для электроснабжения промышленных предприятий, при небольших коэффициентах трансформации (менее 2), при которых они более экономичны, чем трансформаторы.

Принципиальная схема и токораспределение в однофазном АТ даны на рис. 2.49.

В АТ различают (ГОСТ 16110–82):

электромагнитную мощность – мощность, передаваемую АТ из одной сети в другую с помощью электромагнитной индукции, равную мощности общей или последовательной обмотки АТ;

электрическую мощность – мощность, непосредственно передаваемую АТ из одной сети в другую электрическим путем благодаря гальванической связи между соответствующими обмотками, равную произведению напряжения общей обмотки на ток последовательной обмотки АТ и коэффициент, учитывающий число фаз;

проходную мощность – мощность, передаваемую АТ из одной сети в другую, равную сумме его электромагнитной и электрической мощностей.

Номинальная мощность АТ – номинальная проходная мощность обмоток, имеющих общую часть (под обмотками понимаются

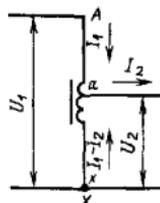


Рис. 2.49. Принципиальная схема автотрансформатора

Таблица 2.105. Технические данные трехфазных трехобмоточных АТ 63—250 МВ·А, 220 кВ (по ГОСТ 17544—85)

Тип АТ	Номинальная мощность, МВ·А		Номинальное напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток ХХ, % номинального
	АТ	Обмотки НН	ВН	СН	НН	ХХ	КЗ*	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН	
АТДЦТН-63000/220/110	63	32	230	121	6,6; 11; 38,5	37	200	11	35	22	0,45
АТДЦТН-125000/220/110	125	63	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11; 38,5	65	315	11	45	28	0,4
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\frac{80}{100}$	230	121	6,3; 6,6; 38,5; 10,5; 11	105	430	11	32	20	0,45
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\frac{125}{100}$	230	121	11; 10,5; 11; 38,5	120	500	11	32	20	0,4

* Для основной пары обмоток

Примечание. Под дробью приведены номинальные мощности обмоток НН 100 МВ·А и отношения к ним напряжения НН.

обмотки высшего и низшего напряжения в двухобмоточных АТ и обмотки высшего и среднего напряжения в трехобмоточном АТ).

АТ имеют меньшее индуктивное сопротивление, чем двухобмоточные трансформаторы, и поэтому в меньшей степени ограничивают токи КЗ. Номинальное напряжение КЗ АТ, %

$$U_{к,ном} = v u_k, \quad (2.207)$$

где u_k — напряжение КЗ трансформатора той же мощности, %;

$$v = 1 - \frac{1}{n_a}, \quad (2.208)$$

здесь $n = W_{AX}/W_{ax}$ — коэффициент автотрансформации (см. рис. 2.49).

Широко используются трехобмоточные АТ, имеющие кроме обмоток ВН и СН еще и обмотку НН, связанную с первыми только электромагнитным путем.

Для первичного напряжения 220—500 кВ изготовляют трехфазные трехобмоточные АТ с соединением обмоток ВН—СН в звезду, а обмотки НН — в треугольник. Технические данные АТ с ВН 220 кВ приведены в табл. 2.105.

2.33. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Таблица 2.106. Технические данные трехфазных масляных трансформаторов общего назначения напряжением до 35 кВ (ГОСТ 11920—85°Е)

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТМ-25/10	25	6, 10	0,4	У/У _Н -0 У/З _Н -11	130	600 690	4,5 4,7	3,2

Продолжение табл. 2 106

Тип	Номинальная мощность, кВ А	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжения КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТМ-40/10	40	6, 10	0,4	У/У _н -0 У/З _н -11	175	880 1000	4,5 4,7	3
ТМ-63/10	63	6, 10	0,4	У/У _н -0 У/З _н -11	240	1280 1470	4,5 4,7	2,8
ТМ-100/10	100	6, 10	0,4	У/У _н -0 У/З _н -11	330	1970 2270	4,5 4,7	2,6
ТМ-100/35		35	0,4	У/У _н -0 У/З _н -11	420	1970 2270	6,5 6,8	
ТМ-160/10	160	6, 10	0,4	У/У _н -0	510	2650	4,5	2,4
ТМФ-160/10			0,69	Д/У _н -11		3100	4,5	
	0,4	У/З _н -0	3100	4,7				
ТМ-160/35	35	0,4	У/У _н -0 Д/У _н -11 У/З _н -11	620	2650 3100 3100	6,5 6,5 6,8		
ТМ-250/10	250	6, 10	0,4	У/У _н -0	740	3700	4,5	2,3
ТМФ-250/10			0,69	Д/У _н -11		4200	4,5	
	0,4	У/З _н -11	4200	4,7				
ТМ-250/35	35	0,4	У/У _н -0 Д/У _н -11 У/З _н -11	900	3700 4200 4200	6,5 6,5 6,8		
ТМ-400/10	400	6, 10	0,4	У/У _н -0	950	5500	4,5	2,1
ТМФ-400/10			0,4	Д/У _н -11		5900		
ТМН-400/10	0,69	Д/У _н -11	5900					
ТМ-400/35	35	0,4	У/У _н -0 Д/У _н -11	1200	5500 5900	6,5		
ТМ-630/10	630	6, 10	0,4	У/У _н -0	1310	7600	5,5	2
ТМФ-630/10			0,4	Д/У _н -11		8500		
ТМН-630/10	0,69	Д/У _н -11	8500					
ТМ-630/35	35	0,4	У/У _н -0 Д/У _н -11	1600	7600 8500	6,5		
ТМН-630/35		6,3	У/Д-11 У/Д-11		7600			

Продолжение табл. 2.106

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %
		ВН	НН		XX	КЗ		
ТМ-1000/10*	1000	6, 10	0,4	У/У _n -0	-	-	-	-
			0,69	Д/У _n -11 Д/У _n -11				
			3, 15, 6,3					
		10	10,5	У/Д-11				
ТМ-1000/35	1000	13,8 15,75	0,4	У/У _n -0	2000	12200 11600	6,5	1,4
			0,69	Д/У _n -11				
			20	6,3, 10,5				
		35	3, 15, 6,3 10,5	У/Д-11				
ТМН-1000/35	1000	20	0,4	У/У _n -0; Д/У _n -11	2100	12200 11600	6,5	1,4
			0,69	Д/У _n -11				
			6,3, 11	У/Д-11				
			0,4 0,69	У/У _n -0				
			6,3, 11	У/Д-11				
ТМ-1600/10*	1600	6	0,4	У/У _n -0; Д/У _n -11	-	-	-	-
			0,69	Д/У _n -11				
			3, 15, 6,3	У/Д-11				
ТМ-1600/35	1600	20	0,4	У/У _n -0; Д/У _n -11	2750	18000 16500	6,5	1,3
			0,69	Д/У _n -11				
			6,3 10,5	У/Д-11				
		0,4 0,69	У/У _n -0					
		35	3, 15 6,3 10,5	У/Д-11				

Продолжение табл. 2.106

Тип	Номинальная мощность, кВт · А	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжения КЗ, %	Ток ХХ, %	
		ВН	НН		ХХ	КЗ			
ТМН-1600/35		13,8	0,4	Д/У _н -11	2900				
			15,75	11					У/Д-11
		20	0,4	У/У _н -0 Д/У _н -11					
			0,69	Д/У _н -11					
			6,3 11	Д/У _н -11					
		35	0,4 0,69	У/У _н -0					18 000
			6,3 11	У/Д-11					16 500
ТМ-2500/10*		6	0,4 0,69	Д/У _н -11	3850	23 500	6,5	1	
			10	3,15					У/Д-11
		10	6,3 10,5	У/Д-11					
ТМ-2500/35	2500	20	0,69	Д/У _н -11	3900	23 500	6,5	1	
		35	3,15	У/Д-11					
		20,35	6,3 10,5						
ТМН-2500/35		13,8 15,75	6,3 11	У/Д-11	4100	23 500	6,5	1	
			20	0,69					Д/У _н -11
		35	0,69	У/У _н -0					
			6,3	У/Д-11					
		20,35	11						
ТМ-4000/10	4000	6 10	3,15	У/Д-11	5200	33 500	7,5	0,9	
		10	6,3						
		35	3,15						У/Д-11
20,35	6,3 10,5								
ТМН-4000/35	4000	13,8 15,75	6,3 11	У/Д-11	5600	33 500	7,5	0,9	
									20
		20							
			35						

Продолжение табл. 2.106

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТМ-6300/10	6300	10	3,15 6,3 10,5	У/Д-11	7400	46 500	7,5	0,8
ТМ-6300/35	6300	35	3,15	У/Д-11	7600	46 500	7,5	0,8
		20; 35	6,3 10,5					
ТМН-6300/35	6300	35	6,3 11	У/Д-11	8000	46 500	7,5	0,8
ТД-10000/35*	10 000	38,5	6,3 10,5	У/Д-11	—	—	—	—
ТД-16000/35*	16 000	—	—	—	—	—	—	—
ТДЦ-80000/35	80 000	15,75	6,3 10,5	Д/Д-0	58 000	280 000	10,0	0,45

* Потери устанавливаются по результатам приемочных испытаний.

Примечания: 1. Значения потерь и напряжения КЗ указаны на основном ответвлении.

2. Изготовление и поставка трансформаторов класса напряжения 6—10 кВ с РПН должны быть согласованы с заводами-изготовителями.

3. По согласованию между потребителем и изготовителем допускается поставка трансформаторов другим сочетанием напряжений и группы соединенный обмоток.

4. Вводы и отводы нейтрали обмотки НН должны быть рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным:

для трансформаторов со схемой соединения обмоток У/У_н — 25%; Д/У_н — 75% номинального тока обмотки НН

Таблица 2.107. Технические характеристики модернизированных трансформаторов 400—1000 кВ·А с масляным диэлектриком

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМ-400/10	400	6, 10	0,4; 0,69	900	5500	4,5	1,5
ТМ-630/10	630			1250	7600	5,5	1,25
ТМ-1000/10	1000			1900	10 500	5,5	1,15
ТМВМЗ-630/10	630			1200	8500	5,5	0,4
ТМВМЗ-1000/10	1000			1650	11 000	5,5	0,4

Примечание. Трансформатор ТМВМЗ имеет витой магнитопровод

Таблица 2.108. Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения классов напряжения 110 и 220 кВ (ГОСТ 12965-85*Е и 17544-85*)

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжения КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	5,5	22	10,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3		6,6; 11 16,5	10	44	10,5	1
ТДН-10000/110	10		6,6 11 16,5	14	58	10,5	0,9
ТДН-16000/110	16		22 34,5	18	85	10,5	0,7
ТДН-25000/110	25		38,5	25	120	10,5	0,65
ТДН-40000/110	40			34	170	10,5	0,55
ТРДН-25000/110	25	115	6,3-6,3 10,5-10,5	25	120	10,5	0,65
ТРДН-40000/110	40		6,3-10,5	34	170	10,5	0,55
ТРДН-63000/110	63			50,5	245	10,5	0,5
ТРДН-80000/110	80			58	310	10,5	0,45
ТРДН-63000/110	63		38,5	50	245	10,5	0,5
ТДН-80000/110				58	310	10,5	0,45
ТРДЦН-125000/110	125		10,5-10,5 6,3	105	400	11	0,55
ТД-80000/220	80	242	10,5 13,8	79	315	11	0,45
ТДЦ-125000/220	125		10,5; 13,8	120	380	11	0,55
ТРДН-32000/220	32		6,3-6,3 6,6-6,6 11-11 11-6,6	45	150	11,5	0,65
ТРДНС-40000/220	40		6,3-6,3	50	170	11,5	0,6
ТРДН-63000/220	63	230	6,6-6,6 11-11	70	265	-	0,5
ТРДЦН-63000/220	63		11,0-6,6	70	265	-	-
ТРДЦН-100000/220	100			102	340	12,5	0,65
ТРДЦН-160000/220	160		11-11	155	500	-	0,6
ТРДЦН-200000/220*	200			-	-	-	-

* Параметры устанавливаются по результатам приемочных испытаний.

Примечания: 1. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН в таблице указано напряжение КЗ для обмоток ВН-НН; для обмоток ВН-НН₁(НН₂) $U_K = 20\%$ (110 кВ), $U_K = 21\%$ (220 кВ) (у трансформаторов ТРДЦН-100000/220 и 160000/220 для обмоток ВН-НН₁(НН₂) $U_K = 23\%$), для обмоток НН₁-НН₂ $U_K \geq 30\%$ (110 кВ), $U_K \geq 28\%$ (220 кВ).

2. Потери КЗ для трансформаторов с расщепленной обмоткой приведены для обмоток ВН-НН.

3. Схема и группа соединения обмоток трансформаторов $Y_n/D-11$, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН- $Y_n/D-11-11$.

Продолжение табл. 2.108

4 Трансформаторы класса напряжения 110 кВ должны допускать работу с разземленной нейтралью обмоток ВН при условии защиты нейтрали соответствующим разрядником

5. Вводы и отводы нейтрали ВН трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше должны быть рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным номинальному току обмоток ВН

6. Режим работы нейтрали обмотки ВН трансформаторов и АТ класса напряжения 220 кВ — глухое заземление. При этом изоляция нейтрали должна выдерживать однофазное напряжение промышленной частоты, равное 85 кВ (действующее значение).

По согласованию между изготовителем и потребителем допускается работа трансформаторов и АТ с включением в нейтраль низкоомных токоограничивающих резисторов или реакторов

Двухобмоточные трансформаторы класса напряжения 220 кВ должны допускать работу с разземленной нейтралью.

Таблица 2.109. Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных трансформаторов общего назначения (по ГОСТ 11920—85*Е, 12965—85*Е, 17544—85*)

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН	
ТМГН-6300/35**	6,3	35		6,3	—	55	7,5	7,5	16	—
ТДТН-10000/35**	10		10,5 13,8 15,75			75	8 (16,5)*	16,5 (8,0)*	7	
ТДТН-16000/35**	16	36,75				115	8 (16,5)*			
ТМГН-6300/110	6,3		16,5; 22; 38,5	6,6; 11	12,5	52		17	6	1,1
ТДТН-10000/110	10		16,5; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	17	76	10,5			1,0
ТДТН-16000/110	16		22 34,5 38,5		21	100				0,8
ТДТН-25000/110	25	115	11	6,6		28,5	140	17,5	6,5	0,7
ТДТН-40000/110	40		22 34,5; 38,5	6,6 11	39	200	10,5	17,5	6,5	0,6
ТДТН-63000/110	63		11 38,5	6,6 6,6 11	53	290		18,0	7	0,55

Продолжение табл. 2.109

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %	
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТДТН-80000/110	80	115	11	6,6	64	365	11,0	18,5	7	0,5	
			38,5	6,6 11							
ТДЦТН-80000/110	80		11 38,5	6,6 6,6 11							
ТДТН-25000/220	25	230		6,6 11	45	130	12,5	20	6,5	0,9	
ТДТН-40000/220	40			38,5		54	220	12,5	22	9,5	0,55
ТДТН-63000/220	63					-	-	-	-	-	-

* Напряжение КЗ при изменении расположения обмоток СН и НН относительно стержня магнитопровода

** Потери трансформатора устанавливаются по результатам приемочных испытаний

Примечания: 1 Номинальные мощности всех обмоток равны номинальной мощности трансформатора (за исключением обмотки СН напряжением 34,5 кВ, которая рассчитана на нагрузку, равную 90% номинальной мощности трансформатора).

2 Для трансформаторов класса напряжения 35 кВ по заказу потребителя допускается изготовление с напряжением обмотки НН 6,6 кВ, СН 11 кВ вместо 6,3 и 10,5 соответственно.

3 Потери КЗ и напряжения КЗ указаны для основных ответвлений обмоток

4 Трансформатор типа ТДТН-63000/220 подлежит изготовлению по заказу потребителя

5 Вводы и выводы нейтралей СН трехобмоточных трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше должны быть рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным номинальному току обмотки СН

Таблица 2.110. Технические данные трехфазных трансформаторов масляных и сухих с негорючим диэлектриком общего назначения для комплектных трансформаторных подстанций

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %		
		ВН	НН	XX	КЗ				
ТМЗ-250/10	250	6, 10	0,4; 0,69	740	3700	4,5	2,3		
ТМЗ-400/10	400			950	5500	4,5	2,1		
ТМЗ-630/10	630			1310	7600	5,5	1,8		
ТНЗ-630/10									
ТМЗ-1000/10	1000					1900	10 800	5,5	1,2
ТНЗ-1000/10									
ТМЗ-1600/10	1600			2650	16 500	6	1		
ТНЗ-1600/10									
ТМЗ-2500/10	2500			3750	24 000	6	0,8		
ТНЗ-2500/10									

Продолжение табл. 2.110

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТСЗ-160/10	160	6	0,23; 0,4; 0,69	700	2700	5,5	4
		6,3	0,4				
		10	0,23; 0,4; 0,69				
		10,5	0,4				
ТСЗ-250/10	250	6, 10	0,23; 0,4; 0,69	1000	3800	5,5	3,5
ТСЗА-400/10	400	6, 10	0,23; 0,4; 0,69	1300	5400	5,5	1,8
ТСЗА-630/10	630	6, 10	0,4; 0,69	2000	7300	5,5	1,5
ТСЗА-1000/10	1000	6; 6,3; 10	0,4	2500	12000	8	1,1
ТСЗУ-1000/10	1000	6, 10	0,4; 0,69	2450	10400	5,5	1,0
ТСЗУ-1600/10	1600	6; 10; 10,5	0,4; 0,69	3400	16000	5,5	0,7
ТСЗЛ-630/10	630	6, 10 6,3; 10,5	0,4; 0,69 0,4	1650	7100	5,5	1,4
ТСЗЛ-1000/10	1000	6, 10	0,4; 0,69	2000	10200	5,5	1,0
ТСЗЛ-1600/10	1600			2800	15000	5,5	0,7
ТСЗЛ-2500/10	2500			4600	20500	6	0,65

Примечания: 1. Технические данные трансформаторов ТМЗ и ТНЗ приведены по ГОСТ 16555-75* с учетом изменения п. 5.

2. Схема и группа соединений обмоток Д/У_n-11 для всех исполнений и У/У_n-0 (до 1000 кВ·А включительно)

Таблица 2.111. Технические данные трехфазных сухих трансформаторов 10-160 кВ·А

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, В		Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТС-10/0,66	10	380, 660	230, 400	75 (90)	280	4,5	7
ТСЗ-10/0,66		380	36, 42				
ТС-16/0,66	16	380, 660	230, 400	100 (125)	400	4,5	5,8
ТСЗ-16/0,66		220	230				
		380	36, 42				
ТС-25/0,66	25	380, 660	230, 400	140 (180)	560	4,5	4,8
ТСЗ-25/0,66		220	230				
		380	36, 42				

Продолжение табл. 2.111

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, В		Потери, Вт		Напряжения КЗ, %	Ток XX, %
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТС-40/0,66	40	380, 660	230, 400	200 (250)	800	4,5	4
		220	230				
ТСЗ-40/0,66		380	36, 42				
ТС-63/0,66	63	380, 660	230, 400	280 (350)	1050	4,5	3,3
		220	230				
ТСЗ-63/0,66							
ТС-100/0,66	100	380, 660	230, 400	390 (490)	1450	4,5	2,7
ТСЗ-100/0,66							
ТС-160/0,66	160	380, 660	230, 400	560 (700)	2000	4,5	2,3
ТСЗ-160/0,66							

Таблица 2.112. Допуски для технических данных трансформаторов (ГОСТ 11677-85)

Измеряемая величина	Допуск, %	Область применения
Потери холостого хода	+15	Для всех трансформаторов и автотрансформаторов
Суммарные потери	+10	
Ток холостого хода	+30	
Напряжение КЗ на основном ответвлении	±10	
Потери КЗ на основном ответвлении	+10	Для всех трансформаторов и для основной пары сторон (ВН – СН) трехобмоточных трансформаторов
То же	+20	
Коэффициент трансформации	±1	Для трансформаторов и автотрансформаторов с коэффициентом трансформации фазных напряжений 3 и менее или когда этот допуск особо оговорен в стандартах или технических условиях
	±0,5	

Примечание. Отсутствие отрицательного допуска для тока холостого хода и потерь означает, что значения эти снизу не ограничены.

Таблица 2.113. Габариты и масса трансформаторов

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Верхний предел номинального напряжения, кВ	Габариты, мм, не более				Полная масса, кг, не более
		Длина	Ширина	Высота		
				Полная	До крышки	
25	10	1120	460	1225	775	380
40		1120	480	1270	820	485
63		1120	560 (680)	1400	950	600 (620)
100		1200	800 (850)	1470	1020	720 (740)
160		1220	1020	1600	1190	1100 (1150)
250		1310 (1550)	1050	1760	1290	1425 (1475)
400		1400 (1720)	1080	1900	1440	1900
630		1750	1275	2150	1635	3000
630*		1460	1275	1910	1425	2780
100		35	1330	900	2200	1400
160	1400		1000	2260	1600	1700
250	1500		1250	2320	1670	2000
400	1650		1350	2500	1750	2700
630	2100		1450	2750	2000	3500

* Трансформатор с государственным Знаком качества

Примечания 1. Указанные в табл. 2.113 габариты и масса относятся к трансформаторам с ПБВ; для трансформаторов с РПН допускается увеличение габаритов и массы.

2. Указанные в скобках размеры и масса относятся к трансформаторам со схемой и группой соединения обмоток У/З-11

Таблица 2.114. Габариты и масса трансформаторов (ГОСТ 11920-85*Е)

Тип	Габариты, мм, не более				Масса, кг, не более		
	Длина	Ширина	Высота		Полная	Масла	Транспортная
			Полная	До крышки			
ТМН-1000/35	3700	1550	3600	1900	7000	2650	6900
ТМН-1600/35	3700	1550	3650	2000	8000	2850	7900
ТМ-2500/10	3500	2260	3600	2330	6800	2300	5900
ТМН-2500/35	3700	2250	3750	2150	10 000	3600	8000
ТМ-4000/10	3900	3650	3900	2450	8650	3800	7950
ТМН-4000/35	4020	3350	3800	2200	12 900	3980	11 200
ТМ-6300/10	4300	3700	4050	2550	12 200	4650	11 400
ТМН-6300/35	4250	3420	4080	2350	16 600	5350	12 400

Модернизированные трансформаторы 400-1000 кВ·А

ТМ-400/10	1260	980	1715	1210	1500	—	—
ТМ-630/10	1460	1035	1795	1300	2000	—	—
ТМ-1000/10	2065	1065	1985	1430	3000	—	—
ТМВМЗ-630/10	1600	1610	1860	—	2500	—	—
ТМВЗ-1000/10	1760	1720	2300	—	3400	—	—

Таблица 2.115 Габариты и масса трансформаторов с РПН класса напряжения 110 кВ (ГОСТ 12965—85*Е)

Мощность, МВ А	Габариты, мм			Масса, кг		
	Длина	Ширина	Высота	Полная	Масла	Транспортная
Двухобмоточные трансформаторы						
2,5	4200	2600	4100	18 500	6650	18 000
6,3	5800	4200	5000	28 400	10 500	24 500
10	5800	3500	5300	31 000	10 200	27 000
16	6000	3500	5500	41 500	12 820	33 400
25	5900	4600	5400	52 000	15 000	44 000
40	6000	4700	5700	68 000	17 600	55 600
63	6700	5200	6200	87 500	22 000	72 600
80	7400	5300	6800	105 000	24 000	91 500
125	8300	3200	7300	160 000	32 700	138 800
Трехобмоточные трансформаторы						
6,3	6100	4400	5100	34 500	12 800	30 000
10	6400	3700	5500	43 300	15 000	36 700
16	6400	4400	5200	51 400	14 500	43 000
25	6600	4800	6000	65 000	21 000	58 000
40	6800	4800	6400	83 000	23 200	74 000
63	7200	5300	6700	117 500	30 300	94 500
80	8500	4900	7100	124 000	29 000	106 000

Таблица 2.116. Габариты и масса трансформаторов и автотрансформаторов класса напряжения 220 кВ (ГОСТ 17544—85*)

Тип трансформатора (автотрансформатора)	Габариты, мм, не более			Масса, т, не более		
	Длина	Ширина	Высота	Полная	Транс- портная	Масла
ТД-8000/220	6350	4450	5450	160	135	45
ТДЦ-125000/220	7700	4500	7650	175	150	35
ТРДН-32000/220	8655	5550	7850	110	95	—
ТРДНС-40000/220	8150	5300	7300	105	85	27
ТРДН-63000/220	9400	5700	8150	150	120	39
ТРДЦН-63000/220	9000	5350	8150	140	120	46
ТРДЦН-100000/220	9450	4200	8000	165	145	44
ТРДЦН-160000/220	12 550	5500	7600	240	210	56
ТДТН-25000/220	9600	5150	8050	120	100	40
ТДТН-40000/220	9000	5350	7350	110	90	31
АТДЦТН-63000/220/110	9750	5250	7300	130	115	47
АТДЦТН-125000/220/110	11 300	5150	7150	160	140	48
АТДЦТН-200000/220/110	12 000	5300	7800	215	185	59
АТДЦТН-250000/220/110	12 700	4650	8350	260	235	84

Таблица 2.117. Габариты и масса трансформаторов для комплектных трансформаторных подстанций (ГОСТ 16555-75*)

Номинальная мощность, кВ·А	Габариты, мм, не более			Полная масса, кг, не более		Номинальная мощность, кВ·А	Габариты, мм, не более			Полная масса, кг, не более	
	Длина	Ширина	Высота	ТМЗ	ТНЗ		Длина	Ширина	Высота	ТМЗ	ТНЗ
250	1800	1220	1750	1400	—	1000	2000	1320	2000	3250	4000
400	1850	1250	1800	1800	—	1600	2120	1450	2500	4800	6000
630	1900	1280	1850	2600	3000	2500	2500	1700	2800	8000	10000

Таблица 2.118. Габариты и масса сухих трансформаторов для комплектных трансформаторных подстанций

Тип	Габариты, мм, не более			Масса, кг	Тип	Габариты, мм, не более			Масса, кг
	Длина	Ширина	Высота			Длина	Ширина	Высота	
ТСЗ-160/10	1800	950	1700	1400	ТСЗУ-1600/10	2240	1100	2560	3950
ТСЗ-250/10	1850	1000	1850	1800	ТСЗЛ-630/10	1930	1000	1840	2380
ТСЗА-400/10	1750	860	1725	1750	ТСЗЛ-1000/10	2010	1050	2040	3150
ТСЗА-630/10	1840	900	1945	2300	ТСЗЛ-1600/10	2320	1100	2240	4400
ТСЗА-1000/10	2010	1000	1985	2900	ТСЗЛ-2500/10	2730	1200	2550	6900
ТСЗУ-1000/10	2100	1000	2200	2850					

Таблица 2.119. Габариты и масса трехфазных сухих трансформаторов 10-160 кВ·А

Тип	Габариты, мм			Масса, кг	Тип	Габариты, мм			Масса, кг
	Длина	Ширина	Высота			Длина	Ширина	Высота	
ТСЗ-10/0,66	700	440	650	150	ТС-40/0,66	840	460	740	300
ТС-10/0,66	650	350	580	135	ТСЗ-63/0,66	970	580	920	440
ТСЗ-16/0,66	760	480	680	180	ТС-63/0,66	920	500	840	420
ТС-16/0,66	710	400	600	165	ТСЗ-100/0,66	1060	620	980	580
ТСЗ-25/0,66	820	520	720	240	ТС-100/0,66	1010	540	900	560
ТС-25/0,66	770	440	640	220	ТСЗ-160/0,66	1145	670	1140	750
ТСЗ-40/0,66	890	540	820	320	ТС-160/0,66	1045	540	910	710

Д. ЭЛЕГАЗОВЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

2.34. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕГАЗА

Элегаз (шестифтористая сера) — обладает высокими изоляционными и дугогасящими свойствами, что определяет возможности его широкого применения в комплектных распределительных устройствах (КРУ) и коммутационных аппаратах. Практическое применение элегаза получил в конце пятидесятых годов сначала в США, а затем в Европе и Японии.

Основные достоинства элегаза: высокое напряжение пробоя (в 2,5-3 раза выше, чем в воздухе); пожаро- и взрывобезопасность; высокая химическая стабильность; быстрое гашение дуги в коммутационных аппаратах.

КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) имеют существенные преимущества перед КРУ традиционных исполнений, важнейшим из которых являются малые габариты. Это определило основные области применения КРУЭ — промышленные предприятия, осо-

бенно при необходимости расширения в условиях ограниченной территории, крупные города, горные области и т. д. Другим важным достоинством КРУЭ является возможность их работы в загрязненных средах (металлургические, химические предприятия и т. д.), что резко сокращает расходы на эксплуатацию. Повышается и безопасность обслуживания, так как токоведущие элементы находятся в заземленной металлической оболочке, заполненной элегазом, что исключает возможность прикосновения к токоведущим частям, а также возникновения открытой электрической дуги. В зарубежной практике КРУЭ напряжением 110–500 кВ получили широкое распространение, причем с ростом номинального напряжения увеличивается доля КРУЭ в общем объеме сооружаемых распределительных устройств. Используются КРУЭ и на напряжениях выше 500 кВ.

Серийно выпускаются и отдельные коммутационные аппараты, прежде всего выключатели

напряжением 10 кВ и выше, процесс дугогашения в которых происходит в элегазе. Такие выключатели могут встраиваться в КРУ традиционных исполнений с воздушной или комбинированной изоляцией токоведущих элементов, а также устанавливаться в распределительных устройствах внутренней и наружной установки.

В СССР освоено производство элегазовых КРУ напряжением 110 и 220 кВ, а также отдельно стоящих выключателей на эти напряжения. Ниже приведены краткая характеристика и основные технические данные этого оборудования.

2.35. ЯЧЕЙКИ ЭЛЕГАЗОВЫЕ ТРЕХПОЛЮСНЫЕ СЕРИИ ЯЭ-110, ЯЭ-220

Выпускаются по техническим условиям ТУ16-536.615-79. Предназначены для работы в КРУ на номинальное напряжение 110 кВ

Таблица 2.120. Габариты и масса ячеек ЯЭ-110, ЯЭ-220

Тип ячейки	Габариты			Масса, т
	Ширина, м	Глубина, м	Высота, м	
Линейная:				
ЯЭ-110Л-13				
ЯЭ-110Л-23	3	3,6	3,5	10,4
Трансформаторов напряжения:				
ЯЭ-110Т _н -13	3	2,4	3,45	7,75
ЯЭ-110Т _н -23	3	3,9	3,45	8,35
Секционная:				
ЯЭ-110С-13	6	3,65	3,45	15,2
ЯЭ-110С-23	12	3,95	3,45	35,71
Линейная:				
ЯЭ-220Л-11	1	5,8	4,7	17,2
ЯЭ-220Л-21	1	6,8	5,2	21,2
Трансформаторов напряжения:				
ЯЭ-220Т _н -11	1	3	4,7	9,4
ЯЭ-220Т _н -21	1	6,8	4,7	19,8
Секционная:				
ЯЭ-220С-11	2,2	5,8	4,7	29,7
ЯЭ-220С-21	4,6	6,8	5,2	71,5
Шинносоединительная:				
ЯЭ-220Ш-21	1	6,8	5,2	23,1

Примечание. Число 13 в типе ячейки обозначает одиночную систему трехполосных сборных шин, а число 23 — двойную.

Таблица 2.121. Основные характеристики ячеек ЯЭ-110 и ЯЭ-220

Параметры	Норма	
	ЯЭ-110	ЯЭ-220
Номинальное напряжение, кВ	110	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	252
Номинальный ток, А:		
сборных шин	1600	1600
отводов	1250	1250
Сквозной ток КЗ, кА:		
электродинамической стойкости	127,5	127,5
термической стойкости (3 с)	50	50
Номинальное избыточное давление элегаза (при $t = 20^\circ\text{C}$), МПа:		
для выключателя	0,6	0,45
для трансформатора напряжения	0,4	0,4
для других элементов ячеек	0,25	0,25
Утечка из ячейки в год, % массы элегаза, не более	3	3
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Нормированное содержание аperiodической составляющей, %	36	36
Нормированные параметры тока включения (наибольший пик), кА	102	102
Начальное действующее значение периодической составляющей	40	40
Собственное время отключения, с	0,03	0,035
Нормированное собственное время включения, с	0,08	0,08
Нормированное полное время отключения, с	0,05	0,06
Номинальное избыточное давление сжатого воздуха в резервуарах приводов, МПа	2	2
Расход воздуха привода полюса выключателя, л, не более:		
на одно включение	200	300
на одно отключение	300	450
Ток потребления электромагнитов включения и отключения трех полюсов выключателя, А, не более (при номинальном напряжении постоянного тока 220 В):		
наибольший пик	36	36
установившееся значение	13,5	13,5
Механическая износостойкость (циклы В — t_p — О)	1000	1000
Коммутационная износостойкость (циклы ВО):		
для токов $(60-100)\% I_{ном}$	16 (в том числе 11 операций отключения)	16 (в том числе 11 операций отключения)
для токов $(30-60)\% I_{ном}$	30 (в том числе 20 операций отключения)	30 (в том числе 20 операций отключения)
При нагрузочных токах, близких к $I_{ном}$	1000 (в том числе 500 операций отключения)	1000 (в том числе 500 операций отключения)

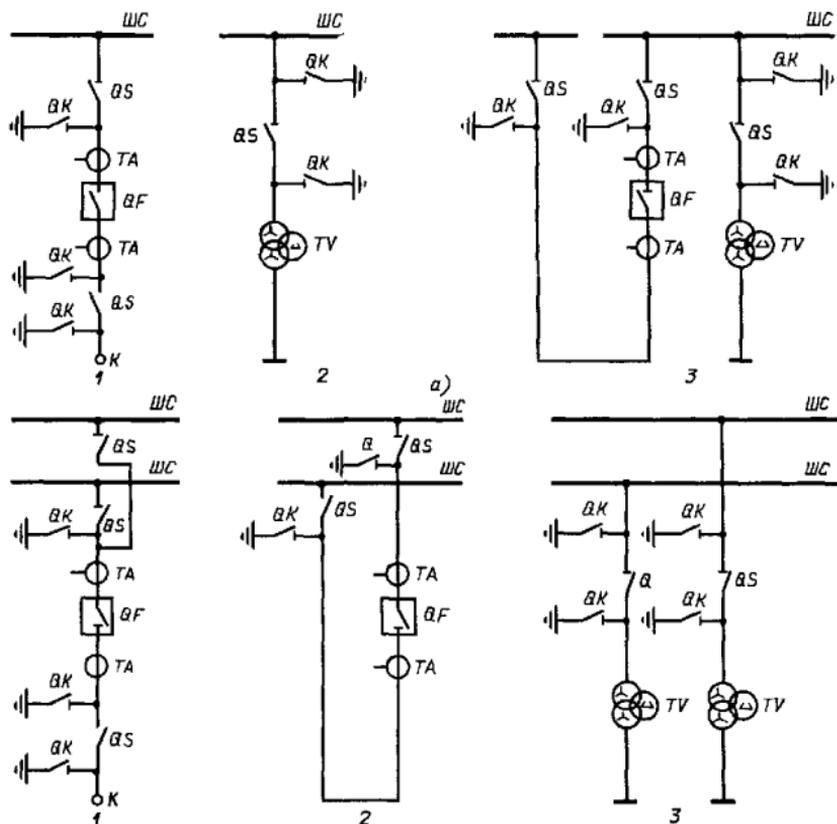


Рис. 2.50. Принципиальная электрическая схема ячейки КРУЭ:

а — с одной системой сборных шин: 1 — ячейка линейная (один шаг); 2 — ячейка трансформатора напряжения (один шаг), 3 — ячейка секционная (два шага); ШС — шина сборная, ВФ — выключатель, ВS — разъединитель; ВК — заземлитель, ТА — трансформатор тока, ТВ — трансформатор напряжения; К — контакт для присоединения кабелей (не более двух) или элегазового токопровода; *б* — с двумя системами сборных шин

с номинальной частотой 50 Гц в нормальном и аварийном режимах в сетях переменного тока с заземленной нейтралью. Климатическое исполнение У, категория 4 по ГОСТ 15150—69*. Выпускаются линейные ячейки (с трехполюсными сборными шинами с одной или двумя системами сборных шин), секционные, шинносоединительные и ячейки трансформатора напряжения, а так-

же элементы элегазового токопровода. Ячейки состоят из трех полюсов и шкафа (шкафов). Полос ячейки состоит из унифицированных для данного класса напряжения элементов: сборных шин, полюсов выключателей, разъединителей и заземлителей, а также промежуточных и соединительных элементов, трансформаторов тока и напряжения. Виды и количество элементов

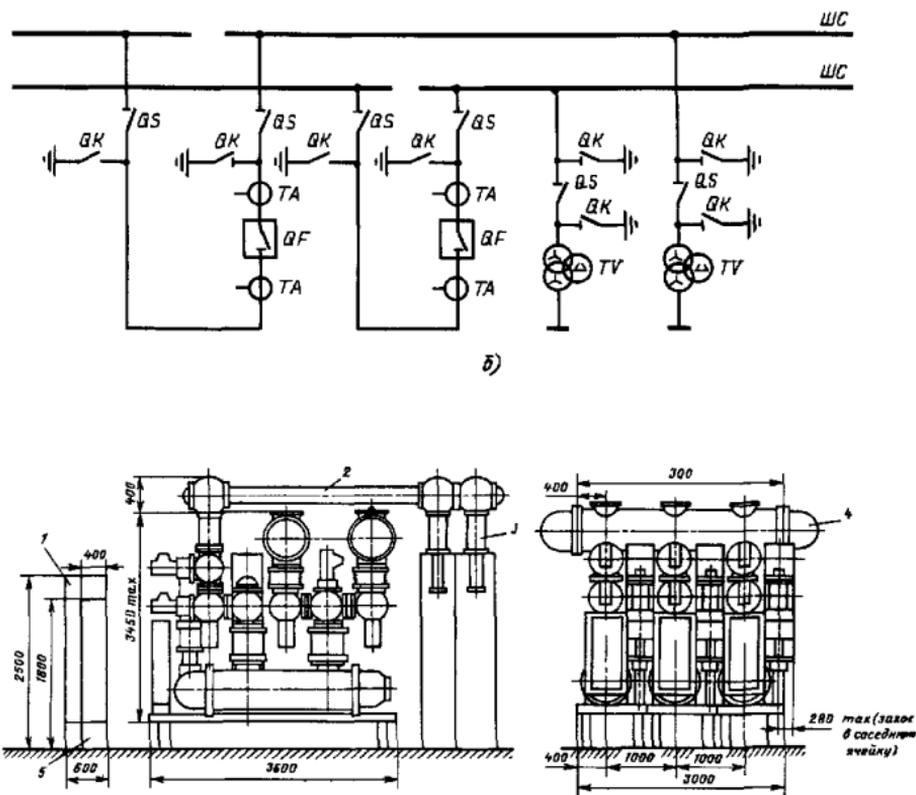


Рис. 2.51. Габариты и установочные размеры ячейки ЯЭ-110Л-23У4:

1 — шкаф распределительный; 2 — кабельная приставка; 3 — кабельный ввод; 4 — крышка; 5 — шкаф контроля давления ШКД

и шкафов, входящих в ячейку, определяются ее типом.

Принципиальные электрические схемы ячеек приведены на рис. 2.50. Каждый полюс выключателя снабжен пневматическим приводом, каждый полюс разъединителя — электродвигательным или пневматическим приводом, а каждый полюс заземлителя — ручным приводом. В конструкции полюса разъединителя предусмотрена возможность ручного управления: при электродвигательном приводе с помощью специальной рукоятки, при пневматическом приводе с помощью специального устройства. Линейные ячейки допускают присоединение к ним кабельных вводов для одного или двух кабелей низкого давления сечением 150—

625 мм² в свинцовой алюминиевой оболочке или токопроводов.

Ячейки ЯЭ-220 (табл. 2.120 и 2.121) выпускаются по техническим условиям ТУ16-536.616-79. Предназначены для работы в КРУ в сетях с номинальным напряжением 220 кВ. Климатическое исполнение У, категория 4 по ГОСТ 15150—69*. Условия применения, состав ячеек и схемы электрических соединений КРУЭ-220 аналогичны КРУЭ-110. Отличие заключается в том, что сборные шины у КРУЭ-220 — однополюсные, что определяет компоновку ячеек КРУЭ-220, отличную от компоновки КРУЭ-110.

Габаритные и установочные размеры линейных ячеек ЯЭ-110 и ЯЭ-220 приведены на рис. 2.51 и 2.52 соответственно.

2.36. ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ ДЛЯ КРУ

Элегазовые выключатели 35 кВ (табл. 2.122) применяют в КРУ, используемых для электроснабжения металлургических предприятий с мощными дуговыми сталеплавильными печами, прокатными станами.

Основное назначение выключателей — коммутация и защита фальтродкомпенсирующих цепей (ФКЦ), в том числе статических тиристорных компенсаторов. Они могут использоваться и в цепях других потребителей.

Климатическое исполнение выключателя У, категория размещения 3 по ГОСТ 15150—69*. Тип привода — электромагнитный.

Отличительная особенность выключателя — отсутствие повторных пробоев и зажиганий между контактами в процессе отключения ФКЦ при напряжении больше $0,2 U_{\phi}$ (U_{ϕ} — номинальное фазное напряжение). Это обеспечивает возможность коммутации емкостного тока в цепях конденсаторных батарей и фальтродкомпенсирующих устройств

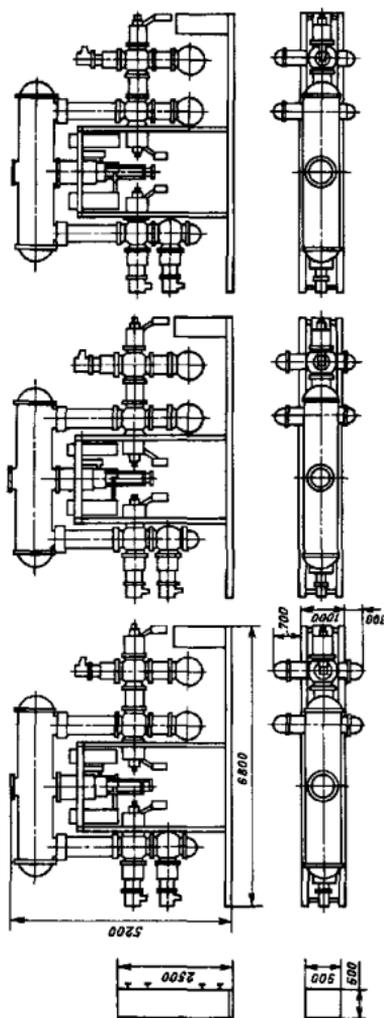


Рис. 2.52. Габариты и установочные размеры ячейки ЯЭ-220Л-21У4

Таблица 2.122. Параметры элегазового выключателя для КРУ 35 кВ

Параметры	Норма
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	2500, 3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Ток термической стойкости (3 с), кА	31,5
Полное время отключения, с, не более	0,075
Собственное время включения, с, не более	0,28
Механическая износостойкость, не менее (циклы В — I _n — О)	6000
Коммутационная износостойкость (циклы ВО):	
при номинальном токе	2000
при 1000 А	6000
при номинальном токе отключения	20
Ток потребления электромагнитов включения и отключения, А, не более (при номинальном напряжении постоянного тока 220 В):	
включающего	208
отключающего	5

без возникновения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений.

По габаритам и установочным размерам, а также конструктивным решениям установки механизма перемещения, блокировочных устройств, скользящих контактов, соединений вспомогательных цепей выключатель унифицирован с вакуумным выключателем ВВЛ-35, а также взаимозаменяем с ним.

2.37. ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ТИПА ВЭК-110Б

Элегазовые выключатели типа ВЭК-110Б предназначены для коммутации в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50 Гц. Климатическое исполнение У, категория размещения I или 3 по ГОСТ 15150-69*. Привод выключателя — пневматический. Основные технические характеристики выключателя приведены в табл. 2.123. Габариты (ширина, глубина, высота) — 4,02 × 1,1 × 5,04 м. Условное обозначение выключателя — ВЭК-110Б-40/2000У1(У3).

Разработан элегазовый выключатель ВЭК-220Б-40/2000У1 на номинальное напряжение 220 кВ.

Таблица 2.123. Характеристики ВЭК-110Б

Параметры	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	105
Ток термической стойкости (3 с), кА	40
Избыточное давление элегаза в дугогасительных камерах при $t = 20^\circ\text{C}$, МПа (номинальное):	
для выключателя исполнения У3	0,6
для выключателя исполнения У1	0,4
Полное время отключения, с, не более	0,06
Собственное время включения, с, не более	0,15

Продолжение табл. 2.123

Параметры	Норма
Номинальное избыточное давление сжатого воздуха в приводе выключателя, МПа	2
Утечка элегаза из выключателя в год, % массы элегаза, не более	2
Установившееся значение тока потребления электромагнитов включения и отключения полюса выключателя (при напряжении 220 В постоянного тока), А, не более	2,3
Расходы воздуха на выключатель, л, не более:	
на одно отключение	600
на одно включение	300
на один цикл О-ВО	1500
Механический ресурс по ГОСТ 687-78*Е (циклы В- t_n -О)	1000
Коммутационная износостойкость (циклы ВО):	
при номинальном токе	1000
при (60-100) % номинального тока отключения	18 (в том числе 12 операций О)
при (30-60) % номинального тока отключения	35 (в том числе 25 операций О)

Е. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

2.38. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

В последние годы широкое распространение в мировой практике получили вакуумные коммутационные аппараты. В них гашение дуги при коммутации электрической цепи осуществляется в вакуумной дугогасительной камере (ВДК), которая состоит из изоляционной цилиндрической оболочки, снабженной по концам металлическими фланцами, внутри которой помещаются подвижный и неподвижный контакты и электрогастические экраны. Неподвижный контакт жестко крепится к одному фланцу, а подвижный соединяется с другим фланцем силь-

фоном из нержавеющей стали, обеспечивающим возможность перемещения контакта без нарушения герметичности ВДК. Экраны предназначены для защиты оболочки от брызг и паров металла, образующихся при горении дуги, а также для выравнивания распределения напряжения по камере. Оболочка ВДК изготавливается из специальной газоплотной керамики (в некоторых конструкциях — из стекла). Внутри оболочки создается вакуум. В ВДК применяют контакты торцевого типа достаточно сложной конфигурации, выполненные из специальных сплавов. В выключателях напряжением до 35 кВ, предназначенных для работы в сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты, используются три ВДК (по одной на полюс выключателя), снабженные общим приводом — пружинным или электромагнитным. При напряжении выше 35 кВ в каждом полюсе выключателя используются несколько ВДК, соединенных последовательно.

Основные достоинства вакуумных выключателей, определяющие их широкое применение:

1. Высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Число отключений номинальных токов вакуумным выключателем (ВВ) без замены ВДК составляет 10–20 тыс., число отключений номинального тока отключения — 20–200, что в 10–20 раз превышает соответствующие параметры маломасляных выключателей.

2. Резкое снижение эксплуатационных затрат по сравнению с маломасляными выключателями. Обслуживание ВВ сводится к смазке механизма и привода, проверке износа контактов по меткам 1 раз в 5 лет или через 5–10 тыс. циклов «включение — отключение».

3. Полная взрыво- и пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах.

4. Широкий диапазон температур окружающей среды, в котором возможна работа ВДК.

5. Повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам вследствие малой массы и компактной конструкции аппарата.

6. Произвольное рабочее положение и малые габариты, что позволяет создавать различные компоновки распределительных устройств, в том числе и шкафы с несколькими выключателями при двух-трехъярусном их расположении.

7. Бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малым выделением энергии в дуге и отсутствием выброса

масла, газов при отключении токов КЗ.

8. Отсутствие загрязнения окружающей среды.

9. Высокая надежность и безопасность эксплуатации, сокращение времени на монтаж.

К недостаткам ВВ следует отнести повышенный уровень коммутационных перенапряжений, что в ряде случаев вызывает необходимость принятия специальных мер по защите оборудования.

В СССР разработаны и выпускаются различные ВВ и ВДК, параметры которых приведены ниже.

2.39. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ 10, 35 КВ ДЛЯ КРУ И 110 КВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК С ЧАСТЫМИ КОММУТАЦИЯМИ

Вакуумные выключатели типа ВВЭ-10 (рис. 2.53) используются в серийных КРУ общепромышленного назначения (типа КМ-1, КМ-1Ф, К-104), климатическое исполнение У, категория размещения 3 по ГОСТ 15150–69*.

Разработаны вакуумные выключатели с пружинным приводом для КРУ общепромышленного исполнения типа ВВ-10-20/1600 и ВВ-10-31,5/3150 на токи отключения 20 и 31,5 кА соответственно. Отличие этих выключателей от ВВЭ-10 в типе привода.

Кроме перечисленных выключателей выпускаются также вакуумные выключатели с номинальным напряжением 10 кВ:

ВВТЭ-10-10/630У2 — для технического перевооружения действующего парка экскаваторов (номинальный ток 630 А, ток отключения 10 кА); ВВТЭ(П)-10-20/630 — 1000 УХЛ2 — для экскаваторов (номинальный ток 630 и 1000 А, ток отключения 20 кА); ВВТШ-10-20/630 ХЛ5 — для электроснабжения шахт (номинальный ток 630 А, ток отключения 20 кА).

Вакуумные выключатели ВВЛ-35 выкатного типа (рис. 2.54) разработаны для КРУ напряжением 35 кВ. Климатическое исполнение У, категория размещения 3 по ГОСТ 15150–69*. Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей дуговых сталеплавильных печей и других установок с частыми коммутациями в трехфазных сетях переменного тока. Управление выключателем осуществляется электромагнитным приводом (общий на три полюса).

Условное обозначение выключателя — ВВЛ-35-31,5/1600 У3 и ВВЛ-35-31,5/2500 У3.

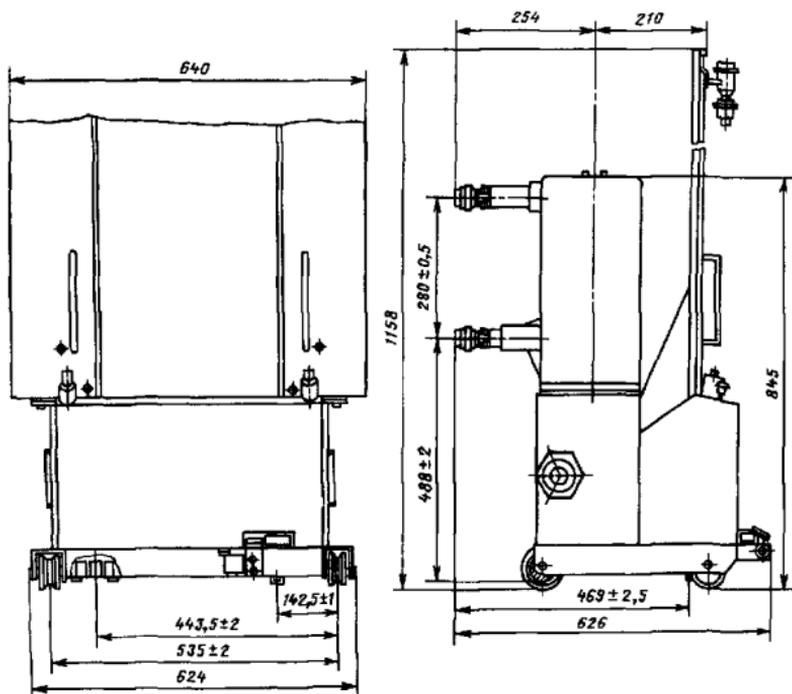


Рис. 2.53. Вакуумный выключатель типа ВВЭ-10

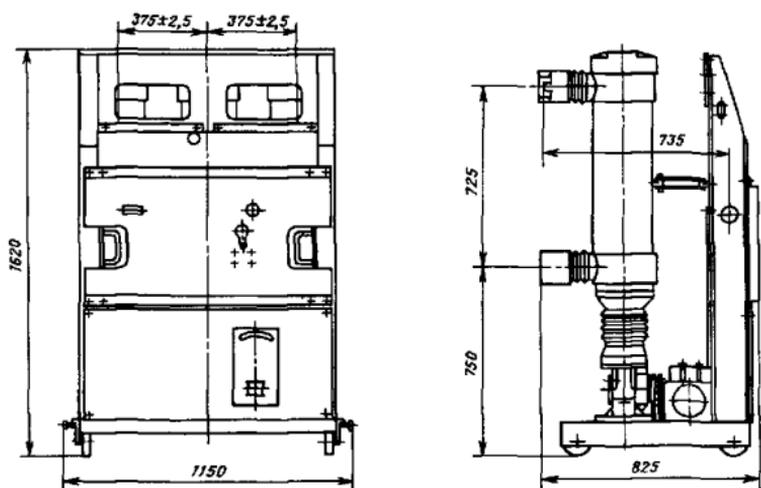


Рис. 2.54. Вакуумный выключатель типа ВВЛ-35

Таблица 2.124. Основные характеристики вакуумных выключателей

Параметры	Норма			
	10 кВ		35 кВ	110 кВ
	по ТУ 674.030-85	по ТУ 16-674.036-85		
Номинальное напряжение, кВ	10	10	35	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12	40,5	126
Номинальный ток, А	630, 1000, 1600	630, 1000, 1600, 2000, 3150	1600, 2500	1000
Номинальный ток отключения, кА	20	31,5	31,5	20
Полное время отключения, с, не более	0,05	0,075	0,05	0,07
Собственное время включения, с, не более	0,2	0,3	0,3	0,3
Нормированные параметры тока включения и сквозного тока КЗ, кА:				
наибольший пик	52	80	80	51
начальное действующее значение периодической составляющей (ток термической стойкости)	20	31,5	31,5	20
Время протекания тока термической стойкости, с	3	3	—	—
Механическая износостойкость (циклы В — t_n — О)	40 000 (с заменой ВДК после 20 000)	20 000 (при номинальных токах 630 — 1600 А) 10 000 (при номинальных токах 2000 — 3150 А)	60 000 (с заменой камер после 20 000 циклов)	40 000 (с заменой ВДК после 20 000 циклов)
Ток потребления электромагнитов (при номинальном напряжении постоянного тока 220 В), А, не более:				
включающего	40	55	100	2,5
отключающего	2,5	2,5	2,5	2,5
Коммутационная износостойкость (число циклов ВО):				
при номинальном токе	20 000	—	20 000	20 000
при токе КЗ 10 кА	250	—	—	—
при токе КЗ 20 кА	200	—	—	—
при номинальном токе для исполнений 630, 1000, 1600 А	—	20 000	—	—
при номинальном токе для исполнений 2000 А	—	10 000	—	—
при номинальном токе для исполнения 3150 А	—	3000	—	—
при токе КЗ 9,5 кА	—	80	—	—
при токе КЗ 19 кА	—	40	—	—
при токе КЗ 31,5 кА	—	25	—	—
при номинальном токе отключения	—	—	20	50
при номинальном токе отключения операций О	—	—	30	—
при токе отключения 6 кА	—	—	—	2000
при токе отключения 12 кА	—	—	—	500

Продолжение табл. 2.124

Параметры	Норма			
	10 кВ		35 кВ	110 кВ
	по ТУ 674.030-85	по ТУ 16-674.036-85		
Мощность электродвигателя завода включающих пружин, кВт	—	—	—	0,55
Номинальное напряжение электродвигателя завода включающих пружин, В	—	—	—	380/220
Время завода включающих пружин, с, не более	—	—	—	20
Суммарная мощность подогревающих устройств, кВт	—	—	—	0,8

Разработаны вакуумные выключатели наружной установки типа ВВК-35Б-20/1000У1. Они представляют собой коммутационные аппараты, состоящие из трех полюсов, установленных на общей раме и управляемых электромагнитным приводом. Отличие этих выключателей от ВВЛ-35 по параметрам: номинальный ток — 1000 А; номинальный ток отключения — 20 кА; механический ресурс — 40 000 циклов «ВО» с заменой камер через 20 000 циклов. Для повышения уровня изоляции наружной поверхности ВДК она помещена в фарфоровую покрывку, залитую трансформаторным маслом. Габариты выключателя с приводом (ширина, глубина, высота) — 2,23 × 0,575 × 2,09 м. Масса выключателя с маслом — 880 кг.

Вакуумные выключатели типа ВВК-110Б-20/1000У1 предназначены для выполнения коммутационных операций в нормальных и аварийных режимах электроустановок с частыми коммутациями.

Вакуумный выключатель типа ВВК-110Б-20/1000У1, климатическое исполнение У, категория размещения 1 по ГОСТ 15160-69*, состоит из трех полюсов, установленных на общей раме и управляемых пружинным приводом типа ППК-1000.

В состав каждого полюса входят четыре камеры типа КВД-35-20/1250УХЛ2, соединенные последовательно, опорная изоляция и механизм.

В конструкции выключателя предусмотрено устройство для выравнивания напряжения по камерам полюса.

Габариты выключателя с приводом (ширина × глубина × высота) — 4,38 × 0,75 × 4,58 м. Масса выключателя 2270 кг.

Основные характеристики вакуумных выключателей 10, 35 и 110 кВ приведены в табл. 2.124.

2.40. ВАКУУМНЫЕ И ЭЛЕГАЗОВЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА 35 кВ

Для приема и распределения электроэнергии трехфазного тока номинальным напряжением 35 кВ в установках металлургических предприятий (дуговые сталеплавильные печи, прокатные станы и др.) разработаны КРУ, оборудованные вакуумными или элегазовыми выключателями выкатного типа. Применение этих КРУ резко сокращает габариты распределительных устройств (по сравнению с РУ, оборудованными воздушными выключателями), повышает их монтажную готовность, надежность работы и удобство эксплуатации.

Климатическое исполнение КРУ — УХЛ, категория размещения 3 по ГОСТ 15150-69*. КРУ состоят из шкафов с аппаратурой различного назначения, соединенных между со-

Таблица 2.125. Основные характеристики шкафов КРУ 35 кВ

Параметр	Норма
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток сборных шин, А	1600, 2500
Номинальный ток главных цепей шкафов, А	630, 1600, 2500
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость (2 с), кА	31,5

Продолжение табл. 2.125

Парамтр	Норма
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76*	Нормальная
Вид изоляции	Воздушная, комбинированная
Наличие выдвижных элементов в шкафах	С выдвижными элементами
Вид присоединений 35 кВ	Кабельные, шинные
Условия обслуживания	С двухсторонним обслуживанием IP20
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-80	IP20
Виды выключателей	Вакуумный типа ВВЛ-35, элегазовый

бой по сборным шинам. Основные характеристики КРУ 35 кВ приведены в табл. 2.125.

2.41. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ КОММУТАЦИИ ИНДУКТИВНЫХ ТОКОВ ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ

Особенностью дуги в вакууме является ее нестабильность при малых токах. Прекращение разряда в вакууме приводит к срезу тока до его естественного перехода через нуль. Ток среза зависит от свойств применяемых контактных материалов, а также от параметров контура тока.

Камеры современных вакуумных выключателей, благодаря специальному подбору контактных материалов, имеют относительно малые токи среза, вполне сопоставимые с токами среза выключателей, имеющих другую дугогасительную среду. С другой стороны, для ВДК характерны большие скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка, что позволяет им отключать высокочастотные токи с большими скоростями изменения тока вблизи нулевого значения. Последнее обстоятельство приводит к многократным повгорным зажиганиям и отключениям высокочастотного тока в процессе одной коммутации включения — отключения индуктивной нагрузки, которые могут существенно влиять на уровень коммутационных перенапряжений.

При коммутациях индуктивных токов вакуумных выключателей могут возникать перенапряжения, обусловленные: срезом тока, многократными повторными зажиганиями и трехфазным одновременным отключением. Перенапряжения эти, вследствие вероятностного характера процессов в выключателе, определяются статистическими соотношениями, зависящими от схемы и параметров коммутируемой сети.

Силовые трансформаторы с облегченным уровнем изоляции по ГОСТ 1516.1-76* (сухие, с литой изоляцией) рассчитаны на импульсные перенапряжения с максимальным значением 23 и 34 кВ, соответственно для классов напряжения 6 и 10 кВ, что без применения защиты может оказаться недостаточным для выдерживания максимальных перенапряжений.

Наибольшую опасность представляют собой коммутационные перенапряжения для электродвигателей, имеющих пониженные, по сравнению с трансформаторами, уровни изоляции и в особенности пониженную импульсную прочность обмотки при воздействии волн с кругым фронтом.

Волновые сопротивления двигателей примерно на два порядка ниже, чем у трансформаторов, поэтому уровни перенапряжений при обычном срезе тока также значительно ниже. Однако включение двигателя или отключение его пускового тока, как правило, сопровождается многократными повторными зажиганиями и воздействиями волн перенапряжений с крутым фронтом. При определенном сочетании параметров схемы и начальных условий наблюдается постепенное нарастание максимумов волн (эскалация напряжений), при котором они могут достигать 5-кратных значений по отношению к фазному напряжению двигателя.

ВЭИ имени В. И. Ленина предложены следующие технические решения по схемам защиты от перенапряжений электрооборудования 6—10 кВ, коммутируемого вакуумными выключателями, в установках промышленных предприятий:

1. Для защиты трансформаторов общего назначения с облегченной изоляцией по ГОСТ 1516.1-76* (сухие, литые) у вводов трансформатора между каждой фазой и землей должен быть подсоединен разрядник I группы по ГОСТ 16357-83* для соответствующего класса напряжения.

2. Для защиты электродвигателей между жажимами каждой фазы двигателя и землей должны устанавливаться последовательные RC-цепочки с параметрами $R = 50$ Ом и $C = 0,25$ мкФ. Ниже приведены

требования к основным электрическим характеристикам RC-цепочек:

Класс напряжения, кВ	6	10
Номинальное напряжение конденсатора, кВ	6,6	11
Мощность, рассеиваемая резистором, Вт	15	40
Импульсная прочность между зажимами резистора на волне 1,2/50 мкс, кВ	40	60

Между зажимами и землей у электродвигателей выше 1000 кВ дополнительно к RC-цепочке должны устанавливаться разрядники I группы по ГОСТ 16357-83* для соответствующего класса напряжения.

3. Для электрооборудования напряжением 6-10 кВ с нормально изоляцией по ГОСТ 1516.1-76* (маслонаполненные трансформаторы) никаких дополнительных средств защиты не требуется.

Механическая прочность шкафов КРУ (число включений и отключений контактных соединений главных и вспомогательных цепей, перемещений выдвижного элемента, открываний и закрываний щитков, включения и отключения ножей заземления) соответствует ГОСТ 14693-77* на КРУ напряжением до 10 кВ.

В части требований безопасности шкафы КРУ соответствуют ГОСТ 12.2.007.0-75*. Они оборудованы блокировками (механическими и электромеханическими), обеспечивающими безопасность работ при эксплуатации.

При локализации дуговых повреждений в шкафу КРУ предусмотрена дуговая защита, выполненная с помощью клапанов разгрузки давления, соединенных с блок-контактами, обеспечивающими подачу команды на отключение защитного выключателя.

Предусмотрен шинный ввод сверху или снизу или кабельный ввод снизу, причем к одному шкафу с выключателем может быть подведено до шести однофазных кабелей. При необходимости подключения большего числа кабелей следует использовать шкаф кабельных сборок, стыкуемый с вводным шкафом, в который можно повести до двенадцати однофазных кабелей.

Габариты шкафа КРУ (ширина, глубина, высота) - 1,5 x 2,3 x 3 м.

Выбор типа выключателя в КРУ (вакуумный или элегазовый) производится исходя из следующего. При необходимости частых коммутационных операций (например, для коммутации электропечных трансформаторов) и активно-индуктивном характере нагрузки коммутируемой цепи следует использовать вакуумные выключатели. Для коммутации цепей с емкостным характером нагрузки (конденсаторные батареи, фильтрокомпенсирующие устройства, статические тиристорные компенсаторы) следует использовать элегазовые выключатели.

пользовать вакуумные выключатели. Для коммутации цепей с емкостным характером нагрузки (конденсаторные батареи, фильтрокомпенсирующие устройства, статические тиристорные компенсаторы) следует использовать элегазовые выключатели.

2.42. НЕЛИНЕЙНЫЕ ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений могут применяться нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную покрывку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка.

Защитное действие ограничителя обусловлено тем, что при появлении опасного для изоляции перенапряжения вследствие высокой нелинейности резисторов через ОПН протекает значительный импульсный ток, в результате чего перенапряжение снижается до уровня, безопасного для изоляции защищаемого оборудования.

Разработан ОПН-35УХЛ2 (табл. 2.126), предназначенный для защиты экскаватор-

Таблица 2.126. Основные характеристики ОПН-35УХЛ2

Параметры	Норма
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Напряжение на ограничителе, допустимое в течение времени действия, кВ, не менее:	
20 мин	49
20 с	52,5
3,5 с	55
1 с	58
0,15 с	62
Расчетный ток коммутационного перенапряжения на волне 1,2/2,5 мс, А	350
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного перенапряжения, кВ, не более	105
Остающееся напряжение при импульсном токе с длительностью фронта волны 8 мкс с амплитудой, кВ, не более:	
3000 А	123
5000 А	128
10000 А	150

ных КРУ с номинальным напряжением 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Ограничитель пригоден и для общепромышленного применения. Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 2 по ГОСТ 15150—69*.

Ограничитель представляет собой аппарат опорного типа, резистор в котором заключен в фарфоровую герметизированную покрывку. Герметизация ограничителя осуществляется с помощью резиновых уплотнительных колец.

Габариты (ширина, глубина, высота) — 0,426 × 0,386 × 0,860 м. Масса не более 61 кг.

ОПН подключается на фазное напряжение сети. Разработаны ОПН на напряжения 110—750 кВ.

Ж. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ПОДСТАНЦИЙ

2.43. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Система электроснабжения предприятия состоит из источников питания и линий электропередачи, осуществляющих подачу электроэнергии к предприятию, понизительных, распределительных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабелей и воздушных линий, а также токопроводов, обеспечивающих на требуемом напряжении подвод электроэнергии к ее потребителям.

Требования, предъявляемые к электроснабжению предприятий, в основном зависят от потребляемой ими мощности и характера электрических нагрузок, особенностей технологии производства, климатических условий, загрязненности окружающей среды и других факторов.

Все предприятия в зависимости от суммарной установленной мощности электроприемников могут быть условно разделены на крупные, средние и малые; крупные — с установленной мощностью электроприемников 75—100 МВт и более, средние — с установленной мощностью — до 75 МВт и малые — с установленной мощностью до 5 МВт.

Схемы и конструктивное исполнение системы электроснабжения должны обеспечивать возможности роста потребления электроэнергии предприятием без коренной реконструкции системы электроснабжения.

В целях создания экономичных решений с минимальными затратами на резервирование в системах электроснабжения следует применять связи между электросетями раз-

личных предприятий и ведомств, а также объединять питание промышленных, коммунальных и других потребителей [2.11].

При построении схем электроснабжения необходимо учитывать специфические особенности отдельных промышленных предприятий, в частности наличие зон с загрязненной и агрессивной средой, электроприемников особой группы I категории, требующих повышенной надежности питания, электроприемников с нелинейными, резкопеременными ударными нагрузками и др. Эти факторы обуславливают дополнительные требования к системам электроснабжения. При этом необходимо также учитывать специфические особенности работы отдельных производств, их технологических процессов, в частности режимов работы наиболее ответственных агрегатов, обеспечивающих протекание технологических процессов.

Требования технологии оказывают решающее значение при определении степени надежности питания и построении схем электроснабжения. Неудач этих требований может привести как к недостаточному резервированию, так и к излишним затратам.

Как правило, резервирование только в электрической части, без технологического резервирования, является недостаточным для обеспечения непрерывности производства технологических процессов ответственных потребителей. В необходимых случаях должны предусматриваться специальные устройства безаварийного останова технологических процессов, действующие при нарушениях электроснабжения.

Разработка основных положений проекта электроснабжения должна производиться одновременно с разработкой проекта технологической и строительной части и общего генплана предприятия.

В строительной части учитываются возможности прокладки в производственных помещениях кабелей и токопроводов различных напряжений, размещения трансформаторов и электрических аппаратов на строительных конструкциях: колоннах, балках, фермах и т. п., а также на крышах производственных зданий.

На генплане предприятия должны предусматриваться зоны (коридоры) для прокладки кабельных и воздушных линий глубоких вводов 110—330 кВ, токопроводов 6—35 кВ, кабельных эстакад и других коммуникаций с учетом развития системы электроснабжения. Должны быть также рассмотрены и решены вопросы и способы транспортировки тяжеловесного электрообо-

рудования от станций разгрузки до монтажной зоны (комплексно с доставкой тяжеловесного технологического и другого оборудования проектируемого предприятия).

Надежность электроснабжения электроприемников предприятия, как правило, должна повышаться при приближении к источникам питания (электростанции, ГПП и т. д.) и по мере увеличения мощности соответствующих звеньев системы, так как аварии в мощных звеньях приводят к более тяжелым последствиям, чем в мелких, и охватывают большую зону предприятия.

Для правильного решения вопросов надежности электроснабжения необходимо различать аварийный и послеаварийный режимы. Под аварийным режимом подразумевается кратковременный переходный режим, вызванный нарушением нормального режима работы системы электроснабжения или ее отдельных звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется в основном временем действия релейной защиты, автоматики и телеуправления. Под послеаварийным режимом следует понимать режим, возникающий после отключения упомянутых поврежденных элементов системы энергоснабжения, т. е. после ликвидации аварийного режима. Он гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается до восстановления нормальных условий работы.

Систему электроснабжения в целом нужно строить таким образом, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств предприятия после необходимых переключений и пересоединений. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования, в том числе и те, которые при нормальном режиме нерентабельны (связи и перемычки на вторичных напряжениях и др.).

При дефиците активной мощности в питающей энергосистеме при послеаварийном режиме должна предусматриваться автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Она действует на отключение заранее намеченных наименее ответственных потребителей предприятия при снижении частоты до определенного уровня (см. разд. Н).

2.44. ИСТОЧНИКИ И СПОСОБЫ ПИТАНИЯ

Источники питания (ИП). Основными ИП электроэнергии большинства предприятий являются электростанции и сети энерго-

систем. Сооружение собственных тепловых электростанций или теплоэлектростанций (ТЭС, ТЭЦ) целесообразно на предприятиях со значительным теплотреблением.

Размещение собственной ТЭЦ необходимо согласовывать с общей схемой электроснабжения и теплоснабжения предприятия, так как неудачное расположение ТЭЦ может привести к удлинению и удорожанию электрических и тепловых коммуникаций. Приближение ТЭЦ к электрическим нагрузкам может в некоторых случаях (для средних предприятий или для отдельных районов крупных предприятий) позволить отказаться от внутривозовских линий 110, 220 кВ, оставив их только для связи с энергосистемой.

ТЭЦ средней мощности при генераторном напряжении до 10 кВ (мощность генераторов 25–60 МВт) используется для питания доменного, конверторного производства и для резервирования питания электроприемников особой группы I категории. В этих случаях при наличии трансформаторной связи с сетью энергосистемы создается надежная схема питания.

На крупных ТЭЦ с генераторами мощностью 100 МВт и более при генераторном напряжении более 10 кВ применяется блочная схема генератор – повысительный трансформатор 110–220 кВ и шины генераторного напряжения отсутствуют. Вся мощность ТЭЦ выдается в сеть на напряжении 110 и 220 кВ. Такая ТЭЦ получает районное значение и кроме нужд завода обслуживает также объекты электроснабжения и теплоснабжения прилегающих к ней других предприятий и жилых районов. В связи с этим становится целесообразным вынесение такой ТЭЦ за пределы завода на расстояние 1–2 км.

Независимым ИП электроприемника или группы электроприемников является источник питания, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других ИП этих электроприемников. При этом, разумеется, напряжение на этом ИП должно быть в пределах, установленных действующими нормативами и необходимых для устойчивой работы электроприемников в условиях послеаварийного режима. Оно должно сохраняться на уровне не менее 60% номинального напряжения в течение времени действия релейной защиты и автоматики (РЗА) в питающей сети при аварийном режиме. Согласно [2.10] к независимым ИП могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при соблюдении следующих условий:

каждая секция или система шин питается от независимых источников;

секции (системы) шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

Следует иметь в виду, что двойную систему шин на ИП, если одна система (рабочая) не секционирована, нельзя рассматривать как два независимых источника питания. При повреждении рабочей несекционированной системы шин все отходящие линии потеряют питание. Переключение этих линий на вторую неповрежденную систему шин потребует много времени, так как практически не может быть автоматизировано. В этих случаях следует разделить питание отходящих линий между двумя системами шин (фиксированное присоединение), которые превратятся в секции, и шиносоединительный выключатель будет играть роль межсекционного.

Приведенные выше определения независимости ИП и рекомендации по повышению надежности электроснабжения дают возможность принятия экономичных решений по построению систем электроснабжения для предприятий различной мощности и требуемой надежности. Для крупных энергоемких предприятий наиболее надежными являются территориально разбросанные независимые источники, например энергосистема и собственная ТЭЦ или же два территориально разбросанных источника энергосистемы.

Питание электроприемников I категории по бесперебойности электроснабжения должно предусматриваться не менее чем от двух независимых источников. Перерыв их электроснабжения допускается лишь на время автоматического восстановления питания, т. е. на время действия РЗА. Для обеспечения надежного питания электроприемников особой группы I категории предусмотрен третий независимый источник питания.

При выходе из строя одного из двух основных независимых ИП третий источник подготавливается для автоматического резервирования на случай выхода и второго источника питания.

В качестве третьего (аварийного) источника могут быть использованы [2.17] местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, их шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи, дизельные электростанции и т. п.

Пункты приема электроэнергии. Пунктом приема электроэнергии называется электроустановка, служащая для приема электро-

энергии от ИП и распределяющая (или преобразующая и распределяющая) ее между электроприемниками предприятия непосредственно или с помощью других электроустановок. Число и тип пунктов приема зависит от мощности, потребляемой предприятием, и от характера размещения электрических нагрузок на его территории. При сравнительно компактном расположении нагрузок и отсутствии особых требований к бесперебойности электроснабжения вся электроэнергия от ИП может быть подведена к одной трансформаторной подстанции или распределительному пункту. При разбросанности электрических нагрузок и повышенных требованиях к бесперебойности электроснабжения питание следует подводить к двум и более приемным пунктам, что решается на основании технико-экономических расчетов.

При близости ИП к потребителям электроэнергии с суммарной потребляемой мощностью в пределах пропускной способности линий 6–10 кВ электроэнергия подводится к РП, которые служат для приема и распределения электроэнергии без ее преобразования или трансформации. От РП электроэнергия распределяется по цеховым ТП 6–10/0,4–0,69 кВ и подводится также к высоковольтным электроприемникам 6–10 кВ (электродвигателям, электроначам, выпрямительным агрегатам и др.). В этих случаях напряжения питающей и распределительных сетей совпадают.

Если же предприятие потребляет значительную (более 30 МВ·А) мощность, а ИП удален, то прием электроэнергии производится на узловых распределительных подстанциях (УРП) или на главных понизительных подстанциях (ГПП) 35–330 кВ.

Узловой распределительной подстанцией УРП называется центральная подстанция предприятия 35–330 кВ, получающая электроэнергию от энергосистемы и распределяющая ее на том же напряжении по подстанциям глубоких вводов (ПГВ) на территории предприятия. В некоторых случаях УРП совмещают с ближайшей районной подстанцией, что решается технико-экономическими расчетами.

Главной понизительной подстанцией называется подстанция, получающая питание от энергосистемы и преобразующая и распределяющая электроэнергию на более низком напряжении (6–35 кВ) по предприятию или по отдельным его районам.

Подстанцией глубокого ввода называется подстанция с первичным

напряжением 35–220 кВ, выполненная, как правило, по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, например с глухим присоединением (или через разъединитель) понизительных трансформаторов к питающим линиям 35–220 кВ, получающая питание непосредственно от энергосистемы или от УРП данного предприятия и предназначенная для питания отдельного объекта (цеха) или района предприятия. Для повышения надежности электроснабжения пункты приема электроэнергии обычно связаны друг с другом и с ТЭЦ завода (при ее наличии) самостоятельно или через распределительную сеть.

2.45. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Основные требования. Для крупных промышленных предприятий наиболее экономичной и надежной является система электроснабжения с применением глубоких вводов, по которой сети высшего напряжения (35–330 кВ) максимально приближены к потребителям электроэнергии при минимальном количестве ступеней трансформации. На предприятиях средней мощности, как правило, линии глубоких вводов 35, 110 или 220 кВ вводятся непосредственно от энергосистемы. К энергоемким цехам, таким, как электросталеплавильные, могут подводиться глубокие вводы 330 кВ непосредственно от энергосистемы. На крупных предприятиях линии глубоких вводов 35, 110 или 220 кВ обычно подводятся от УРП или ГПП.

В системах электроснабжения, как правило, применяется глубокое секционирование всех звеньев системы от источника питания до сборных шин низкого напряжения ТП, а иногда и цеховых низковольтных РП. На секционных аппаратах предусматриваются при необходимости простейшие схемы АВР.

При построении системы электроснабжения следует, как правило, исходить из раздельной работы линий и трансформаторов, так как при этом снижаются уровни токов короткого замыкания, упрощаются схемы коммутации и релейная защита. Для восстановления питания потребителей применяются простейшие схемы автоматики АВР, АПВ (см. § 2.115, 2.116). Допустимо автоматическое отключение неответственных потребителей на время послеаварийного режима, если питающие линии или трансформаторы даже с учетом перегрузки не рассчитаны на полное резервирование.

Схемы, предусматривающие длительную параллельную работу питающих линий или

трансформаторов, в настоящее время применяются редко. Однако в связи с освоением отечественной электропромышленностью выключателей 6–10 кВ с отключаемым током 40 кА и серийным выпуском шкафов КРУ 6–10 кВ общепромышленного исполнения с этими выключателями имеется возможность для более широкого применения в сетях промпредприятий параллельной работы трансформаторов на стороне 6–10 кВ.

Параллельную работу вводов или трансформаторов рекомендуется применять в следующих случаях:

если при раздельной работе не удается добиться необходимого быстродействия восстановления питания, например при недопустимой затяжке времени действия АВР на подстанциях с мощными синхронными двигателями;

если при питании секций подстанции от разных источников возможно их несинхронное включение при действии АВР, например, при заводской ТЭЦ;

при питании мощных резкопеременных ударных нагрузок для обеспечения нормируемых параметров качества электроэнергии (электроприводы прокатных станов, дуговые сталеплавильные печи, мощные электросварочные агрегаты).

При построении схемы электроснабжения предприятий, имеющих в своем составе электроприемники с нелинейными резкопеременными ударными нагрузками, необходимо предусматривать мероприятия по ограничению частых и значительных колебаний напряжения, вызываемых работой этих электроприемников, до допустимых значений, нормируемых стандартом на качество электроэнергии.

Основным мероприятием, комплексно решающим проблему качества электроэнергии в питающей сети, является повышение уровня мощности короткого замыкания в точке подключения электроприемников с нелинейными и резкопеременными ударными нагрузками, отрицательно влияющими на качество электроэнергии. Такое решение может быть достигнуто:

применением повышенных напряжений в питающих и распределительных сетях и приближением источников питания к электроприемникам с резкопеременной ударной нагрузкой;

выделением питания крупных электроприемников (дуговых электропечей, главных электроприводов прокатных станов и др.) отдельными линиями непосредственно от энергосистемы или от ГПП, ПГВ или ТЭЦ, минуя соответствующую цеховую подстан-

цию, и применением глубоких вводов для питания таких электроприемников до напряжения 330 кВ с разукрупнением при этом подстанций на напряжения 110–220 кВ;

уменьшением сопротивления (реактивного) линий основного питания к подстанциям, питающим крупные электроприемники с резкопеременной ударной нагрузкой, применением кабелей и кабелепроводов, токопроводов с уменьшенной реактивностью, уменьшенной реактивностью токоограничивающих реакторов или вообще отказом от реактивирования линий, питающих резкопеременную нагрузку;

включением на параллельную работу вторичных обмоток трансформаторов, питающих резкопеременную нагрузку.

Однако повышение уровней токов короткого замыкания в сетях с ударными резкопеременными нагрузками лимитируется предельной отключающей способностью выключателей 6–10 кВ, устанавливаемых в шкафах КРУ общепромышленного исполнения, которая в настоящее время составляет 40 кА

(750 МВ·А — мощность короткого замыкания в сети 10 кВ).

Применять в электрических сетях на всех присоединениях более мощные выключатели, как правило, нецелесообразно из-за их высокой стоимости, громоздкости, необходимости сложных конструктивных решений по их установке и обслуживанию, что является неприемлемым для массового применения их в системах электроснабжения промпредприятий.

Хорошие результаты дает разделение питания ударных и так называемых «спокойных» нагрузок, которое может быть выполнено следующими способами:

выделением на отдельные линии или на отдельные трансформаторы потребителей, не терпящих толчков нагрузки, например освещения, или же питание этих потребителей совместно с более спокойными нагрузками;

выделением питания групп электроприемников с ударными нагрузками при значительной их мощности на отдельные транс-

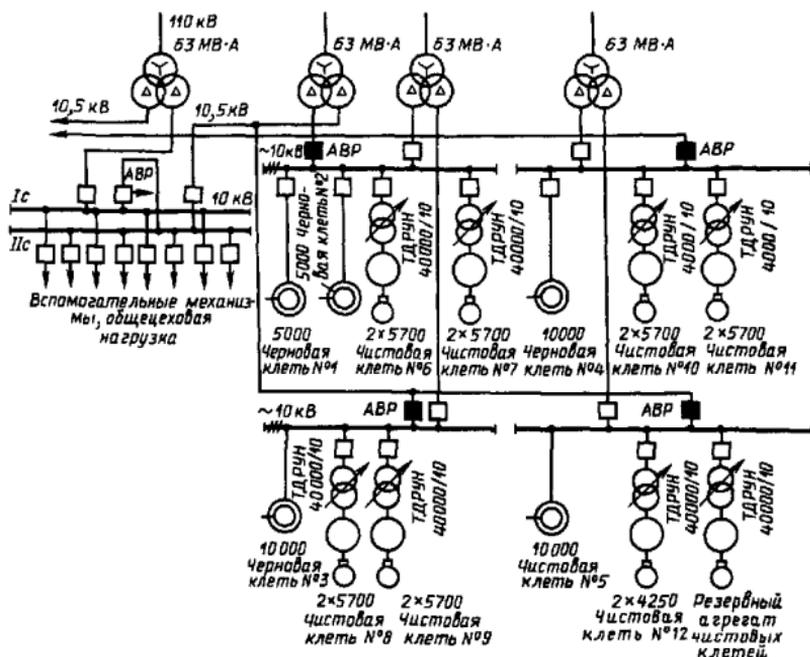


Рис. 2.55. Структурная схема электроснабжения с разделением питания ударных и спокойных нагрузок

форматоры, но с общим резервированием трансформаторов, питающих ударные и спокойные нагрузки (рис. 2.55);

присоединением ударных и спокойных нагрузок на разные плечи двоянного реактора (рис. 2.56);

применением на ГПП или ПГВ трансформаторов с расщепленными обмотками вторичного напряжения с выделением на одну расщепленную обмотку питания резкопеременных ударных нагрузок, а на другую спокойных нагрузок, включая освещение. В этом случае ограничение влияния ударных нагрузок на спокойные обуславливается отсутствием электрической связи между ветвями расщепленной обмотки трансформатора и слабой электромагнитной связью между ними, благодаря чему колебания напряжения, возникающие в ветви, питающей резкопеременную нагрузку, незначительно отражаются на напряжении ветви, к которой присоединены спокойные нагрузки.

Сглаживание колебаний напряжения в ветви, питающей спокойную нагрузку, будет тем выше, чем индуктивное сопротивление питающей сети будет меньше по сравнению с сопротивлением питающего трансформатора;

применением принудительного графика работы нескольких электроприемников (например, дуговых электропечей) со сдвигом по времени их индивидуальных графиков нагрузки. Такой режим работы позволит не только уменьшить суммарные колебания, но и максимальную мощность, потребляемую электропечным пехом. Однако это мероприятие не должно приводить к снижению производительности электропечного цеха.

В некоторых случаях может быть применена схема, приведенная на рис. 2.57. В ней

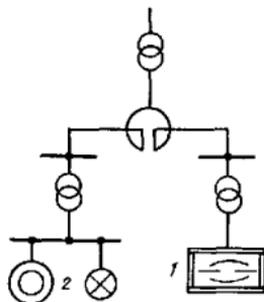


Рис. 2.56. Присоединение ударных и спокойных нагрузок к разным плечам двоянного реактора:

1 — ударная нагрузка; 2 — спокойная нагрузка

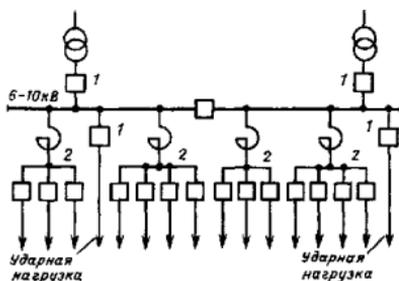


Рис. 2.57. Схема с питанием спокойных и ударных нагрузок от общих трансформаторов

предусмотрено реактирование на вводах от трансформаторов и на линиях к потребителям с нелинейными резкопеременными ударными нагрузками, чтобы не увеличивать индуктивное сопротивление сети, в связи с чем в этих цепях установлены более мощные выключатели 1, чем на всех остальных реактированных линиях 2, питающих спокойную нагрузку и оборудованных менее мощными выключателями. При расщепленных обмотках трансформаторов их ветви в этой схеме рекомендуется соединять параллельно.

Если указанные мероприятия являются недостаточными, то следует предусматривать специальные устройства и установки для повышения качества электроэнергии в сетях электроснабжения промпредприятий: быстродействующие специальные синхронные компенсаторы или быстродействующие статические компенсирующие устройства (более подробно по этому вопросу см. § 2.10).

Схемы распределения электроэнергии. Распределение электроэнергии во внутризаводских электрических сетях выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их значения, требуемой степени надежности питания и других характерных особенностей проектируемого предприятия.

Схемы строятся по ступенчатому принципу. Число ступеней распределения электроэнергии на предприятии определяется потребляемыми мощностями и топологическим расположением электрических нагрузок на территории предприятия. Обычно применяют две-три ступени. При большем числе

ступеней ухудшаются технико-экономические показатели системы электроснабжения и усложняются условия эксплуатации.

Первой ступенью распределения электроэнергии является сетевое звено между источником питания предприятия (УРП, ТЭЦ, ГПП) и ПГВ, если распределение производится на напряжении 110–220 кВ, или между ГПП и РП 10(6) кВ, если распределение происходит на напряжении 10(6) кВ (см. § 2.14).

Второй ступенью распределения электроэнергии является звено внутризаводской сети между РП и РУ вторичного напряжения ПГВ и цеховыми ТП или же отдельными электроприемниками высокого напряжения: электродвигателями, электропечами, трансформаторами преобразовательных агрегатов; как правило, это звено выполняется при помощи кабелей 10(6) кВ.

На небольших и некоторых средних предприятиях, находящихся на небольшом расстоянии от источника питания, электроэнергию подводят от источника питания к лунку приема электроэнергии и распределяют ее между пунктами потребления: цеховыми ТП или упомянутыми выше электроприемниками 10(6) кВ на одной ступени напряжения.

При выборе схем, аппаратов и устройств для распределения электроэнергии следует исходить из наиболее экономичных решений, учитывая при этом категорию надежности электроснабжения, требуемую степень бесперебойности питаемых электроприемников, последствия, вытекающие из нарушения электроснабжения, возможности восполнения недовыработки продукции и технологического резервирования.

Выкатные комплекты распределительные устройства, как правило, следует применять в электроустановках с электроприемниками I и II категорий, требующими быстрой замены коммутационных аппаратов.

Глубокие вводы 110–330 кВ применяют при передаваемых мощностях 40 МВ·А и более. Они выполняются по магистральным или радиальным схемам.

При применении глубоких вводов:

отпадают промежуточные РП, так как их функции выполняют РУ вторичного напряжения 10(6) кВ на ПГВ;

резко сокращаются распределительные сети вторичного напряжения 10(6) кВ, а следовательно, сильно уменьшается протяженность кабельных эстакад, туннелей и других кабельных сооружений и повышается надежность канализации электроэнергии;

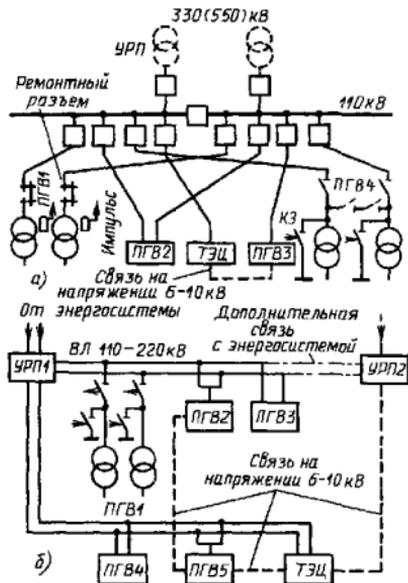


Рис. 2.58. Принципиальные схемы электроснабжения при системе глубоких вводов 110–220 кВ:

а – радиальная; б – магистральная

уменьшаются рабочие и емкостные токи и токи КЗ на вторичном напряжении подстанций, что позволяет во многих случаях обойтись без установок компенсации емкостных токов, реактирования линий 10(6) кВ или же применения групповых реакторов в цепях трансформаторов, а также отказаться от громоздких выключателей на большие токи типа МГТ на вводах и на секциях;

значительно облегчается задача регулирования напряжения.

Радиальные схемы глубоких вводов 35–110–220 кВ могут быть выполнены (рис. 2.58) с короткозамыкателями на ПГВ или ГПП, с передачей отключающего сигнала на УРП при глухом присоединении трансформатора к линии, с применением разъединителя или ремонтного разьема, со стреляющими предохранителями типа ПСН.

Под действием релейной защиты от внутренних повреждений в трансформаторе (газовой, дифференциальной), к которым нечувствительна защита головного участка линии, включается короткозамыкатель и

происходит искусственное КЗ или передается сигнал, что вызывает отключение выключателя на головном участке линии. Головной выключатель в данном случае осуществляет защиту не только линии, но и трансформатора, а установленное на нем устройство АПВ действует при повреждениях в линии и в трансформаторе. При неуспешном АПВ головной выключатель вновь отключается, действие схемы на этом заканчивается и линия остается отключенной длительно (до ликвидации аварии в питаемом ею трансформаторе). Успешное действие АПВ покажет, что имело место самоустранившееся повреждение на линии (иногда в трансформаторе) или же ложное действие защиты трансформатора.

На подстанциях 110–220 кВ короткозамыкатели присоединяются только к одной фазе, так как сети 110–220 кВ имеют глухозаземленную нейтраль и для срабатывания защиты на головном участке достаточно однополюсного КЗ. На подстанциях 35 кВ короткозамыкатели следует устанавливать не менее чем на двух фазах, так как нейтраль в сетях 35 кВ изолирована.

Схемы с отключающим сигналом могут быть применены для трансформаторов любой мощности при радиальном питании.

При применении схемы с передачей отключающего сигнала посадка напряжения на шинах ИП не будет, как это имеет место при схеме с короткозамыкателями. Возможность применения короткозамыкателей при наличии на головном участке питающей линии воздушных выключателей должна быть проверена по восстанавливаемому напряжению (см. § 2.23).

Передача отключающего сигнала может быть осуществлена способами, приведенными в § 2.107. Выбор способа производится с учетом удаленности ПГВ (ГПП) от питающей подстанции, мощности трансформаторов, надежности работы, экономичности устройств и других факторов. Предусматривается резервирование отключающего сигнала, которое может быть осуществлено несколькими способами, в частности при помощи короткозамыкателей.

Магистральные схемы глубоких вводов 35–220 кВ могут быть выполнены с отделителями и короткозамыкателями на ПГВ, с отделителями и отключающими сигналами на ПГВ и со стреляющими предохранителями типа ПСН при мощности трансформаторов до 4000 кВ·А включительно.

Действие схемы с короткозамыкателями происходит в такой последовательности: при действии релейной защиты трансформатора

подается сигнал на включение короткозамыкателя поврежденного трансформатора, в результате чего от своей защиты отключается выключатель с АПВ на головном участке питающей линии. После этого отделитель отключает поврежденный трансформатор во время так называемой «бестоковой паузы», затем АПВ, имеющее необходимую выдержку времени, вновь включает линию, тем самым восстанавливает питание остальных подстанций, подключенных к данной линии.

При применении схемы с передачей отключающего сигнала на ПГВ предусматривается только отделить, а короткозамыкатели устанавливаются лишь при необходимости и целесообразности использования его для резервирования отключающего сигнала. Действие схемы с применением передачи отключающего сигнала происходит аналогично действию схемы с короткозамыкателем.

Во избежание массового отключения электроприемников на всех подстанциях не рекомендуется присоединять к одной магистральной линии более двух-трех подстанций.

Варианты схем глубоких вводов 110–330 кВ с рекомендациями по их применению приведены в § 2.50. Применяются схемы с переходом воздушных линий глубоких вводов в кабельные при подходе ВЛ к районам предприятия с загрязненной средой или с густонасаженными сооружениями и коммуникациями, мешающими прохождению ВЛ. В местах перехода сооружаются переключательные пункты с соответствующей аппаратурой (рис. 2.59). Переход в кабель радиальной ВЛ глубокого ввода может быть осуществлен также на концевой опоре линии [2.17].

При выборе схемы глубокого ввода необходимо руководствоваться следующим: ра-

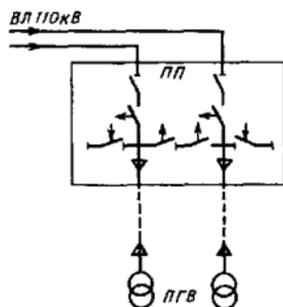


Рис. 2.59. Схема перехода воздушной линии глубокого ввода в кабельную

диальные схемы глубоких вводов просты, надежны, в большинстве случаев не требуют отделителей, и, что самое главное, аварийное отключение радиальной линии не отражается на других потребителях, не подключаемых к данному трансформатору, как это имеет место в схемах с отделителями при магистральном питании нескольких подстанций. Но они дороже магистральных, так как требуют отдельных линий к каждому трансформатору. Число линий 110–220 кВ увеличивается, при загруженной территории предприятия возникают затруднения в прохождении большого числа воздушных линий. При воздушных линиях радиальные схемы целесообразны при загрязненной окружающей среде, так как при этом на ПГВ число элементов, подвергающихся загрязнению, минимально, и при отключении линии, связанной с очисткой изоляции, из работы выводится только один трансформатор. Целесообразны кабельные радиальные линии с вводом кабеля непосредственно в трансформатор. Кабельные радиальные линии удобны также при стесненной территории и наличии надземных промышленных коммуникаций, затрудняющих прохождение ВЛ.

Магистральные системы дешевле радиальных, число линий на территории уменьшается, но они имеют следующие недостатки:

а) при повреждении любого трансформатора отключаются, хотя и кратковременно (на время действия АПВ), все другие трансформаторы, подключенные к данной магистральной линии;

б) затруднения в выполнении релейной защиты и автоматики, возникающие в тех случаях, когда на вторичном напряжении упрощенных подстанций с короткозамыкателями и отделителями присоединены крупные синхронные двигатели (СД), синхронные конденсаторы, линии связи с ТЭЦ. Эти источники создают подпитку короткого замыкания на стороне первичного напряжения 110–220 кВ при питании ПГВ или ГПП по магистральным схемам. При коротком замыкании между отделителем подстанции № 1 и выключателем, установленным на стороне вторичного напряжения этой подстанции (рис. 2.60, а), выключатели 2 на I_1 и I_2 хотя и будут отключены, но к месту короткого замыкания будет проходить ток от СД, подключенных к шинам вторичного напряжения подстанций № 2. Ток, протекая через трансформатор тока в цепи короткозамыкателя, блокирует отделитель, который останется включенным. Следовательно, АПВ питающих линий будут безуспешными и

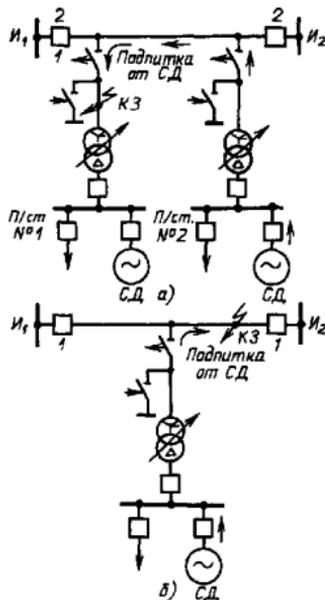


Рис. 2.60. Схемы с подпиткой от синхронных электродвигателей

нельзя будет восстановить питание трансформаторов, подключенных ко всем остальным ответвлениям от этой линии.

Возможен и другой случай, когда из-за малой чувствительности реле токовой блокировки в приводе короткозамыкателя при уменьшении первичного тока реле (500–800 А) до 40 % и ниже реле может позволить отделителю отключиться при еще значительных токах подпитки места короткого замыкания от СД соседней подстанции (200–300 А). Отделитель при этом будет отключать недопустимый для него ток, что приведет к аварии. Если же произойдет КЗ на линии 110 кВ, к которой подключены отпайками трансформаторы ПГВ или ГПП (рис. 2.60, б), то, хотя выключатели на источниках питания I_1 и I_2 будут отключены защитой, питание места повреждения может продолжаться током от СД, поэтому АПВ источников питания будет неуспешным. Для прекращения упомянутых подпиток необходимо предусматривать мероприятия, указанные в разд. 2Н.

Схемы с применением токопроводов 6–35 кВ. Распределение электроэнергии при

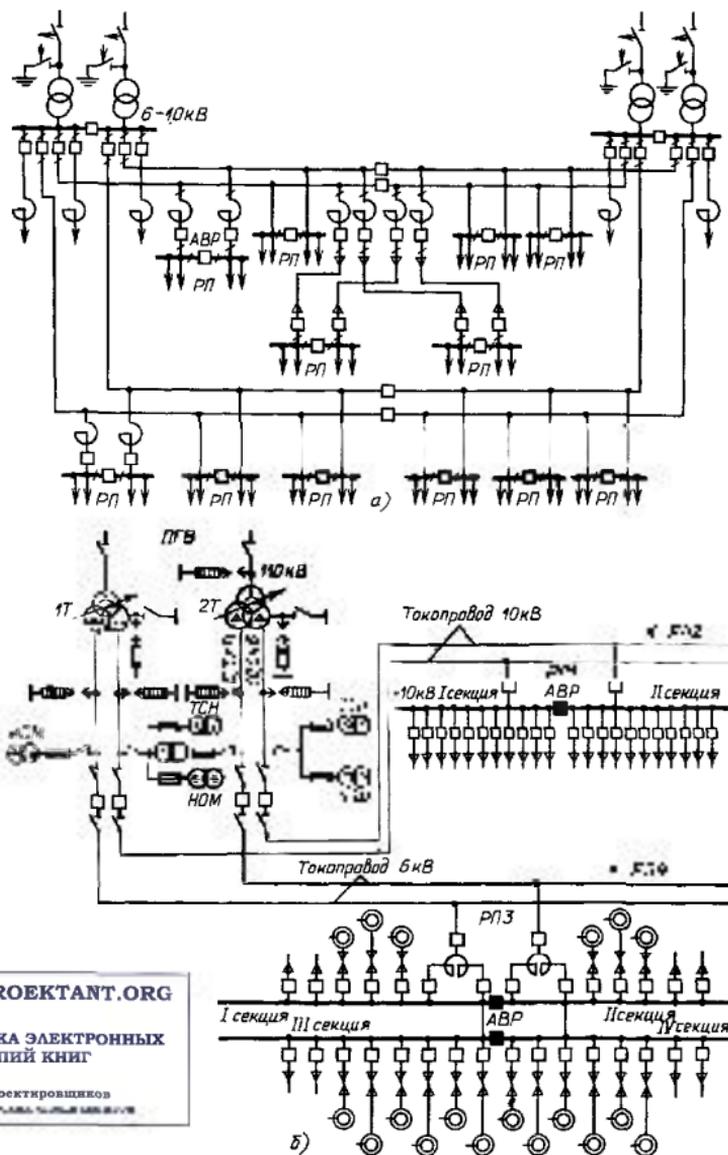


Рис. 2.61. Схемы с мощными токопроводами 6–10 кВ с двумя двухниточными токопроводами:

а – одинакового напряжения (6 или 10 кВ); б – разных напряжений (6 или 10 кВ)

BOOKS.PROEKTANT.ORG

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ
КОПИЙ КНИГ

для проектировщиков

В. С. ПУШКИН, С. А. ПУШКИНА

помощи жестких или гибких токопроводов 6—35 кВ наиболее целесообразно при большом числе часов использования максимума, при высоких удельных плотностях нагрузок или концентрированном расположении крупных мощностей. Число направлений основных потоков электроэнергии должно быть минимальным для осуществления магистральных схем распределения электроэнергии. Это имеет место на предприятиях цветной и черной металлургии, химии и других энергоемких отраслей.

Токопроводы рекомендуется применять для передачи мощностей более 20 МВ·А при напряжении 6 кВ, более 35 МВ·А при напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А при напряжении 35 кВ.

При присоединении открытых токопроводов к шинам генераторного напряжения ТЭЦ и РУ 10(6) кВ должны быть соблюдены требования ПУЭ по защите генераторов и СД от перенапряжений.

Трассы токопроводов выбирают таким образом, чтобы они проходили через зоны размещения основных нагрузок данного района предприятия.

Во многих случаях токопроводы используются одновременно для распределения электроэнергии между подстанциями, расположенными по трассе, и в качестве связей между источниками питания (двумя ГПП или ТЭЦ и ГПП) для взаимного их резервирования (рис. 2.61, а). Применяются схемы распределения электроэнергии с двумя, а иногда и с тремя двухцепными магистральными токопроводами, проложенными по разным трассам, через зоны размещения основных электрических нагрузок. На ответвлениях от токопроводов к РП могут устанавливаться реакторы, если они необходимы для ограничения мощности КЗ по условиям применения выключателей типа ВМГ или ВМП. При распределении всей мощности по токопроводам обычно применяют схему блока трансформатор — токопровод без сборных шин на вторичном напряжении.

На рис. 2.61, б изображена схема с двумя двухцепными токопроводами, питаемыми по блочной схеме от двух трансформаторов 110 кВ с расщепленными обмотками 6 и 10 кВ. Напряжение 6 кВ служит для питания электродвигателей, напряжение 10 кВ — для питания остальных потребителей. При отсутствии нагрузок на напряжение 6 кВ оба токопровода выбираются на напряжение 10 кВ. Питание токопроводов перекрестное, т. е. цепи каждого токопровода питаются от разных трансформаторов. При наличии АВР на РП, подключенных к токопрово-

дам, сохраняется бесперебойное питание при любой аварии: в одной цепи токопровода, в трансформаторе или на питающей линии 110 кВ.

Если же по токопроводам распределяется только часть энергии, то они подключаются непосредственно к трансформатору через отдельный выключатель, минуя сборные шины. Благодаря этому создается независимое питание токопроводов и сборных шин и разгружаются вводные выключатели. Это иногда позволяет применять на вводах более простые, недорогие и менее громоздкие выключатели и стандартные шкафы КРУ.

Магистральные токопроводы обеспечивают надежность и бесперебойность питания, необходимые для потребителей I категории. Секции РП, питаемые от токопроводов при нормальном режиме, работают раздельно; на секционных выключателях осуществляется АВР, обеспечивающее бесперебойное питание при отключении одного токопровода.

Выбор системы распределения электроэнергии на первой ступени электроснабжения (глубокие вводы или магистральные токопроводы) следует производить на основе технико-экономических расчетов на начальной стадии проектирования, до окончательной компоновки генплана предприятия с тем, чтобы своевременно закрепить на нем трассы токопроводов 10(6) кВ или питающих линий 110—220 кВ. Иногда на крупных предприятиях одновременно применяются обе системы электроснабжения (рис. 2.62).

Вдоль трассы токопровода должен быть предусмотрен проезд для его обслуживания.

Схемы распределения электроэнергии в сетях 10(6) кВ. На небольших и средних предприятиях, а также на второй и последующих ступенях электроснабжения крупных предприятий электроэнергия распределяется на напряжении 10 или 6 кВ в основном по кабельным линиям. Воздушные линии сооружаются редко на малоэтажных участках территории, например на периферийных, и для питания обособленно расположенных выносных объектов, в частности насосных.

Применяются две основные схемы распределения электроэнергии — радиальная и магистральная в зависимости от числа и взаимного расположения цеховых подстанций или других электроприемников по отношению к питающему их пункту. При выполнении обе схемы обеспечивают требуемую надежность электроснабжения электроприемников любой категории. Выбор схем осуществляется на основании технико-экономического сравнения вариантов.

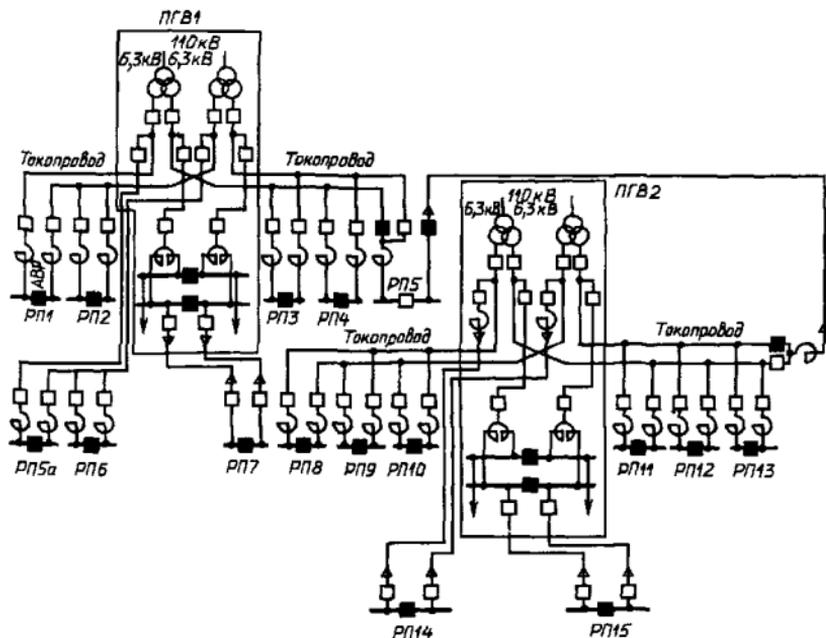


Рис. 2.62. Схема электроснабжения с применением глубоких вводов и токопроводов

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются главным образом в тех случаях, когда нагрузки рассодоточены от центра питания. Радиальные схемы могут быть двух- или одноступенчатыми. Одноступенчатые схемы применяются на малых предприятиях, где распределяемая мощность и территория невелики. На больших и средних предприятиях применяются как одноступенчатые, так и двухступенчатые схемы. *Одноступенчатые радиальные* схемы на таких предприятиях применяются для питания крупных сосредоточенных нагрузок (насосные, компрессорные, преобразовательные агрегаты, электродуны и т. п.) непосредственно от центра питания (ГПП, ТЭЦ и т. п.), а также для питания цеховых подстанций от рассодоточенных ПГВ. Для питания небольших цеховых подстанций и электроприемников высокого напряжения, как правило, применяются двухступенчатые схемы, так как нецелесообразно и неэкономично загружать основные энергетические центры предприятия (ГПП, ТЭЦ) большим числом мелких отходящих линий. Радиальные

схемы с числом ступеней более двух громоздки и нецелесообразны, так как усложняются коммутация и защита.

При двухступенчатых радиальных схемах применяются промежуточные распределительные пункты (РП). Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а на питаемых от них цеховых трансформаторных подстанциях предусматривается преимущественно глухое присоединение трансформаторов. Иногда цеховые трансформаторы присоединяются через выключатель нагрузки или разъединитель.

Распределительные пункты и подстанции с электроприемниками I и II категорий питаются, как правило, по двум радиальным линиям, которые работают раздельно каждая на свою секцию; при отключении одной из них нагрузка автоматически воспринимается другой секцией. Если каждая питающая линия не рассчитана на полную мощность РП или подстанции, то принимаются меры по их частичной разгрузке на время послеаварийного режима.

По гл. 1-2 ПУЭ допускается питание

электроприемников II категории по одной двухцепной воздушной линии или по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей при соблюдении условий, указанных в § 1.2.19 ПУЭ.

Для рационального использования оборудования РУ мощность РП должна выбираться таким образом, чтобы питающие его линии, выбранные по току короткого замыкания или по экономической плотности тока, были полностью загружены (с учетом послеаварийного режима), а число отходящих линий от РП, как правило, должно быть не менее 8. Не следует выделять для маломощных линий (например, к трансформаторам 100—400 кВ·А) отдельные шкафы РУ. Маломощные линии должны укрупняться, а если по условиям размещения нагрузок это

невозможно, то следует применять магистральные схемы. Допускается подключать две радиальные линии к одному общему выключателю.

Радиальные схемы питания РП и подстанций с резервной магистралью, заходящей поочередно на все объекты, или же с резервными перемычками высокого напряжения применяются редко, например в тех случаях, когда необходимо ввести аварийное питание от другого источника питания при полном выходе из работы основного источника. Такая схема выгодна при близком расположении подстанций друг от друга и при значительной удаленности их от питающего центра.

На рис. 2.63 показан пример двухступенчатой радиальной схемы распределения элект-

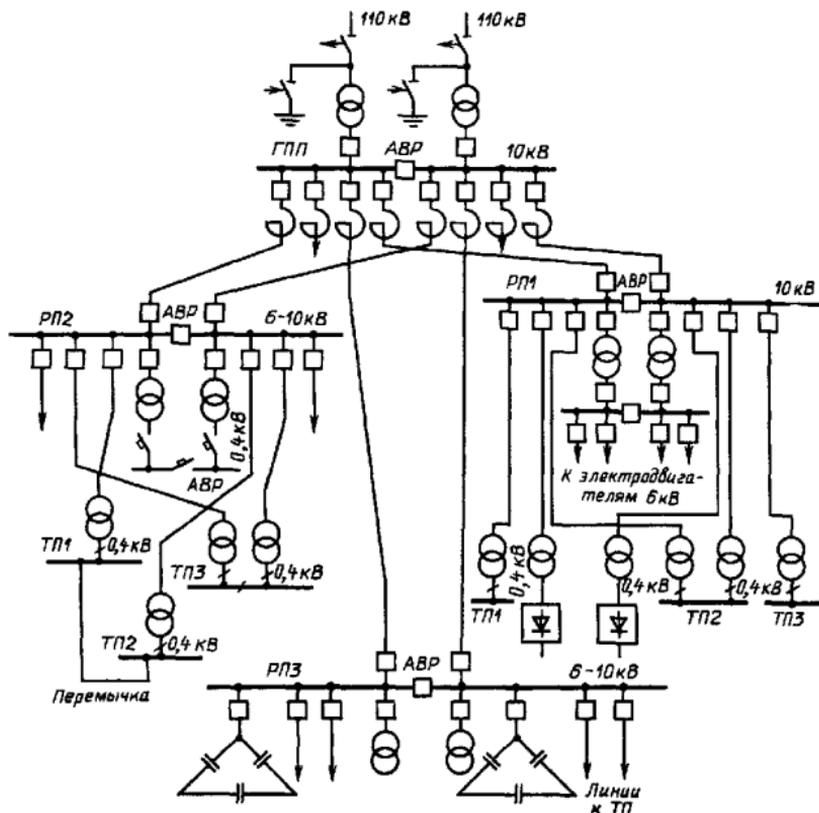


Рис. 2.63. Двухступенчатая радиальная схема сети 6—10 кВ

розэнергии в районе крупного предприятия. Главная понижающая подстанция этого района подключена к глубокому вводу 110 кВ. Каждый РП питается двумя линиями 10 кВ (первая ступень). На второй ступени электроэнергия распределяется между двухтрансформаторными цеховыми ТП. Резервирование электроприемников I категории на однострановых подстанциях осуществляется перемычками 400 В между ближайшими ТП. Предусматривается глубокое секционирование с возможностью АВР на всех ступенях от ГПП до шин низкого напряжения цеховых подстанций. К РПП подключена подстанция 10/6 кВ для питания группы электродвигателей 6 кВ.

Магистральные схемы 10(6) кВ следует применять при распределенных нагрузках и таком взаимном расположении подстанций на территории проектируемого объекта, когда линии от источника питания до потребителей электроэнергии могут быть проложены без значительных обратных направлений. Магистральные схемы имеют следующие преимущества: позволяют лучше загрузить при нормальном режиме кабели, сечение которых было выбрано по экономической плотности тока, по току КЗ или по послеаварийному режиму; позволяют сэкономить число шкафов на РП или на другом питающем пункте, так как к одной магистральной линии присоединяется несколько подстанций; позволяют легче выполнить резервирование цеховых подстанций или РП от другого независимого источника в случае аварии на основном питающем центре; иногда позволяют отказаться от промежуточной ступени коммутации.

К недостаткам магистральных схем относятся: усложнение схем коммутации при присоединении цеховых подстанций по сравнению с радиальными схемами, в которых цеховые трансформаторы в большинстве случаев присоединяются наглухо, и одновременное отключение электроприемников нескольких производственных участков или цехов, питающихся от данной магистрали при ее повреждении.

Число цеховых трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от их мощности и от ответственности питаемых потребителей. Обычно оно не превышает двух-трех при мощности трансформаторов 1000–2500 кВ·А и четырех-пяти при мощности 630–250 кВ·А. При большом числе трансформаторов и глухом присоединении к магистрали максимальная защита на головном участке питающей магистрали затрудняется и может оказаться нечувстви-

тельной при КЗ в трансформаторе. В этих случаях на ответвлениях от магистрали к трансформатору устанавливаются выключатели нагрузки в комплексе с высоковольтными предохранителями (ВНП), что дает возможность селективного отключения трансформатора при повреждении в нем.

По степени надежности электроснабжения магистральные схемы подразделяются на две основные группы.

В первую группу входят простые магистральные схемы — одиночные и кольцевые. Они применяются главным образом для питания подстанций малой мощности.

Одиночные магистрали без резервирования применяются в тех случаях, когда можно допустить перерыв в питании на время, необходимое для отыскания, отключения и восстановления поврежденного участка магистрали.

Подключаемые к одиночным магистралям однострановые подстанции для повышения надежности следует располагать таким образом, чтобы можно было осуществить частичное резервирование по связям низкого напряжения между ближайшими подстанциями. Для этого близко расположенные однострановые подстанции питаются от разных одиночных магистралей (рис. 2.64). Такие магистральные схемы можно применять и при наличии электроприемников I категории, если нагрузка последних невелика (15–20% общей нагрузки).

Одиночные магистрали с глухими отпайками, т. е. магистрали без разветвителей на входе и выходе, применяются главным образом на воздушных линиях. На кабельных линиях глухое присоединение может быть применено лишь для подстанций мощностью 100–400 кВ·А, питающих неответственные потребители, которые допускают длительные перерывы питания. Для повышения надежности одиночных магистралей с глубокими отпайками можно применить общую резервную магистраль, которая поочередно заходит на конечные подстанции, питаемые рабочими магистралями. При этом перерыв питания определяется только временем, необходимым для отыскания и отключения поврежденного участка магистрали и присоединения резервной магистрали. Такие схемы можно допустить для питания потребителей II категории. Недостатком этой схемы является неиспользование в нормальных условиях резервной кабельной магистрали (холодный резерв), поэтому она не находит широкого применения на промышленных предприятиях.

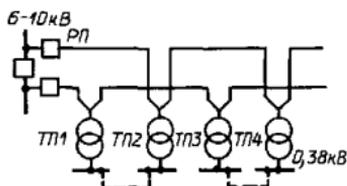


Рис. 2.64. Однотрансформаторные магистрали с частичным резервированием питания по связям вгоричного напряжения

Кольцевые магистрали на промышленных предприятиях применяются редко.

Для питания электроприемников I и II категорий должны применяться более надежные схемы с двумя и более параллельными сквозными магистралями.

Схемы с двойными сквозными магистралями применяются на подстанциях с двумя секциями сборных шин или на двухтрансформаторных подстанциях без сборных шин высокого напряжения (рис. 2.65). Секции шин или трансформаторы при нормальном режиме работают раздельно, а в случае повреждения одной магистрали все подстанции переключаются на магистраль, оставшуюся в работе, как правило, автоматически. При этом установка разъединителей на входе и выходе магистралей линии не требуется, что упрощает схему коммутации и конструктивное выполнение подстанции.

Односторонние и двойные магистрали с двусторонним питанием, иначе называемые «встречными» магистралями, применяются при питании от двух независимых источников. Один из них часто является основным источником питания. Если один источник маломощный, удаленный или неэкономичный, то он является только аварийным и выключатель в начале магистрали, подключенный к этому источнику, нормально разомкнут и включается (вручную или автоматически) только при отключении магистрали от основного источника. Если же оба источника равноценны, то для уменьшения потерь электроэнергии целесообразно держать их постоянно под нагрузкой. В этом случае деление магистрали производится примерно по середине, на одной промежуточной подстанции.

Схемы электроснабжения при наличии особых групп электроприемников I категории. Даже при наличии двух независимых

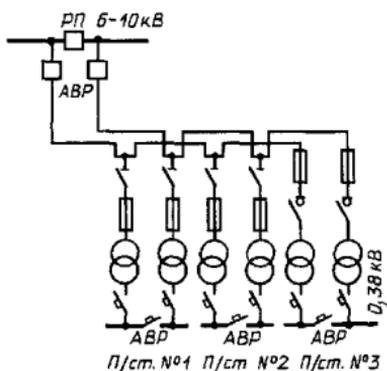


Рис. 2.65. Схемы с двойными сквозными магистралями

источников питания может иметь место полное или частичное «погашение питания» предприятия. Поэтому при наличии на предприятии особых групп электроприемников I категории схемы их электроснабжения следует осуществлять таким образом, чтобы при выводе в длительный ремонт или на ревизию любого элемента системы всегда сохранялось питание этих электроприемников от двух независимых источников, т. е. и в тех случаях, когда для всех остальных электроприемников временно остается только один источник. Для этой цели предусматривается третий независимый источник, который имеет минимальную мощность, рассчитанную только для безаварийного останова производства. Во избежание перегрузки третьего источника питание электроприемников особых групп I категории должно выделяться на отдельную секцию, автоматически подключаемую к этому источнику, или должно предусматриваться автоматическое отключение остальных электроприемников перед подключением третьего источника питания.

В качестве аварийных используются источники, перечисленные в § 2.47, или же электрические связи с ближайшими независимыми источниками питания, которые в нормальном режиме не используются.

Для обеспечения постоянной готовности аварийного источника к немедленному включению предусматривается его перевод в режим «горячего» резерва сразу после отключения по какой-либо причине одного из двух основных источников питания. Это делается путем включения на холостой ход

резервной дизельной станции, включения аварийной перемычки от другого источника и т. п.

Электроприемники особой группы могут быть рассредоточены в разных пунктах предприятий, поэтому при выборе схемы и

источников питания должны быть учтены (наряду со стоимостью самих источников) сетевые факторы.

На рис. 2.66 приведена схема электро-снабжения предприятия средней мощности с двумя основными независимыми источни-

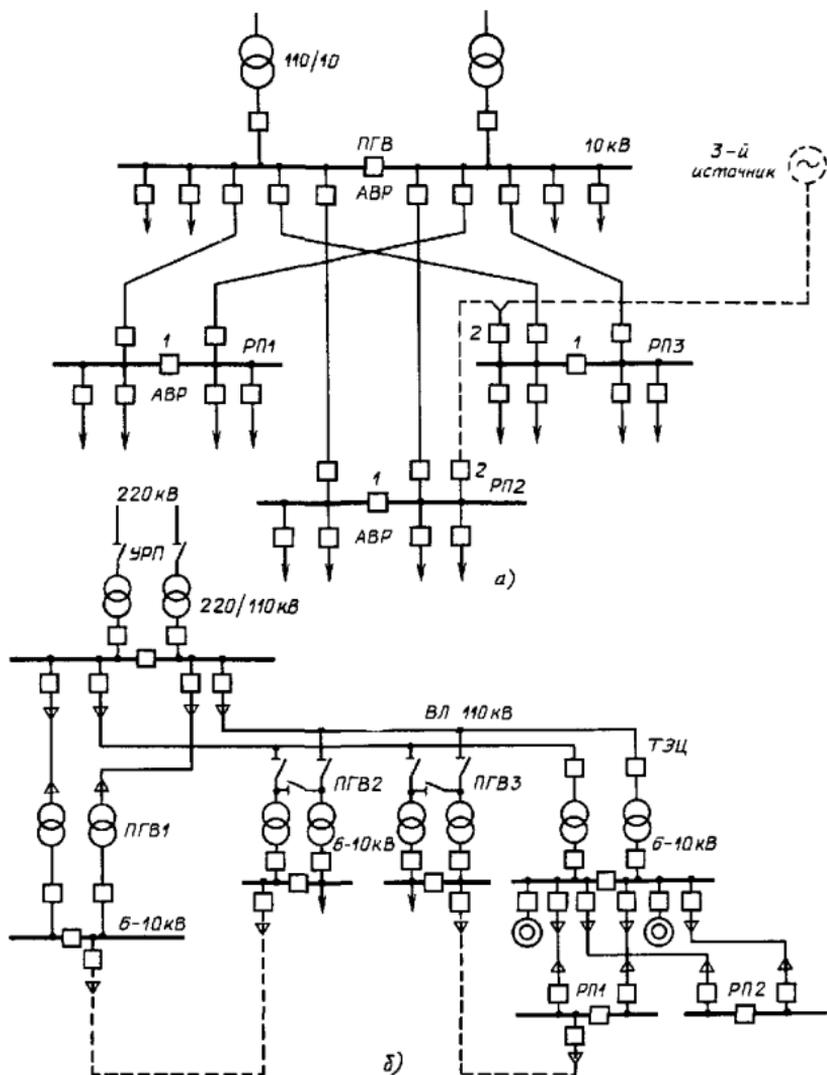


Рис. 2.66. Схемы электроснабжения при наличии особых групп электроприемников:
 а — предприятия средней мощности; б — крупного предприятия

ками в виде двух секций ПГВ. Для аварийного питания особых групп электроприемников I категории, имеющих на РП2 и РП3, на схеме показана магистраль небольшой мощности, заходящая поочередно на эти РП и питающая их от третьего, аварийного источника. При наличии АВР на РП аварийное питание может быть автоматически подано на тот РП, к которому присоединены особые группы электроприемников. На РП1 нет особых групп электроприемников, поэтому заход туда аварийной магистрали не предусмотрен.

Особенности электроснабжения промышленных предприятий в неблагоприятных атмосферных и климатических условиях. В процессе работы многие производства промышленных предприятий выделяют газы, пыль, влагу и другие аэрозоли, которые, оседая на открытой поверхности, могут образовывать электропроводящий слой или пленку. Эти выделения, загрязняя атмосферу, отрицательно действуют на изоляцию и голые токоведущие части. Поэтому изоляцию воздушных линий электропередачи, внешнюю изоляцию электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов выбирают в зависимости от степени загрязненности атмосферы (СЗА) в месте расположения электроустановки. СЗА определяют в зависимости от характеристик (хи-

мического состава, количественных значений вредных уносов) источников загрязнения и расстояний от них до месторасположения электроустановки.

В соответствии с «Инструкцией по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой» [2.26], по мере возрастания объема загрязняющих веществ в атмосфере СЗА подразделяются на семь классов (I—VII).

К I классу СЗА отнесены районы с недефилирующими незасоленными почвами (содержание водорастворимых солей менее 0,5%): лес, тундра, лесотундра, болота, луга, пастбища, не попадающие в зону уносов промышленных предприятий, ТЭС и засоленных водосемов. Промышленные производства в зависимости от их технологии и годового выпуска продукции по СЗА подразделяются на шесть классов (со II по VII включительно), причем к VII классу отнесены самые вредные производства.

Классификация промышленных предприятий (производств) и тепловых электростанций по степени опасности их уносов для работы внешней изоляции электроустановок приведена в табл. 2.127—2.137. Степень загрязненности атмосферы от машиностроительных предприятий и производств (независимо от годового объема выпускаемой ими продукции) классифицируется: на

Таблица 2.127. Классификация предприятий и производств черной металлургии

Производство, комбинаты	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м				
		0—500	500—1000	1000—1500	1500—2000	2000—2500*
Доменное и сталеплавильное	Менее 1500	III	II	II	II	II
	1500—7500	III	III	III	II	II
	7500—12 000	IV	III	III	III	II
Горно-обогатительные комбинаты	Менее 2000	II	II	II	II	II
	2000—5500	III	II	II	II	II
	5500—10 000	IV	III	II	II	II
	10 000—13 000	V	IV	III	II	II
Коксохимическое	Менее 5000	III	III	III	III	III
	5000—12 000	IV	III	III	III	III
Ферросплавы	Менее 500	II	II	II	II	II
	500—700	III	III	II	II	II
	700—1000	IV	IV	III	II	II
	Независимо от объема	IV	III	III	III	II
Прокатное	То же	III	II	II	II	II

* При расстоянии от источника загрязнения более 2500 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.128. Классификация предприятий и производств цветной металлургии

Подотрасль	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, млн. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м					
		0-500	500-1000	1000-1500	1500-2000	2000-2500	2500-3500*
Производство алюминия	0,1	II	II	II	II	II	II
	0,1-0,5	III	III	II	II	II	II
	0,5-1	IV	IV	III	III	II	II
	1-2	V	IV	IV	III	III	II
Производство никеля	0,001-0,005	II	II	II	II	II	II
	0,005-0,025	III	III	II	II	II	II
	0,025-1	IV	III	III	II	II	II
Производство редких металлов	Независимо от объема	VII	VI	V	IV	III	III
Производство цинка	То же	VI	III	II	II	II	II
Производство и обработка цветных металлов	» »	III	II	II	II	II	II

* При расстоянии от источника загрязнения более 3500 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.129. Классификация химических предприятий и производств

Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, млн. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м						
	0-500	500-1000	1000-1500	1500-2000	2000-2500	2500-3000	3000-5000*
Менее 0,01	II	II	II	II	II	II	II
0,01-0,5	III	II	II	II	II	II	II
0,5-1,5	IV	III	II	II	II	II	II
1,5-2,5	V	IV	III	II	II	II	II
2,5-3,5	VI	V	IV	III	III	II	II
3,5-5	VII	VI	V	IV	IV	III	III

* При расстоянии от источника загрязнения более 5000 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.130. Классификация производства газов и переработки нефтяного газа

Подотрасль	СЗА* при расстоянии от источника загрязнения, м	
	0-500	500-1000**
Производство газов	III	II
Переработка нефтяного газа	IV	III

* Независимо от расчетного объема выпускаемой продукции.

** При расстоянии от источника загрязнения более 1000 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.131. Классификация нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий и производств

Предприятие	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, млн. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м				
		0-500	500-1000	1000-1500	1500-2000	2000-3500*
Нефтеперерабатывающие заводы	Менее 1	II	II	II	II	II
	1-5	III	II	II	II	II
	5-9	IV	III	II	II	II
	9-18	V	IV	III	II	II
Нефтехимические заводы и комбинаты	Менее 5	IV	III	II	II	II
	5-10	V	IV	III	II	II
	10-15	VI	V	IV	III	II
	15-20	VII	VI	V	IV	III
Заводы синтетического каучука	Менее 0,05	II	II	II	II	II
	0,05-0,15	III	II	II	II	II
	0,15-0,5	IV	III	II	II	II
	0,5-1	V	IV	III	II	II
Заводы резинотехнических изделий	Менее 0,1	II	II	II	II	II
	0,1-0,3	III	II	II	II	II

* При расстоянии от источника загрязнения более 3500 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.132. Классификация производств строительных материалов

Подотрасль	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, млн. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м				
		0-250	250-500	500-1000	1000-1500	1500-3000*
Производство цемента	Менее 0,1	II	II	II	II	II
	0,1-0,5	III	III	II	II	II
	0,5-1,5	IV	IV	III	II	II
	1,5-2,5	V	V	IV	III	II
	2,5-3,5	VI	VI	IV	III	II
	Более 3,5	VII	VII	VI	IV	III
Производство асбеста и другой продукции	Независимо от объема	IV	III	II	II	II
Производство бетонных изделий и другой продукции	То же	III	II	II	II	II

* При расстоянии от источника загрязнения более 3000 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.133. Классификация производства целлюлозы и бумаги

Подотрасль	Годовой расчетный объем выпускаемой продукции, млн. т	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м		
		0—500	500—1000	1000—1500*
Производство целлюлозы и полуцеллюлозы	Менее 0,075	II	II	II
	0,075—0,15	III	II	II
	0,15—0,5	IV	III	II
	0,5—1	VI	IV	III
Производство бумаги и др.	Независимо от объема	II	II	II

* При расстоянии от источника загрязнения более 1500 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.134. Классификация предприятий по добыче руд и нерудных ископаемых

Подотрасль	СЗА* при расстоянии от источника загрязнения, м	
	0—250	250—500**
Добыча железной руды	III	II
Добыча угля и другой продукции	IV	III

* Независимо от годового расчетного объема выпускаемой продукции.

** При расстоянии от источника загрязнения более 500 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.135. Классификация предприятий легкой промышленности

Подотрасль	СЗА* при расстоянии от источника загрязнения, м	
	0—250	250—500**
Обработка тканей	IV	III
Производство искусственных кож и пленочных материалов	III	II

* Независимо от годового расчетного объема выпускаемой продукции.

** При расстоянии от источника загрязнения более 500 м степень загрязненности атмосферы II.

Таблица 2.136. Степень загрязненности атмосферы тепловыми электростанциями и промышленными котельными в зависимости от вида сжигаемого топлива

Вид топлива	Мощность, МВт	Высота дымовых труб, м	СЗА при расстоянии от источника загрязнения, м				
			0—250	250—500	500—1000	1000—1500	1500—3000*
Уголь при зольности менее 30%, мазут, газ	Независимо от мощности	Любая	II	II	II	II	II
Уголь при зольности более 30%	Менее 1000	Любая	II	II	II	II	II
	1000—4000	Менее 180	III	III	III	II	II
Сланец	1000—4000	Более 180	III	II	II	II	II
	Менее 500	Любая	IV	III	III	III	II
	500—2000	Менее 180	V	IV	III	III	III
	500—2000	Более 180	IV	IV	III	III	III

* При расстоянии от источника загрязнения более 3000 м СЗА II.

Таблица 2.137. Степень загрязненности атмосферы в прибрежной зоне морей и соленых озер площадью более 10×10^3 м²

Тип водоема	Расчетная соленость воды, г/л	Расстояние от береговой линии, км	Степень загрязненности атмосферы
Незасоленный	До 2 включительно	0—0,1	II
Слабозасоленный	2—10	0—0,1 0,1—1	III II
Среднезасоленный	10—20	0—0,1 0,1—1 1—5	IV III II
Сильнозасоленный	20—40	0—0,1 0,1—1 1—5 5—10	V IV III II

расстоянии 0—500 м — III; более 500 м — II. Степень загрязненности атмосферы от отвалов пылящих материалов, складских зданий и сооружений, канализационно-очистных сооружений (золоотвалов, солеотвалов, шлакоотвалов, крупных промышленных свалок, предприятий по сжиганию мусора, складов и элеваторов пылящих материалов, складов для хранения минеральных удобрений и ядохимикатов, терриконов, гидрошахт и обогательных фабрик, станций аэрации и др.) классифицируется: на расстоянии 0—200 м — IV; 200—600 м — III; более 600 м — II.

Степень загрязненности атмосферы в прибрежной зоне морей и соленых озер определяется в зависимости от солености воды и расстояния до береговой линии в соответствии с данными табл. 2.137.

При выборе изоляции ВЛ и электрооборудования РУ, расположенных непосредственно над поверхностью воды, СЗА принимается на одну ступень выше, чем в табл. 2.137, для зоны 0—0,1 км. Для

соленых озер площадью до 10×10^3 м² СЗА снижается на одну ступень по сравнению с данными табл. 2.137, а площадью менее 1000 м² — на две ступени.

В районах с почвенными солевыми загрязнениями СЗА определяют по региональным картам уровней изоляции, которые составляются и утверждаются в установленном порядке. В районах с засоленными почвами, для которых отсутствуют карты уровней изоляции и нет опыта эксплуатации ВЛ, степень загрязненности атмосферы допускается определять по характеристикам засоленных почв, которые составляются для полосы шириной 20 км вдоль трассы проектируемой ВЛ (по 10 км от оси трассы) и по характеристикам которых производят выбор изоляции проектируемой ВЛ. Различают следующие типы почв по засоленности: незасоленные — расчетное содержание водорастворимых солей в почвах менее 0,5%; слабозасоленные — 0,5—1,5%; засоленные (среднезасоленные, сильнозасоленные и очень сильно засоленные) — более 1,5%. Классификация засоленных почв по содержанию в них водорастворимых солей и химическому составу приведена в табл. 2.138. По подверженности ветровой эрозии почвы подразделяются на дефлирующие (д) и недефлирующие (н). К дефлирующим почвам относятся песчаные, сульфатные, легкосуглинистые почвы, сорные и пухлые солончаки, а также все виды почв на обрабатываемых под посевы землях. Все остальные виды почв относятся к недефлирующим. Степень загрязненности атмосферы на различном расстоянии от одиночных массивов засоленных почв в зависимости от классификации (данные табл. 2.138) и степени подверженности почв дефляции (д; н) приведена в табл. 2.139. В районах со слабозасоленными почвами независимо от дефляции почв принимается II СЗА. В зоне заложения загрязнений от двух и более массивов засоленных почв СЗА определяется по массиву, создающему в данном районе наибольшую СЗА.

Таблица 2.138. Классификация засоленных почв

Условное обозначение	Типы почв по засоленности	Содержание водорастворимых солей в почвах с различным химическим составом, %		
		Хлоридные	Сульфатно-хлоридные, хлоридно-сульфатные, содовые	Сульфатные
Б	Среднезасоленные	1,5—3	1,5—4	1,5—5
В	Сильнозасоленные	3—7	4—8	5—10
Г	Особозасоленные	Более 7	Более 8	Более 10

Таблица 2.139. Степень загрязненности атмосферы при различном расстоянии от массивов засоленных почв

Условное обозначение массивов	Расстояние от массивов засоленных почв, км		
	Внутри массива	0—5	5—10*
Бд, Бн, Вн	III	III	II
Вд, Гн	IV	III	III
Гд	V	IV	III

* При расстоянии от массивов засоленных почв более 10 км степень загрязненности атмосферы II.

Каждому классу СЗА соответствует определенное значение удельной эффективной длины пути утечки изоляции λ_3 , см/кВ, которое должно быть не менее нормированного. Для поддерживающих гирлянд и штыревых изоляторов ВЛ, внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов длина пути

утечки, см,

$$L \geq \lambda_3 UK_n,$$

где λ_3 — удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ; нормированные значения λ_3 — внешней изоляции штыревых изоляторов поддерживающих гирлянд ВЛ, электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов для районов с различными значениями СЗА приведены в табл. 2.140 и 2.141; U — наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ; K_n — коэффициент эффективности изоляторов (изоляционной конструкции) — определяется по формуле

$$K_n = KK_x;$$

здесь K — коэффициент эффективности длины пути утечки одиночного изолятора или одиночной изоляционной конструкции; K_x — коэффициент эффективности использования длины пути утечки составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями.

Для линейных и штыревых изоляторов типов ШС10-А, ШС10-Г и ШФ10-Г коэффициент эффективности равен 1, а для изоляторов типа ШФ20-В 1,1. Коэффициент эффективности K внешней изоляции электрооборудования наружной установки, выпол-

Таблица 2.140. Нормированная удельная эффективная длина пути утечки поддерживающих гирлянд ВЛ 6—750 кВ и штыревых изоляторов на металлических и железобетонных опорах

Степень загрязненности атмосферы	λ_3 , см/кВ, при номинальном напряжении, кВ, не менее			
	сети с изолированной нейтралью		сети с эффективно заземленной нейтралью	
	6—20	35	110—220	330—750
I	2,2	1,9	1,4	1,4
II	2,2	1,9	1,6	1,5
III	2,2	2,2	1,9	1,8
IV	2,6	2,6	2,25	2,25
V	3	3	2,6	2,6
VI	3,5	3,5	3,1	3,1
VII	4,2	4,2	3,7	3,7

Таблица 2.141. Нормированная удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов

Степень загрязненности атмосферы	λ_3 , см/кВ (не менее), при номинальном напряжении, кВ		Степень загрязненности атмосферы	λ_3 , см/кВ (не менее), при номинальном напряжении, кВ	
	6—35	110—750		6—35	110—750
I	1,7	1,5	IV	2,6	2,25
II	1,7	1,5	V	3,1	2,6
III	2,2	1,8	VI	3,5	3,1

ненной в виде одиночных изоляционных конструкций (за исключением изоляторов, приведенных в табл. 2.142), равен:

L/h	K
Менее 2	1,0
2—2,3	1,1
2,31—2,7	1,2
2,71—3,2	1,3
3,21—3,5	1,4

L — геометрическая длина пути утечки изоляционной конструкции; h — строительная высота изоляционной части конструкции. Значения коэффициента эффективности K для одиночных изоляторов приведены в табл. 2.142, 2.143. Коэффициент эффективности

использования длины пути утечки конструкций K_k (без перемычек), составленных из однотипных элементов (двухшпальных и многошпальных поддерживающих и натяжных гирлянд, \wedge или \vee -образных гирлянд, колонок), равен при количестве параллельных ветвей в конструкции: одной ветви $K_k = 1$; двух ветвей $K_k = 1,05$; трех—пяти ветвей $K_k = 1,1$.

В случае необходимости применения более сложных конструкций, при одновременном наличии нескольких источников загрязнения в районе размещения электроустановки или необходимости определения расчетного объема продукции, при производстве которой происходит загрязнение окружающей среды, при выборе изоляции электроустановок следует пользоваться рекомендациями, изложенными в [2.30].

Таблица 2.142. Коэффициент эффективности K для одиночных опорных изоляторов наружной установки класса напряжения 10—110 В

Конфигурация изолятора	$L_{\text{ш}}/h$	Изолятор	K
Стержневой	Менее 2	КО-10, ОНС-10-500, ОНСУ-10-300, ОНС-20-500, ОНС-20-500/1, ОНС-20-2000, СТ-35, КО-400, СТ-110, КО-110У, ОНВП-35-1000, ОНВП-35-110-1000	1
	2—2,3	ОНС-35-300, ОНС-35-500, ОНС-110-300, УСТ-110, ОНС-110-500, КО-110-1000, КО-110-1250, КО-110-1500, КО-110-2000, ОНС-110-1600, ОНС-110-2000, ИОС-110-400, ОНС-110-1000	1,1
	2,31—2,7	ОНСУ-35-500, КО-35С, КО-35СУ, КО-4000, АКО-110, ИОС-110-600	1,2
Штыревой: нормального исполнения грязеустойкого исполнения	—	ОНШ-10-500У1, ОНШ-10-1000, ОНШ-10-2000, ОНШ-35-1000, ОНШ-35-2000	1
	—	ОС-1	1,1
Тарельчатый ребристый	0,9—1,05	ПС-40, ПФ6-А, ПФ6-Б, ПС6-А, ПС-11, П-7, П-11, VZC-2007	1
	1,06—1,1	П-8,5, ПС30-А	1,05
	1,11—1,2	ПФ6-В, ПС6-Б, ПС70-Б, ПС70-Д, ПФЕ-11, ПС16-Д, ПФ20-А, ПС210-Б, ПС400-А, ПС160	1,1
	1,21—1,3	ПС12-А, ПС120-А, ПС120, ПС160-Б, ПС22-А, ПС300-Б	1,15
	1,31—1,4	ПФ6-Б*, ПФ70-В, ПФ160-А, ПС16-Б*, ПС30-Б	1,2
Тарельчатый гладкий конический	—	ПС6-1, ПС70, ПС70-В, ПФ70, ПС12, ПС300	0,9*
Стержневой	—	СФ-110/2,25	1

* При I—II СЗА $K = 1$.

Примечания. 1 $L_{\text{ш}}$ — геометрическая длина пути утечки одного изолятора, D — диаметр тарельчатого изолятора.

2 Для стержневого изолятора $L_{\text{ш}}/h = 1 + 2$, где h — строительная высота изоляционной части стержневого изолятора.

Таблица 2.143. Коэффициент эффективности K для одиночных подвесных изоляторов с сильно развитой поверхностью и одиночных колонок из них

Конфигурация изолятора	Изолятор	K
Тарельчатый двухрылый	ПФГ6, ПФГ8-А, ПСГ6-А, ПСГ70-А, ПСГ70-Д	1,2
Тарельчатый с сильно выступающим ребром на нижней поверхности	ПФГ70-Б, VZM2025, ПСГ12-А, ПСГ120	1,25
Тарельчатый колоколообразный с гладкой внутренней и ребристой наружной поверхностью	ПФГ5-А	1,15
Стержневой	LS = 75/21, LS = 85/21	1,3

В районах со степенью загрязнения атмосферы VII класса требуется сооружать ЗРУ и закрытые трансформаторные подстанции. Однако на ОРУ глубоких вводов 35—330 кВ, выполненных по блочным схемам линия — трансформатор с установкой выключателя (разъединителя, короткозамыкателя, отделителя) у трансформатора и расположенных в районах с СЗА V—VII классов, может применяться электрооборудование с внешней изоляцией, соответствующей СЗА IV класса с применением профилактических мероприятий: обмыва изоляции и нанесения защитных гидрофобных покрытий. Выводы открыто установленных трансформаторов на подстанциях с ЗРУ в районах СЗА V—VII классов допускается предусматривать с внешней изоляцией, соответствующей СЗА IV класса с применением указанных выше профилактических мероприятий.

Для проведения профилактических мероприятий при эксплуатации ОРУ и ВЛ предусматриваются трапы или площадки для очистки изоляторов и контактов аппаратуры, передвижные и стационарные устройства для обмыва изоляторов и нанесения гидрофобных покрытий, приспособления, облегчающие очистку изоляторов от цементующих загрязнений.

Наиболее рациональными в районах с загрязненной средой являются кабельные радиальные линии глубокого ввода 110—220 кВ, питающие ПГВ со специальными трансформаторами, у которых кабельный ввод 110—220 кВ составляет одно конструктивное целое с трансформатором, а выполнение выводов вторичного напряжения 6—10 кВ осуществляется шинами в коробах. При этом никаких открытых неизолированных токоведущих частей, контактов и аппаратов на таких подстанциях нет.

Когда по условиям общей схемы электроснабжения в районах с загрязненной средой применяются так называемые отпаечные

подстанции, нужно выбирать наиболее простую схему коммутации и наиболее компактное конструктивное выполнение.

Не следует устраивать перемычки (мостики) между двумя линиями вводов 110—220 кВ, рекомендуется исключить короткозамыкатель и применить схему защиты трансформаторов с передачей отключающего сигнала на головной выключатель. Такие простейшие подстанции глубоких вводов 110—220 кВ с усиленной изоляцией допускается [2.11] применять в любых зонах загрязнения. При этом степень усиления внешней изоляции (длина пути утечки) отделителя должна быть такая же, как и для питающих ВЛ, находящихся в этой же зоне загрязнения.

Узловые распределительные подстанции 35—200 кВ со сложной развитой схемой коммутации, служащие для приема электроэнергии от энергосистемы и распределения ее по подстанциям глубоких вводов 35—220 кВ, размещаются, как правило, за пределами зоны с загрязненной средой.

Питание особо важных объектов в зонах с загрязненной средой осуществляется не менее чем от двух УРП (или других источников), расположенных с противоположных сторон площадки предприятия таким образом, чтобы была исключена возможность одновременного попадания их в факел загрязнения.

В районах с интенсивными загрязнениями схемы электроснабжения следует предусматривать возможность отключения части оборудования для очистки изоляции без нарушения нормального электроснабжения.

В районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты к выполнению подстанций и их размещению предъявляют дополнительные требования, обусловленные низкой температурой, гололедами, снежными заносами, сильными ветрами и вечномерз-

лыми грунтами. Эти условия затрудняют быстрое восстановление повреждений на подстанциях и требуют повышенного резервирования и высокого качества электрооборудования.

В условиях Крайнего Севера применяются простейшие схемы коммутации вплоть до глухого присоединения ВЛ 110–220 кВ к трансформаторам.

При более сложных схемах применяют масляные выключатели, так как работа отделителей и короткозамыкателей в этих условиях затруднена.

Прокладку кабелей рекомендуется выполнять, как правило, надземной из-за смещения грунтов.

Схемы внутрицехового электроснабжения в сетях напряжением до 1 кВ. Для внутрицехового распределения электроэнергии следует избегать применения многоступенчатых схем. Не следует допускать схем распределения с недогруженным оборудованием (трансформаторы, магистраль, кабели). Питание электроприемников II и III категорий по надежности электроснабжения рекомендуется осуществлять от однострановых КТП. Выбор двухтрансформаторных КТП должен быть обоснован. Наиболее целесообразны и экономичны магистральные схемы. Широкое применение получили схемы блоков трансформатор–магистраль без распределительных устройств на подстанциях с применением комплектных шинопроводов. На рис. 2.67 приведен пример схемы внутризаводского электроснабжения, где в питающей сети применены магистральные шинопроводы серии ШМА, в распределительной

сети – распределительные шинопроводы серии ШРА.

Рекомендуется применять схемы с минимальным количеством промежуточных, цеховых распределительных пунктов. На подстанциях со схемой блок-трансформатор – магистраль непосредственно к трансформатору допускается присоединять небольшое распределительное устройство лишь в тех случаях, когда это необходимо для бесперебойного питания освещения и некоторых электроприемников при отключении главной магистрали.

Магистральные схемы с шинопроводами обеспечивают высокую степень надежности электроснабжения. Их основными достоинствами являются универсальность и гибкость, позволяющие производить изменения технологии производства и перестановки производственно-технологического оборудования в цехах без существенного изменения электрических сетей.

Выбор сечений магистралей в цехах с равномерно распределенной нагрузкой электроприемников может быть выполнен по удельной плотности нагрузки цеха. Это позволяет выполнить электрическую часть проекта без исчерпывающих исходных данных и не скажывается на схеме электроснабжения при возможных в дальнейшем изменениях в размещении технологического оборудования.

При схеме блок-трансформатор – магистраль на КТП устанавливается лишь один выходной автоматический выключатель, а при двухтрансформаторных подстанциях предусматривается переключатель с автоматическим выключателем для взаимного резервирования.

В питающих цеховых сетях основное применение находят магистрали на токи 1600 и 2500 А. Магистрали на токи до 1000 А и на 4000 А применяются реже. Главные питающие магистрали, как правило, выполняются в виде закрытых комплектных шинопроводов типа ШМА.

Потери напряжения в магистралях должны быть не более 5%. Исходя из этого длина шинопроводов ШМА при номинальной их нагрузке и коэффициенте мощности 0,7–0,8 не должна превышать 220 м на ток 1600 А, 180 м на ток 2500 А и 130 м на ток 4000 А. В случае питания от шинопроводов силовых и осветительных нагрузок предельные длины шинопроводов должны быть снижены примерно в 2 раза. Протяженность магистралей можно значительно увеличить при параллельной работе трансформаторов на стороне 0,4–0,69 кВ, при этом на стороне низкого

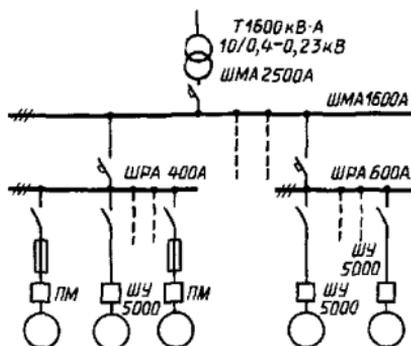


Рис. 2.67. Пример магистральной схемы распределения электроэнергии в сетях до 1 кВ при однострановых подстанциях

напряжения повысится мощность короткого замыкания, что важно при наличии низковольтных электроприемников, отрицательно влияющих на качество электроэнергии (сварка, вентиляльные преобразователи и др.).

Наряду с рассматриваемыми схемами блок-трансформатор – магистраль применяются схемы с несколькими (двумя-тремя) магистралями, присоединенными к одному цеховому трансформатору. В этих случаях на цеховой КТП устанавливаются один вводный автоматический выключатель и несколько (по числу магистралей) линейных. Такие схемы применяются в крупных цехах с трансформаторами мощностью 2500 и 1600 кВ·А и большим числом электроприемников. При этой схеме при аварии на одной магистрали зона простоя меньше, чем при чисто блочной схеме.

Применяется также смешанная схема при наличии на цеховой подстанции одной-двух магистралей и нескольких отходящих линий, как правило, небольшой мощности.

Распределительные цеховые сети могут быть выполнены по магистральным или радиальным схемам.

Магистральные схемы целесообразно выполнять с помощью распределительных комплектных шинопроводов серии ШРА на токи до 600 А.

Распределительные шинопроводы применяются в первую очередь для питания электроприемников цехов с изменяющейся технологией, периодически обновляющимся станочным парком и т. п. при рядом расположении оборудования. Проводку к механизму от шинопровода выполняют обычно открытым способом. Распределительные шинопроводы рекомендуется применять с ответвительными коробками, оборудованными предохранителями.

Распределительные шинопроводы присоединяют к главным магистралям (рис. 2.67) или к сборным шинам цеховой подстанции. Для удобства эксплуатации распределительные шинопроводы устанавливаются, как правило, на высоте 2,5–3 м от пола цеха.

Радиальные схемы внутрицеховых питающих сетей применяют, когда невозможно выполнение магистральных схем по условиям территориального размещения электрических нагрузок, а также по условиям среды.

При радиальных схемах на цеховых подстанциях предусматриваются распределительные устройства до 1 кВ (комплектные распределительные устройства, сборки, щиты и т. д.), от которых отходит значительное число линий, питающих распределительные

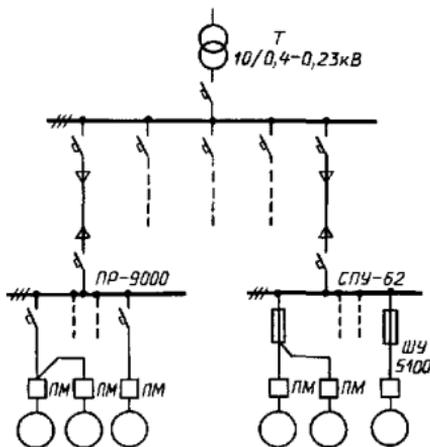


Рис. 2.68. Пример радиальной схемы распределения электроэнергии в сетях до 1 кВ

пункты или электроприемники крупной и средней мощности (рис. 2.68). Схема требует установки на подстанциях большого числа коммутационных аппаратов и значительного расхода кабелей. Схема лишена гибкости, присущей магистральным схемам. Даже небольшие изменения в расположении технологического оборудования и мощности электроприемников могут вызвать необходимость переделки существующей сети. Поэтому область применения радиальных цеховых сетей ограничена. Они рекомендуются в цехах с взрывоопасной средой или в производствах с химически активной или пожароопасной средой. Радиальные распределительные сети выполняются в основном с применением распределительных пунктов или щитов и шкафов станций управления.

2.46. УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СХЕМ КОММУТАЦИИ ПОДСТАНЦИЙ И КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ

Общие указания

1. Основные решения по схемам подстанций принимаются в общей схеме электроснабжения предприятия с учетом перспектив его развития (см. § 2.48).

2. Схемы подстанций всех напряжений должны разрабатываться, исходя из следующих основных положений: применения про-

стейших схем с минимальным количеством выключателей [2.20]; преимущественного применения одной системы сборных шин на ГПП и РП с разделением ее на секции [2.11]; применения, как правило, раздельной работы линий и раздельной работы трансформаторов (исключение см. § 2.46); применения блочных схем и бесшинных подстанций глубоких вводов 110–220 кВ, а также применения в разумных пределах автоматики на всех напряжениях.

3. На вводах 6–10 кВ подстанций и на выводах вторичного напряжения трансформаторов ГПП и ПГВ, как правило, следует устанавливать выключатели для защиты трансформаторов и автоматического включения резерва.

При секционировании разъединителями шин 10(6) кВ рекомендуется устанавливать два разъединителя последовательно для обеспечения безопасной работы персонала на отключенной секции, а также на самом секционном разъединителе при работающей другой секции.

Схемы коммутации подстанций и РП следует выполнять таким образом, чтобы питание электроприемников каждого сопряженного технологического потока проводилось от одного трансформатора, одной секции шин РУ. При этом трансформаторы можно будет отключать одновременно с технологическими механизмами без нарушения работы параллельных технологических потоков.

4. При необходимости уменьшения токов КЗ в сетях 10(6) кВ в первую очередь следует применять трансформаторы с расщепленными вторичными обмотками (исключение см. § 2.46), при которых упрощается схема коммутации и уменьшается объем строительно-монтажных работ по сравнению со схемами, предусматривающими применение реакторов. При реактировании наиболее целесообразны схемы с групповыми реакторами в цепях вторичного напряжения трансформаторов, на вводах питающих линий или на ответвлениях от токопроводов. При двоясных реакторах колебания напряжения получаются примерно такими же, как и при индивидуальных реакторах, и в 2–2,5 раза меньшими, чем при обычных групповых реакторах. Номинальный ток каждой ветви двоясного реактора следует принимать не менее 0,675 номинального тока трансформатора или ввода, питающего обе секции, чтобы обеспечить работу при изменении нагрузки на секциях. При двоясных реакторах параллельная работа трансформаторов не допускается.

Индивидуальные реакторы на каждой отходящей линии вызывают значительное конструктивное усложнение и удорожание электрической и строительной частей подстанции.

Чрезмерное реактирование в сетях 10(6) кВ допускать не следует, так как это увеличивает отклонения напряжения и колебания напряжения при работе электроприемников с резкорежимными ударными нагрузками (электродвигатели прокатных станков, электропечи). В этих случаях следует применять более мощные выключатели, например ВМП с мощностью отключения 500 МВ·А (подробнее см. § 2.46).

При значительной подпитке от синхронных электродвигателей места короткого замыкания наиболее тяжелым оказывается такой режим работы двухтрансформаторной подстанции на стороне 10(6) кВ, когда один из трансформаторов отключен, например для ревизии или ремонта, а секционный выключатель замкнут, и, следовательно, в подпитке места короткого замыкания будут участвовать все двигатели, присоединенные к данной подстанции. В этом случае ток КЗ возрастает на 20–30% по сравнению с током, когда в работе два трансформатора.

5. Пропускную способность всех аппаратов (выключателей, разъединителей, автоматических выключателей, трансформаторов тока низкого напряжения, реакторов) следует выбирать таким образом, чтобы они обеспечивали прохождение максимальной мощности при послеаварийном режиме, т. е. при отключении одной питающей линии или одного трансформатора. При этом учитывается допустимая по нормам перегрузочная способность оставшихся в работе кабелей и трансформаторов и других элементов.

Номинальный ток секционных аппаратов (силовых выключателей, автоматических выключателей) должен выбираться по фактически проходящему через них току нагрузки наиболее загруженной секции.

6. При двух рабочих вводах или трансформаторах и одном резервном резервный трансформатор присоединяется через вилку или через третью секцию шин, расположенную между двумя рабочими секциями.

7. Трансформаторы тока и реакторы на отходящих линиях следует устанавливать после выключателя. Допускается установка их между выключателями и шинами, если это необходимо по конструктивным соображениям.

8. Разъединители на выходе линии в камерах КСО следует предусматривать в тех

случаях, когда по этой линии возможно или вероятно появление обратного напряжения со стороны потребителя. На линиях к электродвигателям, электронагревателям, силовым конденсаторам, а также на линиях к отдельным трансформаторам, не имеющих связей по низкому напряжению и не могущих иметь их в дальнейшем, линейные разъединители не устанавливаются. На линиях к трансформаторам, установленным в пределах подстанции, линейные разъединители также не устанавливаются, если РУ высшего и низшего напряжений подстанций эксплуатируются одной организацией, так как на низшем напряжении трансформатора всегда предусматривается какой-нибудь отключающий аппарат: разъединитель, рубильник или автоматический выключатель.

9. В помещениях батарей статических конденсаторов напряжением выше 1 кВ, расположенных в пределах подстанции или пункта, на которых размещены их выключатели, устанавливать коммутационные аппараты не нужно.

10. При присоединении новых потребителей к работающей подстанции нельзя использовать резервы, предусмотренные для обеспечения бесперебойного питания предприятия электроэнергией, так как это уменьшит надежность электроснабжения всего предприятия.

11. На щитах 0,4–0,69 кВ трансформаторных подстанций применяют автоматические выключатели, рубильники с предохранителями или с разъединителями. Выбор типа аппарата зависит от требований эксплуатации, рабочего тока и тока КЗ, от коммутационной способности аппарата при нормальных и аварийных режимах, а также от конструктивных соображений.

Не следует необоснованно применять дорогие автоматические выключатели в тех случаях, когда можно применять более дешевые.

На распределительных щитах 0,4–0,69 кВ перед стационарно установленными автоматическими выключателями 600 А и выше ставятся рубильники для снятия напряжения с выключателя на время его осмотра, ремонта или зачистки контактов. Перед установленными автоматическими выключателями рубильники не требуются, так как по своей конструкции они не требуют систематических осмотров и чистки на месте установки. Для указанных целей они могут быть сняты со щита специальным изолированным торцевым ключом и вновь установлены без нарушения коммутации присоединения и без отключения щита.

12. В КРУ низкого напряжения на КТП мощностью 1000–2500 кВ·А применяют укрупненные линии (600 А и более), а дальнейшее распределение электроэнергии осуществляют через РП низкого напряжения.

Указания по выбору аппаратов напряжением выше 1 кВ

Выключатели. В сетях на напряжении до 10 кВ преимущественное применение находят масляные выключатели типов ВМП и ВМГ-10 разных исполнений (см. § 2.25) с номинальным током короткого замыкания 20 кА. Они обычно устанавливаются в стационарных (типа КСО) или выкатных (типа КРУ) комплектах распределительных устройствах. Параметры этих выключателей позволяют применять их в большинстве электроустановок промышленных предприятий.

При резкопеременных (ударных) нагрузках применяют выключатели типов ВМПЭ и КЭ с номинальными токами отключения короткого замыкания 31,5 и 40 кА в основном при необходимости ограничения колебаний напряжения при толчках нагрузок (см. § 2.48).

При больших рабочих токах (свыше 3000 А) применяют шестистилбидные (по два бака на фазу) горшковыые выключатели типа МГГ-10. Они устанавливаются главным образом на вводах 6–10 кВ от мощных трансформаторов и между секциями сборных шин 6–10 кВ. В отдельных случаях необходимо применение еще более мощных выключателей МГУ-20 на номинальное напряжение до 20 кВ, номинальный ток 6300 А и номинальный ток отключения 90 кА. Однако необходимость применения таких дорогих и громоздких выключателей следует тщательно обосновывать и всячески избегать соответствующим построением схем коммутации и разумными мероприятиями по ограничению тока КЗ с учетом, разумеется, колебаний напряжения. Следует также иметь в виду, что применение таких выключателей усложняет и удорожает конструктивное выполнение подстанций.

Выключатели с электромагнитным дугтем типов ВЭМ и ВЭ (безмасляные) находят применение в электроустановках с частыми коммутационными операциями (см. § 2.57).

Вакуумные выключатели пригодны для частых операций, обладают большим быстродействием, удобны в обслуживании и находят широкое применение в электроустановках промпредприятий.

При напряжении 35 кВ в сетях небольшой и средней мощности целесообразно применение масляных выключателей типа С-35. В более мощных сетях могут быть применены выключатели МКП и ВМК. В очень мощных сетях применяют воздушные выключатели типа ВВУ (усиленного исполнения). Воздушные выключатели типа ВВЭ-35 целесообразны в случае применения их в электроустановках с частыми резкопеременными колебаниями нагрузок (электропечных). Большая перспектива применения вакуумных выключателей 35 кВ, которые в настоящее время осваиваются электропромышленностью и разработаны в выкатном исполнении для шкафов КРУ (см. § 2.53).

На напряжениях 110 и 220 кВ наибольшее применение на предприятиях находят масляные выключатели типов МКП, а при мощной питающей энергосистеме — типа У.

Причинами редкого применения воздушных выключателей по сравнению с масляными являются дороговизна, высокие ежегодные расходы на ремонт и эксплуатацию, меньшая надежность и высокая удельная повреждаемость, в частности, при отключении неудаленных коротких замыканий.

Отечественной промышленностью начат серийный выпуск ячеек КРУЭ на 110 кВ, заполненных элегазом. Они целесообразны для работы в загрязненных зонах и в районах с высокой плотностью застройки территории, но требуют тщательной герметизации во избежание утечки элегаза (см. § 2.52).

Отделители и короткозамыкатели. Области применения отделителей и короткозамыкателей указаны в § 2.48 и 2.50.

Отделителем можно автоматически отключать и вручную (приводом) включать силовые трансформаторы или участки сети напряжением выше 1 кВ при отсутствии в них нагрузочного тока, т. е. так же, как и при оперировании разъединителем. Отделитель с автоматическим включением может быть получен из нормального отделителя путем перестановки главных ножей на 90°.

Короткозамыкатель предназначен для создания однополюсного или двухполюсного искусственного замыкания при внутренних повреждениях силовых трансформаторов в целях их отключения выключателем, установленным на питающем конце линии.

Включение короткозамыкателя происходит в результате действия защиты от внутренних повреждений трансформатора (газовой или дифференциальной на включение короткозамыкателя).

Предохранители типа ПК, запол-

ненные чистым кварцевым песком, применяются на закрытых подстанциях напряжением 6—10 кВ малой и средней мощностей и на маломощных ответвлениях на крупных подстанциях.

Предохранители ПК являются токоограничивающими, так как при больших токах КЗ отключаются до достижения амплитудного значения тока КЗ.

Номинальные токи плавких вставок предохранителя ПК выбираются с учетом того, чтобы не было ложного срабатывания предохранителя вследствие толчков тока при включении трансформаторов на холостой ход или на небольшую нагрузку, а также при включении электродвигателей или батарей конденсаторов.

Стреляющие предохранители типов ПСН-10, ПСН-35 и ПСН-110 применяются на открытых подстанциях напряжением 10—110 кВ. Мощность защищаемых предохранителями ПСН-110 трансформаторов составляет 4000—6300 кВ·А. В закрытых помещениях предохранители ПСН ставить не допускается. Конструкция предохранителей ПСН основана на использовании дугогасящих газов, выделяемых винилластом под воздействием высокой температуры дуги при перегорании плавкой вставки.

Общими недостатками схем с предохранителями являются недостаточная чувствительность при перегрузках, при малых токах повреждения и при минимальных режимах нагрузок, большой разброс защитных характеристик (до $\pm 10\%$), вероятность возникновения неполнофазного режима при перегорании плавкой вставки только на одной фазе, например, вследствие увеличенного старения этой вставки или же при несимметричной перегрузке защищаемого трансформатора, увеличение времени перерыва питания при замене предохранителя по сравнению с релейной защитой, особенно на подстанциях без обслуживающего персонала, и практически невозможность применения автоматики для резервирования.

Имеются затруднения в достижении селективности работы предохранителей с защитами, установленными на выше- или нижележащих ступенях.

Вследствие этого предохранители, как правило, применяются на менее ответственных участках.

Выключатель нагрузки является промежуточным аппаратом между выключателем и разъединителем. Он не рассчитан на отключение тока КЗ, но может включать и отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемни-

ков. В большинстве случаев выключатель нагрузки устанавливается в комплекте с предохранителями ПК напряжения выше 1 кВ. Комплект выключателя нагрузки ВН с предохранителями ПК называется ВВП. В таком сочетании выключатель нагрузки заменяет силовой выключатель небольшой или средней мощности.

Входящие в комплект выключателя нагрузки ВВП предохранителя ПК обеспечивают защиту только от сверхтоков и недостаточно чувствительны к перегрузкам. Поэтому для защиты при аномальных режимах и повреждениях, не сопровождающихся сверхтоками, достаточными для быстрого и надежного срабатывания предохранителя, применяется соответствующая релейная защита.

Схемы подстанций с двумя системами сборных шин

Схема с двумя системами сборных шин позволяет ремонтировать сборные шины без перерыва питания потребителей, выделять одну систему шин для испытания оборудования и линий, осуществлять различные группировки дефес и присоединений и быстро восстанавливать питание потребителей при повреждении одной системы шин. Каждый выключатель может быть присоединен при помощи шинных разъединителей к любой системе шин.

Схемы подстанций с одной системой сборных шин

Схемы с одной секционированной системой сборных шин применяются в РП и в распределительных устройствах вторичного напряжения ПТВ или ГПП, на средних и крупных цеховых подстанциях, от которых кроме трансформаторов питаются также электродвигатели, электропечи и другие электроприемники на напряжение выше 1 кВ. Такие схемы применяют также в РУ 110–220 кВ ГПП в тех случаях, когда нельзя применить блочные схемы без сборных шин. Одиночная секционированная система шин надежна, так как коммутационных операций меньше, чем при двойной системе, и, следовательно, меньше ошибок при эксплуатации. Разъединители не являются оперативными и служат только для снятия напряжения с выключателя на время его ревизии или ремонта, поэтому серьезных последствий от ошибок при оперировании с ними не бывает, так как они снабжены надежной и простой электромеханической блокировкой с выключателями,

которая практически исключает ошибочные операции.

Схемы с одной несекционированной системой сборных шин применяются для питания неответственных потребителей III категории, так как они имеют существенные недостатки. При необходимости ревизии или ремонта сборных шин или шинных разъединителей приходится отключать всю подстанцию и прекращать питание подключенных к ней электроприемников, кроме того, в случае КЗ на шинах или на любом ответвлении от них (до выключателя) также прекращается питание всех подключенных к ней электроприемников на длительное время до устранения повреждения. Резервное питание от соседней подстанции не устраняет этих недостатков. Оно рассчитано лишь на резервирование при выходе основного питания.

Секционируют сборные шины разъединителями или выключателями, а при напряжении до 1 кВ — автоматическими выключателями. Секционирование разъединителями применяется в тех случаях, когда не требуется автоматического резервирования питающих линий или трансформаторов. В большинстве случаев бывает достаточно двух секций. Каждая секция питается отдельной линией или отдельным трансформатором. Секции работают раздельно, и секционный аппарат нормально выключен. Параллельная работа линий или параллельная работа трансформаторов допускается редко (см. § 2.46). Схема позволяет поочередно отключать секции для ревизии или ремонта шин и шинных разъединителей при сохранении в работе второй секции. При этом электроснабжение ответственных объектов не нарушается, так как они питаются по двум линиям, которые присоединяются к разным секциям. Если же отключается одна питающая линия и питаемая ею секция обесточивается, то ее питание можно восстановить включением секционного аппарата. При применении секционных выключателей или автоматов можно осуществить АВР. Это повышает надежность схемы и позволяет применять ее для потребителей любой категории. Иногда АВР применяется на вводных выключателях.

На рис. 2.69 приведены схемы мощной ГПП 110/6–10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 80 МВ·А каждый. Для ограничения тока КЗ применены групповые реакторы, дающие следующие преимущества:

уменьшается ток подпитки короткого замыкания от электродвигателей;

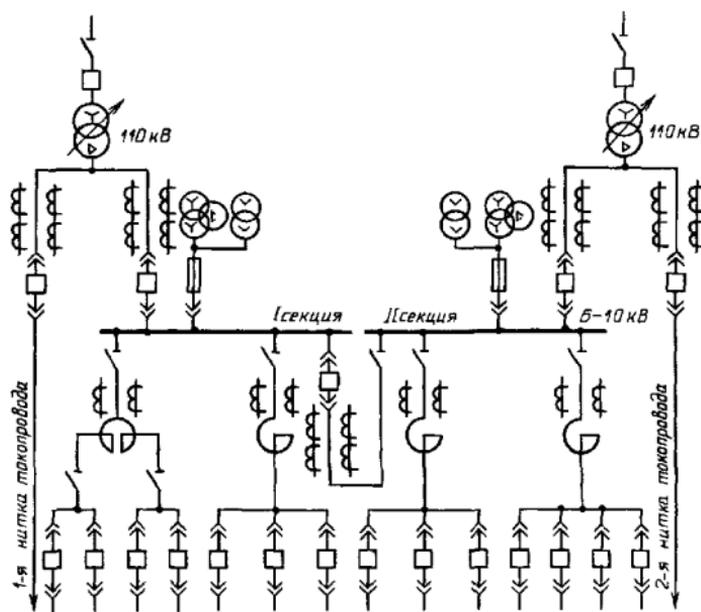


Рис. 269. Схема мощной ГПП с одной секционированной системой шин на вторичном напряжении с групповым реакторованием отходящих линий

повышается остаточное напряжение на сборных шинах при коротких замыканиях на отходящих линиях, за реакторами;

уменьшается влияние электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой на качество электроэнергии на сборных шинах подстанции.

Мощные токопроводы присоединены непосредственно к трансформаторам через отдельные выключатели, минуя сборные шины РУ 6–10 кВ, так как пропускная способность выключателей в данном случае недостаточна для выпуска всей энергии, включая энергию, идущую через токопроводы. Надежность электроснабжения при таком присоединении увеличивается.

Схемы подстанций с обходной системой сборных шин

Схемы с обходной системой шин на подстанциях промышленных предприятий применяются сравнительно редко, когда необходима маневренность и гибкость оперативных переключений, а также когда требуется частая ревизия выключателей по характеру их работы.

Обходная система шин дает возможность вывести в ревизию или в ремонт любую рабочую систему шин и любой выключатель без перерыва питания. Обходную систему шин можно присоединить к любой основной системе шин через обходной выключатель.

В соответствии с рекомендациями [2.30] на узловых распределительных подстанциях 110–220 кВ районного значения при наличии транзитных линий следует применять одну секционированную рабочую систему шин и обходную систему, если число присоединений не превышает шести. Если же на данной УРП преобладают так называемые «парные», взаиморезервируемые линии или же имеются возможности резервирования объектов, питаемых этими линиями от других источников, то одиночную секционированную рабочую систему шин с обходной шиной можно применить также и при числе присоединений до десяти. И лишь в том случае, если число присоединений превысит указанные значения, следует применять более сложную двойную систему шин плюс обходную систему. В число присоединений входят как линии, так и трансформаторы.

На подстанции с одной системой шин

и с обходной шиной каждый выключатель обслуживает только одну цепь. Разъединители служат только для снятия напряжения с оборудования и отдельных цепей и не используются как оперативные аппараты.

Эту схему легче автоматизировать, чем схему с двойной системой шин, так как отсутствуют сложные блокировки и она является более надежной. Поэтому эту систему и следует преимущественно рекомендовать для УРП промышленных предприятий, тем более что они в большинстве случаев будут удовлетворять требованиям [2.30] по числу присоединений, так как почти все линии глубоких вводов, присоединяемых к УРП, взаиморезервируются или же имеют другие источники резервирования.

Одним из характерных примеров применения обходной системы шин на подстанциях промышленных предприятий являются мощные печные подстанции, на которых происходят частые коммутационные операции, и поэтому выключатели требуют частых ревизий, смены масла, зачистки контактов и т. п.

При числе присоединений до шести допускается не предусматривать специального обходного выключателя, а использовать для этой цели секционный или соответственно шинносоединительный выключатели в тот период, когда они не используются по своему прямому назначению. Такая схема дает значительную экономию без ущерба для удобства и надежности эксплуатации. На

небольшых УРП (при числе отходящих линий до четырех) допускается подключать трансформаторы мощностью до 63 МВ·А при помощи отделителей.

На рис. 2.70 приведен пример схемы крупной узловой подстанции промышленного предприятия на напряжение 110–220 кВ с обходной системой шин. Часть энергии, поступающей из энергосистемы, трансформируется на напряжение 6 или 10 кВ для питания ближайшего района, а остальная энергия распределяется по линиям глубоких вводов 110–220 кВ (воздушных или кабельных) по более отдаленным районам предприятия.

Схемы подстанций без сборных шин на первичном напряжении

Схемы подстанций без сборных шин на первичном напряжении, основанные на блочном принципе, применяются на всех ступенях электроснабжения. На подстанциях 35–220 кВ блочные схемы применяются при питании как непосредственно от районных сетей энергосистемы, так и от узловых подстанций промышленных предприятий. На рис. 2.71 представлены схемы ПГВ 110–220 кВ с минимальным числом коммутационных аппаратов. Эти схемы пригодны при необходимости размещения подстанций в загрязненных зонах предприятий и в районах плотной их застройки с большим числом производственных коммуникаций. Схемы рис. 2.71, а–в

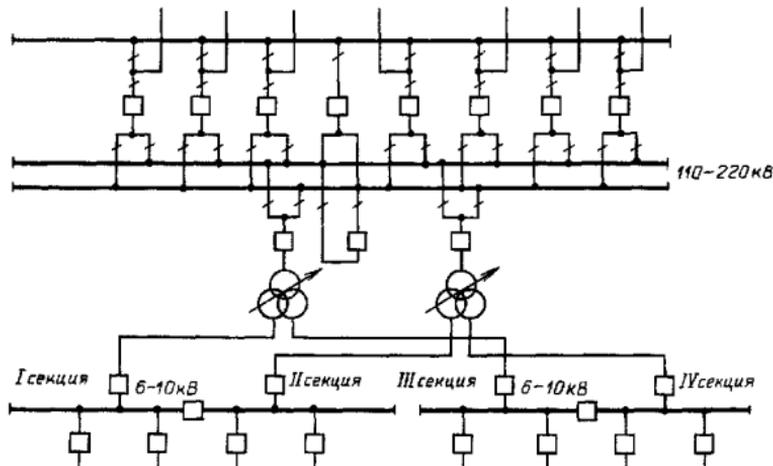


Рис. 2.70. Узловая распределительно-трансформаторная подстанция с обходной системой шин на напряжение 110–220 кВ

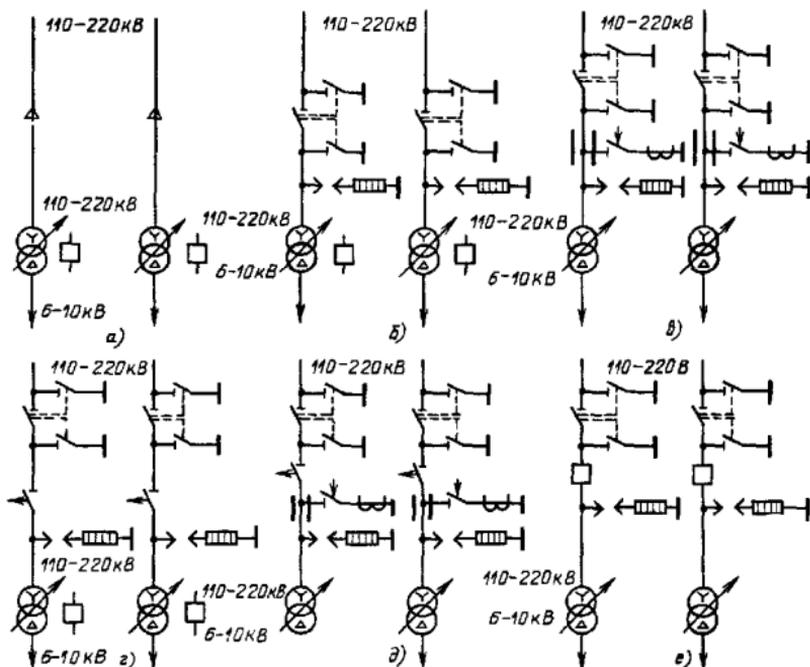


Рис. 2.71. Схемы подстанций глубоких вводов 110–220 кВ без перемычек между питающими линиями

предназначены для радиального питания трансформаторов ПГВ.

Схема рис. 2.71, а с глухим вводом кабелей непосредственно в трансформатор является простейшей и более пригодной для загрязненных зон и при плотной застройке территории предприятия. В схеме рис. 2.71, б можно в отдельных случаях допустить глухое (без разъединителей) присоединение ВЛ, например при размещении подстанции на территории с загрязненной атмосферой, если данная ПГВ питается от подстанции того же предприятия и обе подстанции находятся в ведении одной эксплуатирующей организации. При этом для удобства ревизии и ремонта трансформаторов может быть предусмотрен так называемый ремонтный разъем на спуске проводов от ВЛ к трансформатору.

Схемы рис. 2.71, г, д предназначены для отпаечных ПГВ при магистральном питании. Они могут быть применены и при радиальном питании, если имеется реальная вероятность присоединения в ближайшем

времени к питающей линии других подстанций.

Схема рис. 2.71, е может быть применена как при радиальном, так и при магистральном питании. Она имеет ограниченное применение и должна обновляться в каждом отдельном случае.

На рис. 2.72, а–в приведены более сложные схемы ПГВ 110–220 кВ с перемычками между линиями глубоких вводов. Они могут быть применены как при магистральном, так и при радиальном питании. Схемы с перемычками следует применять с надлежащим обоснованием их необходимости во избежание ненужного усложнения и удорожания общей схемы электроснабжения предприятия.

Следует избегать применения этих схем в районах с загрязненной средой; они требуют увеличенного числа аппаратов и токоведущих частей, что повышает вероятность аварий.

При нормальном режиме перемычки разомкнуты. Схема рис. 2.72, а позволяет

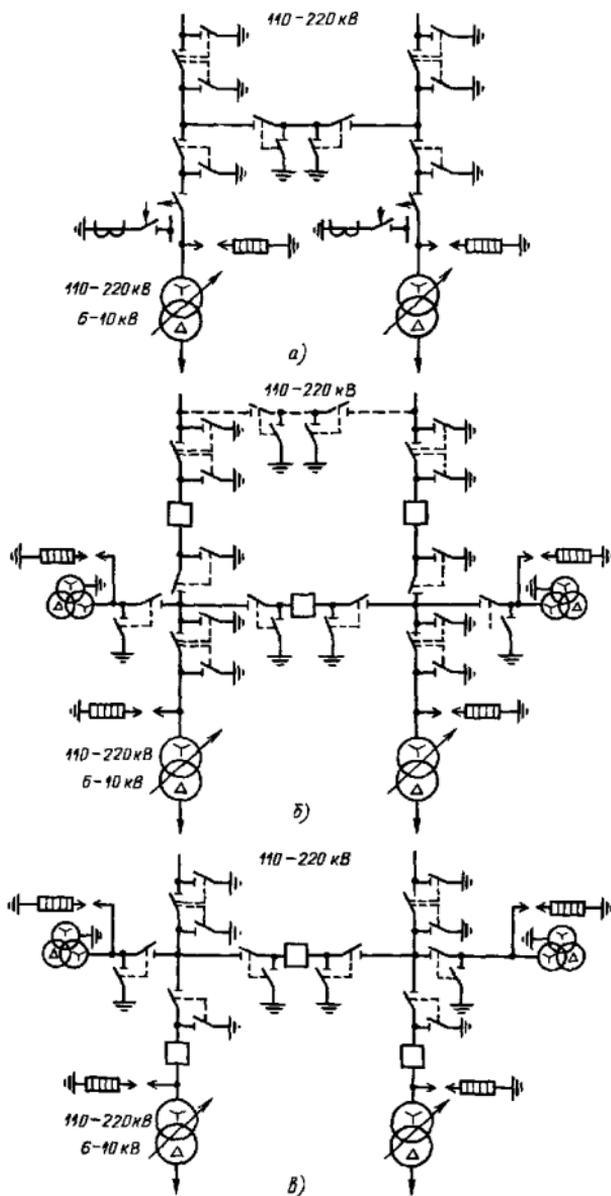


Рис. 2.72. Схемы подстанций глубоких вводов 110–220 кВ с перемычками между питающими линиями

присоединить оба трансформатора к одной линии. Она дает возможность сохранить в работе трансформатор при устойчивом повреждении на его линии, совпавшем с ревизией второго трансформатора, питающегося по другой линии. В этой схеме вместо короткозамыкателя может быть применена передача отключающего сигнала от защит трансформатора на питающую подстанцию.

Схема рис. 2.72, б применяется при питании подстанции по транзитным линиям 110–220 кВ или по линиям с двусторонним питанием.

Как вариант этой схемы может быть применена схема со второй (показанной лунктиром) перемычкой со стороны линий, выполненная разъединителями. Этот вариант схемы допускает не прерывать разрыва транзита электроэнергии в периоды ремонта одного из выключателей 110–220 кВ.

Если в схеме рис. 2.72, б предусмотреть дополнительную установку отделителей в цепях трансформаторов, то при повреждении трансформатор будет отключаться отделителем (в бестоковую паузу), а транзит мощности автоматически будет восстанавливаться.

Схема рис. 2.72, в может быть применена для тупиковых подстанций в следующих случаях:

когда применение короткозамыкателя не представляется возможным по техническим причинам, а стоимость оборудования для передачи отключающего сигнала соизмерима со стоимостью выключателя или же передача отключающего сигнала неприемлема по другим причинам, при этом требуется обеспечить автоматику в перемычке;

для подстанций, которые по планам перспективного развития будут развиваться в подстанции со сборными шинами 110–220 кВ.

Эта схема может быть применена также при включении трансформаторов в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием при сравнительно малых расстояниях между отпайками или между головным выключателем питающей подстанции и отпайкой. При этом повреждение трансформатора не нарушает питания всех других подстанций, связанных с этими линиями.

Из рассмотренных схем подстанций глубоких вводов наиболее рекомендуемыми являются:

при радиальном питании (тупиковые подстанции) схемы рис. 2.71, а–в;

при магистральном питании (отпаечные подстанции) схемы рис. 2.71, г, д.

Схемы с перемычками следует применять лишь при наличии условий, приведенных выше, и при достаточно веских обоснованных необходимости этих схем.

Схемы с выключателями в электроснабжении промышленных предприятий применяются редко, так как капитальные затраты при этом значительно (на 70–75%) выше, чем при схемах с отделителями и короткозамыкателями. Следует также учитывать дефицит выключателей. Обоснованиями для применения выключателей могут служить

условия самозапуска электродвигателей, так как время действия автоматики при схеме с отделителями больше, чем при выключателях, что может оказаться недопустимым для некоторых производств с непрерывным технологическим процессом;

усложнение защиты и автоматики в схемах с отделителями при подпитке со стороны 6–10 кВ места короткого замыкания линии 110–220 кВ или на ответвлении от нее;

недостаточное качество отделителей и короткозамыкателей для работы в загрязненных зонах или в районах Крайнего Севера;

реальная перспектива развития проектируемой подстанции, требующая применения сборных шин на напряжении 110–220 кВ; включение трансформаторов ПГВ или ГПП в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием;

невозможность по техническим причинам применения короткозамыкателей и большая стоимость устройств и кабелей, используемых для передачи отключающего сигнала (с учетом его резервирования), соизмеримая со схемой с выключателями.

При наличии перечисленных условий, обуславливающих применение выключателей, рекомендуется простейшая блочная схема без перемычек, представленная на рис. 2.71, е. Более сложные схемы (рис. 2.72, в) допускаются лишь при наличии реальной необходимости их применения по условиям, приведенным в пояснениях к рис. 2.72.

При числе цепей более двух можно рассмотреть целесообразность применения экономичных смешанных схем с выключателями и с короткозамыкателями, приведенных в [2.17].

Мощность трансформаторов, присоединяемых по приведенным схемам, находится в пределах коммутационной способности разъединителей и отделителей по отключению тока XX, а при применении силовых выключателей определяется их параметрами.

Следует иметь в виду, что коротко-

замыкатели нельзя ставить в зоне действия дифференциальной защиты трансформатора, потому что тогда каждое включение короткозамыкателя от действия газовой защиты или по другой причине вызывает срабатывание дифференциальной защиты. Это дезориентирует обслуживающий персонал, так как он не сразу может выяснить причину отключения трансформатора и тем самым затягивает ликвидацию аварии. Разрядники также нужно ставить вне зоны действия дифференциальной защиты, так как их работа может вызвать ложное действие этой защиты и неправильное отключение трансформаторов.

В приведенных схемах при определенных условиях в пределах технической возможности и целесообразности использования короткозамыкателей может быть применена схема с передачей отключающего сигнала. Указания по этому вопросу приведены в § 2.103.

При напряжении 110 кВ в нейтрали трансформаторов устанавливаются заземляющий разъединитель и разрядник; при напряжении 220 кВ нейтраль заземляется наглухо.

При необходимости на вводах ВЛ устанавливается аппаратура ВЧ обработки линии.

2.47. СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДСТАНЦИЙ С ЭЛЕГАЗОВЫМИ КРУЭ—220 КВ

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) наиболее целесообразны для работы в зонах с загрязненной средой и в районах с высокой

плотностью застройки территории.

Стоимость КРУЭ значительно выше стоимости обычных ячеек распределительных устройств. Целесообразность применения КРУЭ на промышленных предприятиях обуславливается следующими факторами:

- уменьшением занимаемой ими площади по сравнению с применяемыми в настоящее время обычными РУ, требующими в десятки раз большую площадь, чем КРУЭ;
- удешевлением сетей вторичного напряжения 6—10 кВ, так как подстанции с КРУЭ значительно легче разместить в центре электрических нагрузок, чем традиционные подстанции с ОРУ 110—220 кВ;

- климатическими условиями района и степенью загрязненности окружающей среды;

- уменьшением эксплуатационных расходов.

Применение КРУЭ особенно целесообразно при расширении и реконструкции действующих предприятий, когда на ограниченной существующими сооружениями площадке подстанции требуется увеличить мощность последней в несколько раз. В этих условиях расширение и реконструкция подстанций, осуществляемые в условиях ограниченной площади территории, должны выполняться за короткий срок на действующей подстанции. Поэтому для уменьшения объема работ по сборке и монтажу КРУЭ все подготовительные работы должны в максимальной степени выполняться на заводе-изготовителе КРУЭ. С этой целью за рубежом заводы-изготовители поставляют с ячейками КРУЭ концевые кабельные муфты или элегазовые токопроводы.

Таблица 2.144. Основные параметры элегазовых ячеек (типа ЯЭ)

Параметры	Номинальное напряжение, кВ	
	110	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	252
Номинальный ток, А:		
сборных шин	1600	1600
отводов	1250	1250
Нормированные параметры сквозного тока КЗ:		
наибольший пик, кА	125	125
начальное действующее значение периодической составляющей, кА	50	50
время протекания тока, с:		
для заземлителей	1	1
для остальных элементов	3	3
Номинальное избыточное давление элегаза (при температуре 20 °С), МПа (кгс/см ²):		
для выключателя	0,60 (6)	0,45 (4,5)
для трансформатора напряжения	0,40 (4)	0,4 (4)
в других элементах ячейки	0,25 (2,5)	0,25 (2,5)

Параметры	Номинальное напряжение, кВ	
	110	220
Номинальное полное время отключения выключателя, с	0,065	0,065
Номинальное напряжение постоянного тока элементов цепей управления, сигнализации и блокировки, В	220	220
Максимальный ток потребления электромагнитов включения (ЭВ) и отключения (ЭО) трех полюсов выключателя, А, не более	36	36
Расход воздуха привода полюса выключателя, л, не более:		
на одно включение	140	200
на одно отключение	560	450
Номинальное напряжение переменного тока частотой 50 Гц электродвигательного привода разъединителя, электромагнита включения (ЭВ) и электромагнита отключения (ЭО) пневматического привода разъединителя, В	220	220
Ток потребления привода разъединителя, А, не более:		
электродвигательного (установившееся значение)	15	—
пневматического (ЭВ и ЭО)	0,3	0,3
Расход воздуха пневматического привода полюса разъединителя, л, не более:		
на одно включение	30	30
на одно отключение	30	30
Масса линейной ячейки с выключателем 110 и 220 кВ соответственно (ЯЭ-110Л-23У4, ЯЭ-220Л-11У4)	10 330	17 000

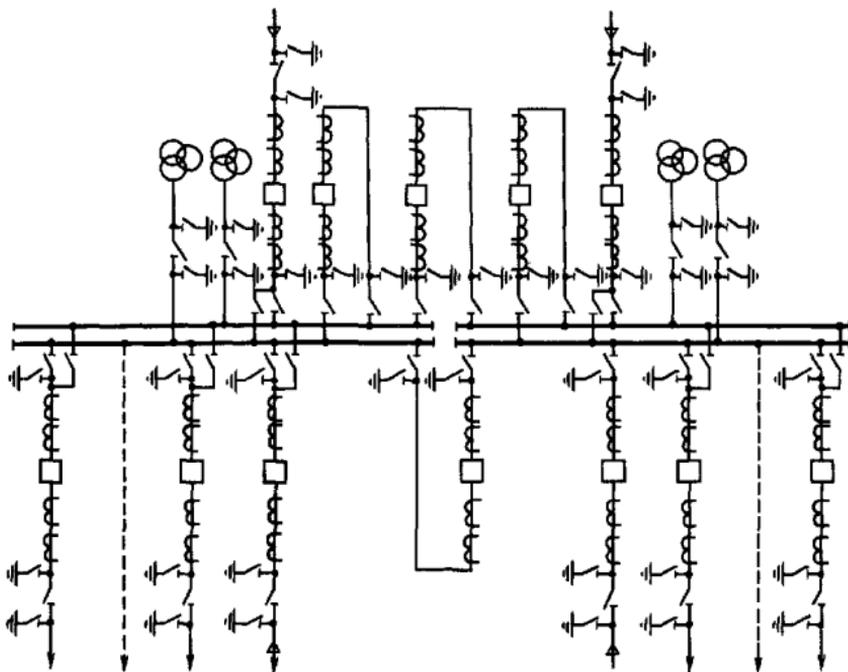


Рис. 2.73. Схема РП 110 кВ, состоящего из ячеек типа ЯЭ 110 кВ

В настоящее время отечественной промышленностью выпускаются КРУЭ 110—220 кВ (серия ЯЭ), основные технические параметры которых приведены в табл. 2.144. Габариты и установочные размеры — см. рис. 2.51, 2.52. Схема РП 110 кВ с 20 линейными ячейками серии ЯЭ 110 показана на рис. 2.73.

При проектировании подстанций с применением КРУЭ в связи с возникающей при этом высокой плотностью размещения маслонаполненных трансформаторов следует уделять особое внимание вопросам противопожарной безопасности. Из-за ограниченной территории подстанций с КРУЭ могут возникнуть трудности в выполнении заземляющего устройства с требуемым сопротивлением растекания. Для решения этого вопроса в максимальной степени должны использоваться естественные заземлители и особенно железобетонные фундаменты зданий и сооружений [2.47]. При этом должны быть приняты и обеспечены меры безопасности по исключению выноса потенциала вне территории подстанции.

2.48. СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДСТАНЦИЙ С ВАКУУМНЫМИ КРУ 35 кВ

Проблема электроснабжения крупных электроприемников (электропечные установки, преобразователи и др.), мощности которых достигли в единице 100 МВ·А и более, поставила задачу создания подстанций с большим числом присоединений в РУ 35 кВ.

Особенно остро проблема стоит при электроснабжении крупных чугунолитейных и сталеплавильных цехов с большим числом электропечных установок, где по условиям окружающей среды и тесной территории

приходится предусматривать РУ 35 кВ закрытого типа.

Учитывая, что до настоящего времени единственным выключателем 35 кВ, предназначенным для частых коммутационных включений, является воздушный выключатель типа ВВЭ-35 с отключающей способностью 20 кА и имеющий исполнение только для наружной установки, решение проблемы создания высокоэкономичных и надежных ЗРУ 35 кВ было затруднительно. Эти трудности и, как следствие, сопутствующие им недостатки выражаются прежде всего в следующем:

недопустимо завышенном объеме здания ЗРУ 35 кВ, так как минимальный размер камеры только для ВВЭ 35 кВ составляет 6 × 6 м;

необходимостью помещения для размещения разъединителей, сборных шин, трансформаторов тока и другого оборудования, т. е. компоновка ЗРУ должна быть двухэтажной;

большом объеме электромонтажных работ на площадке строительства, так как все электрооборудование поступает россыпью; снижении удобств в эксплуатации (электрооборудование одной и той же ячейки размещается на разных этажах);

большой материалоемкостью и расходе проводниковых материалов; повышенных потерях электроэнергии и др.

Для решения указанной проблемы за рубежом широко применяются вакуумные выключатели.

В качестве примера на рис. 2.74 приведена схема подстанции 330/35 кВ, предназначенной для электроснабжения сталеплавильного цеха с двумя стотонными дугowymi сталеплавильными печами. На под-

Таблица 2.145. Основные параметры КРУ 35 кВ с вакуумными выключателями

Параметры	Численное значение
Номинальное напряжение (линейное), кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ	40,5
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в шкаф КРУ, кА	31,5
Номинальный ток сборных шин, А	1600; 2500
Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ, А	630; 1600; 2500
Номинальный рабочий ток главных цепей высоковольтного выключателя, А	630; 1600; 2500
Стойкость к токам короткого замыкания сборных шин и ошиновки отдельных шкафов:	
ток электродинамической стойкости, кА	80
ток термической стойкости в течение 2 с, кА	31,5

Продолжение табл. 2.145

Параметры	Численное значение
Ток холостого хода силового трансформатора, разрываемый разъемными контактами главных цепей, А, не менее	0,05
Коммутационная износостойкость вакуумного выключателя с приводом циклов В — О: при номинальном токе при номинальном токе отключения	50 000* 150**
Емкостный ток, отключаемый вакуумным выключателем, % номинального тока, не менее	40
Номинальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления привода, В	220
Потребляемый ток (наибольший пик) привода вакуумного выключателя, А, не более: включающего электромагнита отключающего электромагнита	100 2,5

* С заменой камер и деталей привода из ремонтного комплекта ЗИП через каждые 20000 циклов.

** С заменой камер через каждые 50 циклов.

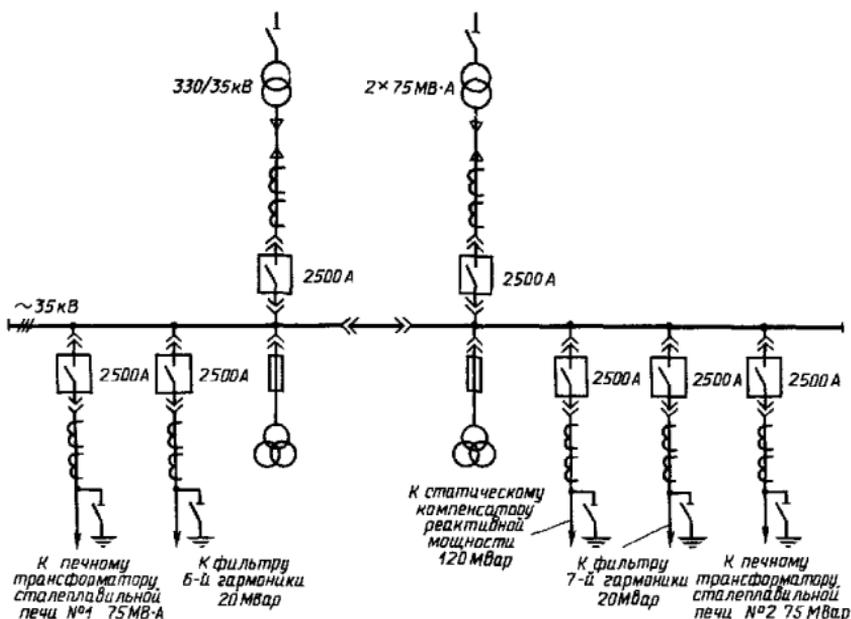


Рис. 2.74. Схема ГПП 330/35 кВ сталеплавильного цеха с применением КРУ 35 кВ с вакуумными выключателями

станции предусматривается установка КРУ 35 кВ с вакуумными выключателями с подключенным к нему статическим тиристорным компенсатором реактивной мощности (электрооборудование поставки иносфирм).

К достоинствам вакуумных аппаратов, вызывающим к ним повышенный интерес как со стороны эксплуата-

ционников, так и со стороны изготовителей, относятся:

отсутствие необходимости замены и пополнения дугогасящей среды для работы вакуумных дугогасительных камер (ВДК), при этом не требуются компрессорные установки, масляное хозяйство и т. д.;

высокий коммутационный ресурс без

Схемы первичных соединений шкафов КРУ				
	Номинальный ток шкафа, А	630; 1600; 2500	630; 1600; 2500	630; 1600; 2500
Назначение присоединений	Шкаф секционного выключателя с выводом		Шкаф отходящей линии (ввода) с выводом	
	слева	справа	щитным	кабельным
Схемы первичных соединений шкафов КРУ				
	Номинальный ток шкафа, А	—	—	—
Назначение присоединений	Шкаф с разрядниками			Шкаф трансформатора напряжения с выводом
	с выводом слева	с выводом справа	трансформатором напряжения и заземляющим разрядителем	

Рис. 2.75. Сетка схем главных цепей основных

ревизии (десятки и сотни тысяч отключений номинального тока);

минимум обслуживания, так как обслуживание сводится к обслуживанию привода, а учитывая малый ход движущихся деталей, их незначительную массу, требуется только периодическая смазка трущихся частей. Замена ВДК через десятки тысяч отключений;

снижение эксплуатационных затрат, сокращение времени на монтаж и обслуживание, малые габариты и масса;

высокая надежность, полная взрыво- и пожаробезопасность, возможность работы в агрессивных средах и при высоких температурах;

произвольное рабочее положение ВДК,

1600; 2500	1600; 2500	1600; 2500	1600; 2500	630; 1600; 2500	630; 1600; 2500
Шкаф секционного разъединителя	Шкаф ввода с разъединителем	Шкаф секционного разъединителя с трансформаторами напряжения			
		с выводом влево	с выводом вправо	с выводом влево и трансформаторами тока	с выводами влево и вправо и трансформаторами тока
1600, 2500	—	—	—	1500	1500
матов с разрядниками	Шкаф отходящей линии с предохранителем	Шкаф трансформаторов собственных нужд с выводом		Шкаф кабельной сборки с выводами влево и вправо	Шкаф кабельного ввода на сборные шины
		влево	вправо		

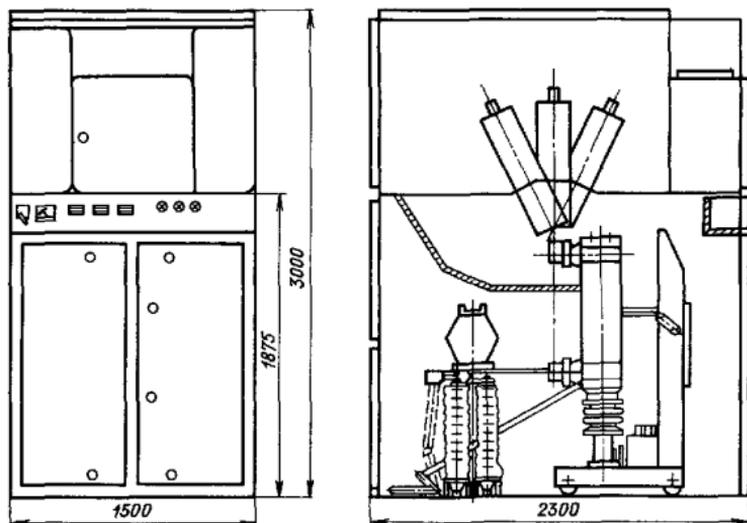


Рис. 2.76. Шкаф КРУ 35 кВ с вакуумным выключателем

повышенная устойчивость к вибрационным и ударным нагрузкам;

бесшумность работы, отсутствие загрязнения окружающей среды (выброс газов, масла и т. д.), высокое быстродействие и др.

К недостаткам коммутационного оборудования с ВДК можно отнести трудности разработки и сложности производства ВДК, связанных с необходимостью получения особо чистых контактов материалов, сложностью технологии изготовления вакуумных камер и, как следствие этого, сравнительно высокой стоимостью вакуумных коммутационных аппаратов.

Следующим фактором, требующим учета при разработке и применении вакуумных коммутационных аппаратов, являются значительные коммутационные перенапряжения, возникающие при коммутациях ВДК и связанные с высокой скоростью гашения дуги, что может представлять опасность возникновения пробоя изоляции электрооборудования, если не принять специальных мер по ограничению перенапряжений

Отечественной электропромышленностью разработаны и начат выпуск общепромышленных КРУ 35 кВ внутренней установки с выкатными вакуумными выключателями, техническая характеристика которых приведена в табл. 2.145.

Сетка схем главных цепей основных типов шкафов КРУ 35 кВ дана на рис. 2.75.

Чертеж шкафа КРУ 35 кВ с вакуумным выключателем показан на рис. 2.76.

Следует отметить, что в процессе опытно-промышленной эксплуатации отечественных шкафов КРУ 35 кВ выявилась недостаточная коммутационная способность вакуумных выключателей при коммутации емкостных токов (батареи конденсаторов, фильтров высших гармонических). Тем не менее после устранения выявленных недостатков следует ожидать, что применение КРУ 35 кВ найдет самое широкое применение на подстанциях промышленных предприятий.

2.49. КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ 6, 110—220 кВ

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) мощностью 20—40 000 кВ·А на первичные напряжения от 6 до 110—220 кВ и на вторичные 0,22—10 кВ изготавливают разные заводы.

КТП состоит из распределителей или вводов первичного напряжения, силовых трансформаторов и распределителей вторичного напряжения (высокого или низкого).

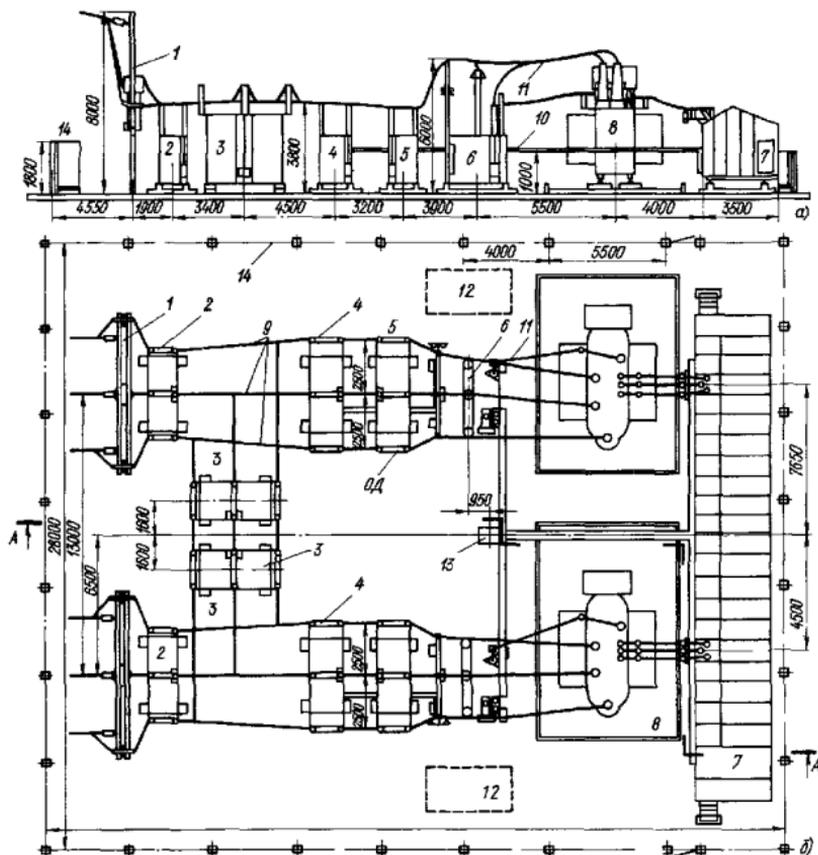


Рис. 2.77. Унифицированная комплектная подстанция с отделителями и короткозамыкателями типа КТПБ блочного исполнения на напряжение 110/6—10 кВ с трансформаторами мощностью 10—40 МВ·А;

а — разрез, б — план; 1 — конденсатор связи и высокочастотный заградитель; 2 — линейный разъединитель; 3 — разъединители в перемычке, 4 — разъединитель, установленный до отделителя; 5 — отделитель; 6 — короткозамыкатель; 7 — КРУН 6—10 кВ типа К37; 8 — силовой трансформатор; 9 — самонесущие трубчатые алюминиевые шины; 10 — кабельные лотки; 11 — гибкие провода; 12 — место для дугогасящего устройства; 13 — инвентарный шкаф; 14 — ограждение

КТП поставляются в виде крупных блоков, которые собираются на месте монтажа.

Электропромышленностью выпускаются унифицированные комплектные подстанции блочного исполнения типа КТПБ для наружной установки на напряжения 35/6—10 и 110—220/6—10 кВ с двухобмоточными трансформаторами и на напряжение 110—220/6—10 кВ с трехобмоточными трансформаторами. В отличие от ранее выпускавшихся

ОРУ этих подстанций выполняют из конструкций меньших габаритов, что уменьшает площадь подстанции и ее стоимость, а также представляет значительные удобства при монтаже и эксплуатации. Изготовление блочных конструкций и монтаж на них основного электрооборудования (отделители, короткозамыкатели и др.) производится на заводе. Там же выполняются регулировка и наладка электрооборудования.

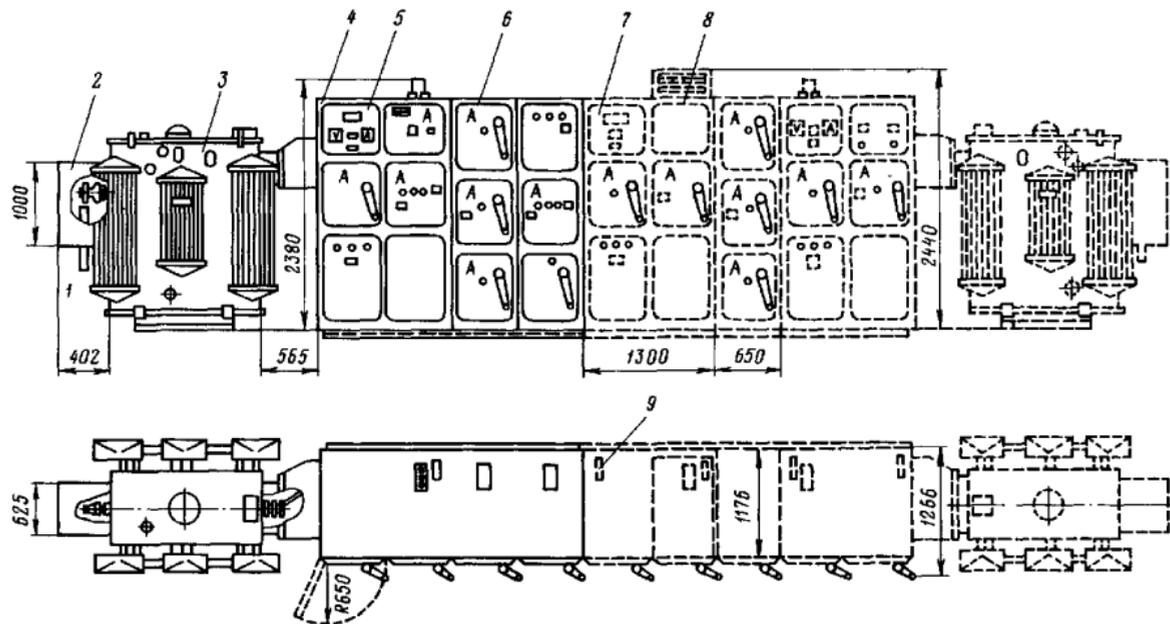


Рис. 2.78. Комплектная двухтрансформаторная подстанция напряжением 6–10 кВ, мощностью 630–1000 кВ·А с однорядным расположением маслонаполненных трансформаторов:

1 – кабель ВН; 2 – шкаф ввода ВН; 3 – силовой трансформатор; 4 – шкаф ввода НН; 5 – отсек приборов; 6 – шкаф отходящих линий НН; 7 – секционный шкаф НН или шкаф отходящих линий; 8 – шинный короб; 9 – окно для вывода кабеля вверх

Разводка контрольных кабелей производится на унифицированных металлических лотках заводского изготовления, что также значительно упрощает и удешевляет монтажные работы.

Соединения выводов вторичного напряжения трансформаторов с ячейками КРУН 6—10 кВ выполняются закрытыми токопроводами.

Все это значительно сокращает объем и сроки выполнения электромонтажных работ на площадке, значительно повышает степень их индустриализации, при этом улучшается качество и повышается надежность.

На рис. 2.77 представлена комплектная открытая подстанция на напряжение 110 кВ блочного типа (КТПБ), предназначенная для установки трансформаторов мощностью 10—40 МВ·А. ОРУ подстанции с двухобмоточными трансформаторами состоит из шести блоков.

КТПБ имеют исполнение без перемычки между питающими линиями и с неавтоматизированной перемычкой. Рекомендуется вариант без перемычки, так как при этом площадь подстанции сокращается и подстанцию легче разместить на территории предприятия.

Распределительное устройство 6—10 кВ комплектуется камерами КРУН выкатного типа наружной установки серии К37. Такие подстанции находят широкое применение при электроснабжении предприятий горнодобывающей промышленности, коммунального хозяйства, крупных энергетических строительства, когда электроснабжение предприятия необходимо обеспечить за короткий срок.

На рис. 2.78 приведен пример выполнения КТП для внутренней установки мощностью 630—1000 кВ·А, напряжением 6—10 кВ с однорядным расположением оборудования. На КТП применены масляные трансформаторы с боковыми выводами, которые дают возможность удобного сочленения трансформатора с распределительным устройством низкого напряжения и вводом высокого напряжения. Трансформаторы имеют герметичный бак повышенной прочности с азотной защитой масла. Он выдерживает избыточное давление 0,08 МПа (0,8 кгс/см²).

Для контроля внутреннего давления трансформатор снабжен электроконтактным мановакуумметром, для защиты от повышения внутреннего давления служит реле давления.

Автоматические воздушные выключатели серии ВА выдвигного исполнения служат защитно-коммутационной аппаратурой.

Каждый автоматический выключатель закрыт дверью, снабженной замком со специальным ключом. Управление автоматическими выключателями производится рукоятками и ключами, расположенными на дверях шкафов, а для дистанционного управления концы проводов подведены к рейке с зажимами. Присоединение вводов высокого напряжения глухое. Имеется исполнение КТП с вводом шкафом, в котором установлены выключатель нагрузки и предохранители. Изготавливаются также двухтрансформаторные КТП 2 × 1600 и 2 × 2500 кВ·А на напряжение 6—10 кВ с двухрядным расположением оборудования; трансформаторы маслonaполненные или с негорючим наполнением; имеется также исполнение с сухими трансформаторами. Крупные КТП с трансформаторами мощностью 1600 и 2500 кВ·А применяются в энергоемких пехах с большой плотностью нагрузок (0,3 кВ·А/м² и более).

В целях разгрузки КТП от большого числа отходящих линий небольшой мощности напряжением до 1 кВ на цеховых подстанциях в ряде случаев целесообразно устанавливать силовые распределительные пункты, к которым и присоединять отходящие линии с рабочим током менее 150 А. Такую установку КТП можно применить как в закрытой подстанции, так и при размещении КТП в цехах, когда это возможно по условиям среды или по производственным соображениям.

Для повышения надежности и технико-экономических показателей систем электроснабжения перспективным решением является применение трехтрансформаторных подстанций с симметричным распределением нагрузки в послеаварийном режиме между двумя оставшимися в работе трансформаторами. Это решение позволяет использовать одну трехтрансформаторную подстанцию вместо двух двухтрансформаторных, что дает не менее чем 25%-ную экономию трансформаторной мощности. Такое положение достигается тем, что трансформаторы для трехтрансформаторной подстанции в нормальном режиме могут иметь большую нагрузку, чем на двухтрансформаторных подстанциях, так как в случае выхода из строя одного трансформатора оставшиеся в работе два трансформатора будут иметь такую же перегрузку, как и трансформаторы на двухтрансформаторных подстанциях в аналогичном режиме.

На рис. 2.79 показана схема главных цепей комплектной трансформаторной подстанции типа КТПН72МУ1, выпускаемой с трансформаторами мощностью 160—

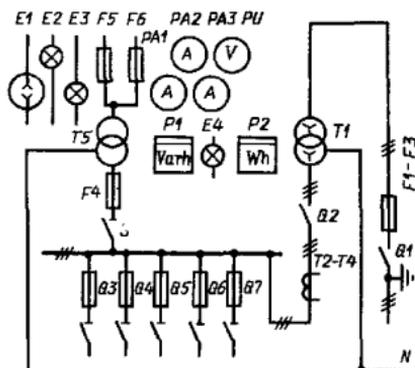


Рис. 2.79. Схема комплектной трансформаторной подстанции серии КТПН72МУ1 наружной установки

400 кВ·А для наружной установки. Такие подстанции предназначены главным образом для многократного использования при электроснабжении строительных площадок и на других временных электроустановках, но могут быть применены и в других случаях,

если подойдут их схемы и технические параметры.

Подстанция представляет собой стальной сварной корпус с тремя отсеками: отсеком высшего напряжения (ВН) с разъединителем и предохранителями, отсеком низшего напряжения (НН) и отсеком силового трансформатора. На вводе щита низшего напряжения установлен выключатель на 1000 А. На отходящих линиях установлены пять выключателей на номинальный ток 250 А каждый. Силовой трансформатор в комплект поставки КТПН72МУ1 не входит. В подстанциях предусмотрена механическая блокировка между приводами разъединителя на стороне высшего напряжения и вводного блока низшего напряжения, исключающая возможность оперирования разъединителем под нагрузкой; подстанции рассчитаны только на глухое присоединение трапзитного кабеля. Для подключения трапзитного кабеля разъединитель снабжен специальным зажимом.

Габарит подстанции 2500 × 2592 × × 2670 мм.

Типы и параметры подстанций приведены в табл. 2.146

Степень защиты IP23 по ГОСТ 14254—80.

Таблица 2.146. Основные параметры комплектных трансформаторных подстанций типа КТПН 72М

Параметры	КТПН72М-160/6У1	КТПН72М-250/6У1	КТПН72М-400/6У1	КТПН72М-160/10У1	КТПН72М-250/10У1	КТПН72М-400/10У1
Мощность трансформатора, кВ·А	160	250	400	160	250	400
Тип трансформатора	ТМ-160/6	ТМ-250/6	ТМ-400/6	ТМ-160/10	ТМ-250/10	ТМ-400/10
Номинальное напряжение, кВ:						
ВН	6	6	6	10	10	10
НН	0,4/0,23	0,4/0,23	0,4/0,23	0,4/0,23	0,4/0,23	0,4/0,23
Плавкая вставка предохранителя, ВН:						
тип	ПК6/75	ПК6/75	ПК6/75	ПК10/30	ПК10/30	ПК10/50
номинальный ток	40	50	75	20	30	50
Ток электродинамической стойкости (амплитудное значение), кА:						
ВН	50	50	50	50	50	50
НН	25	25	25	25	25	25
Ток теплостойкости в течение 1 с, кА, со стороны:						
ВН	20	20	20	20	20	20
НН	10	10	10	10	10	10

2.50. СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) кВ

Характерные особенности. Комплектные распределительные устройства (КРУ) предназначены для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока промышленной частоты, состоят из набора типовых шкафов в металлической оболочке и поставляются заводом-изготовителем блоками из нескольких шкафов или отдельными шкафами в полностью смонтированном виде со всей аппаратурой и всеми соединениями главных и вспомогательных цепей.

Предприятия Министерства электротехнической промышленности СССР (МЭТП) изготавливают комплектные распределительные устройства двух видов — стационарные (КСО) и выкатного типа (КРУ).

В шкафы КРУ и КСО встраивают выключатели, трансформаторы напряжения, разрядники, кабельные сборки, силовые трансформаторы и аппаратуру для собственных нужд подстанции, различную аппаратуру (конденсаторы и разрядники для защиты вращающихся машин от перенапряжений и др.), силовые предохранители, шинные перемычки.

В КРУ выключатели, измерительные трансформаторы напряжения и разрядники устанавливают на выкатной тележке шкафа. Преимущество такой конструкции заключается во взаимозаменяемости однотипных выкатных тележек и в том, что отдельные отсеки шкафа отделены друг от друга металлическими перегородками. Наличие металлических перегородок позволяет повысить стойкость шкафов к дуговым замыканиям, локализацию дуги в пределах одного отсека шкафа или одного шкафа и выполнение специальных устройств защиты от дуговых замыканий, что повышает надежность устройства в целом.

В КСО всю аппаратуру главных и вспомогательных цепей устанавливают стационарно.

Сборные шины главных цепей и магистральные шины вспомогательных цепей обычно демонтируются перед транспортировкой КРУ и КСО.

Применение КРУ и КСО позволяет сократить время, требуемое на проектирование, монтаж и наладку распределительных устройств.

В табл. 2.147 приведены основные пара-

метры шкафов КРУ и КСО различных серий общего назначения, изготавливаемых предприятиями МЭТП.

Помимо серий КРУ (КСО), приведенных в табл. 2.148, предприятия МЭТП изготавливают шкафы серии РУ 10 кВ (вместо серии КР10-Д10) с номинальными токами до 5000 А, с большой электродинамической и термической стойкостью. Шкафы серии РУ 10-5000 выполнены на базе пофазно экранированных токопроводов, предназначаются для работы в сетях 10 кВ с трансформаторами мощностью 63 МВ·А и более (без расщепления вторичной обмотки на две ветви), используются для присоединения вводов 10 кВ, для секционирования сборных шин и присоединения отходящих линий к крупным погребителям (с реакторами или без них), а также линий к групповым реакторам, за которыми присоединяется сборка на две-пять линий, коммутируемых шкафами КРУ одной из серий, приведенных в табл. 2.156.

В серии РУ 10-5000 предусмотрены шкафы с масляными выключателями выкатного типа ШВЗ-10, токопроводы, стационарно устанавливаемые разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения — главные токопроводы ТПЭ-10-5000 и ответвительные токопроводы ТПЭ-10-2000; релейные шкафы для вспомогательных цепей ШРЗ.

Номинальные токи шкафов с выключателями 630, 800 и 1000 А, с контакторами 50—400 А.

Характерные особенности выключателей, встраиваемых в КРУ 10(6) кВ. В КРУ 10(6) кВ встраивают различные виды выключателей — маломасляные, электромагнитные и вакуумные. По основному параметру эти выключатели мало различаются.

Существенными отличиями являются коммутационные ресурсы, трудозатраты на эксплуатацию выключателей и собственное время включения и отключения выключателя.

По всем этим параметрам вакуумные выключатели, а следовательно, и КРУ с вакуумными выключателями имеют существенные преимущества.

Ориентировочные сравнительные данные различных видов выключателей 10(6) кВ (усредненные для различных типов выключателей одного вида) приведены в табл. 2.149.

При необходимости частых коммутаций, связанных с технологическими особенностями работы электроприемников (электродуговые печи) или с режимом работы и управления электроприемников, целесообразно

Таблица 2.147. Основные параметры шкафов КРУ и КСО на напряжение до 10 кВ

Серия	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ при частоте 50(60) Гц, А	Номинальный ток сборных шин при частоте 50(60) Гц, А	Номинальный ток отключения выключателя при частоте 50(60) Гц, кА	Стойкость главных цепей к токам КЗ		Габарит (ширина × глубина × высота), мм	Вид встраиваемого выключателя
					электродинамическая, кА	термическая, кА/с		
КР-10/31,5УЗ*	6,0; 10,0	630; 1000; 1600; 3200 (630; 1000; 1250; 2500)	1000; 1600; 3200 (1000; 1600; 2500)	31,5 (25)	80	31,5/4**	900 × 1600 × 2460	Маломасляный
КР-10/31,5ТЗ	6,0; 6,3; 6,6; 6,9; 11	630; 1250; 2500 (630; 1000; 2500)	1000; 1600; 2500 (1000; 1600; 2500)				1350 × 1600 × 2460***	
КМ-1Ф-10(6)-20УЗ	6,0; 10,0	630; 1000; 1600; 2500; 3150 (630; 1000; 1250; 2500)	630; 1000; 1600; 2000; 3150 (630; 1000; 1250; 2500)	20 (16)	51	20/3	750 × 1275 × 2150	Маломасляный вакуумный
КМ-1Ф-10(6)-20ТЗ КМ-1Ф-10(6)-31,5УЗ КМ-1Ф-10(6)-31,5ТЗ	6,3; 6,6; 6,9; 11,0	630; 1250; 2500 (630; 1000; 2500)	630; 1250; 2500 (630; 1000; 1250)	31,5 (25)	81	31,5/3	1125 × 1300 × 2150	
КЭ-10/20-УЗ	10	630; 1000; 1600; 2000; 3200	1000; 1600; 2000; 3200	20	51	20/4	750 × 1850 × 2585	Электромагнитный
КЭ-10/20-ТЗ КЭ-10/31,5-УЗ КЭ-10/31,5-ТЗ	11	630; 1000; 1600; 2000; 2500	1000; 1600; 2000; 2500	31,5	81	31,5/4	1125 × 1850 × 2585	
КЭ-10-40УЗ	10	630; 1000; 1600; 2000; 3200	1600; 2000; 3200	40	102	40/3	750 × 1850 × 2645	Электромагнитный

КЭ-10-40Т3	11	630; 1250; 1600; 2500	1250; 1600; 2500				1125 × 1850 × 2645*	Электро- магнит- ный
КВ-1-10-20У3	10	630; 1000; 1600 (630; 1000; 1250)	1000; 1600; 2000; 3200 (1000; 1250; 2500)	20	51	20/3	750 × 1200 × 2310	Вакуум- ный
КВ-1-10-20Т3	11	630; 1250 (630; 1000)	1250; 2500 (1000; 2500)					
КВ-3-10-31,5У3	10	630; 1000; 1600; 2000; 3200	1000; 1600; 2000, 3200	31,5	81	31,5/3	750 × 1200 × 2310	
КВ-3-10-31,5Т3	11	630; 1250; 1600; 2500	1250; 1600; 2500					
КСО-285	6,0; 10	630; 1000 — каме- ры с выключа- телями; 400; 230 — камеры с выклю- чателями нагрузки	630; 1000	20 — выключа- тели; 0,4 — вы- ключатели на- грузки	51	20/3; 20/2; 20/1	1000 × 970 × 2780	Маломас- ляный

* С января 1987 г. резко сокращен выпуск.

** Ножи заземления и шкафы 630 А; шкафы на токи 2000–3150 А и шкафы ТСН.

*** Шкафы на токи 2000–3200 А и шкафы ТСН, КРУ серии КМ-1 имеют те же электрические параметры, что и КМ-1С.

Примечание Все серии КРУ с выкатными элементами, КСО-285 — со стационарно установленным оборудованием.

Таблица 2.148. Основные параметры шкафов серии РУ 10-5000

Параметры	РУ 10-5000УЗ		
	РУ 10-5000ТЗ		
	Виды шкафов		
	ШВЗ-10	ТПЭ-10 до 3600 А	ТПЭ-10 до 5000 А
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
	11,5	11,5	11,5
Номинальный ток, А	1500, 4000, 5000	2000, 36000	5000
	1250, 3600, 4000	2000, 3600	4000
Стойкость к сквозным токам КЗ, кА:			
	электродинамическая (амплитудное значение)	170	170
термическая трехсекундная (эффективное значение)*	64	71	100
Габарит, мм (ширина × глубина × высота)	1500 × 2600 × 2960	150 × 1217 × 2875	Прямая трехфазная секция; ширина 1400; длина 1500 (имеются секции различной конфигурации)
Масса, кг	4900	688	160

* Для заземляющих ножей односекундная.

Примечание В знаменателе приводятся параметры РУ в тропическом исполнении

Таблица 2.149. Ориентировочные сравнительные характеристики выключателей 10(6) кВ

Вид выключателя	Средний срок службы до ремонта*	Механический ресурс без токовой нагрузки, число циклов	Число циклов В-О при $I = 0,6 - I_{ном}$ до ремонта	Число отключений токов КЗ при $I_{ном}$	Полное время, с, отключения/включения
Маломасляный	4 года	20 000	40-200 для выключателей на номинальные токи 630-3200 А	8-10	0,95-0,14 0,3
Электромагнитный	5 лет (8 лет для выключателей с государственным Знаком качества)	40 000	2000-10 000 при $\cos\phi \geq 0,7$	4-6	0,065 0,075
Вакуумный	10 лет	40 000	10 000-20 000	25	0,075 0,1

* Если до истечения указанного срока не будет исчерпан коммутационный ресурс выключателя.

применять КРУ с вакуумными выключателями. При применении КРУ с вакуумными выключателями следует учитывать особенности влияния коммутации выключателей на питающие электрические сети и на электроприемники.

При коммутации малых индуктивных токов возникают перенапряжения, которые могут вызвать пробой изоляции электродвигателей или других электроприемников.

Особенно тяжелые условия создаются для маломощных электродвигателей, присоединенных длинными кабельными линиями, и для емкостных нагрузок, так как возможно появление блуждающих волн с высокими пиками и с крутым фронтом. В таких случаях целесообразно не применять КРУ с вакуумными выключателями, пока не будут изготовлены специальные устройства для защиты электроприемников от коммутационных перенапряжений и разработаны рекомендации по их выбору или будут усовершенствованы конструкции вакуумных выключателей, уменьшающие коммутационные перенапряжения.

При применении вакуумных выключателей в цепях силовых конденсаторов и силовых фильтров высших гармоник следует обращать внимание на емкостные токи (в соответствующих информационных документах), которые выключатель коммутирует.

Рекомендации по схемам подстанций 10(6) кВ. При рещении схемы главных цепей и выборе оборудования для РУ 10(6) кВ следует учитывать поэтапное развитие подстанций, более высокую надежность схем с меньшим количеством аппаратуры, специфику присоединенных потребителей электроэнергии по требуемой степени надежности электроснабжения и влиянию электроприемников на качество электроэнергии в сети, от которой они питаются.

Для понизительных подстанций, на которых РУ 10(6) кВ присоединяются к обмотке низшего напряжения трансформатора, практически все схемы могут быть выполнены с использованием одной структурной схемы или комбинации из схем, приведенных в табл. 2.150. Схемы составлены для мощности КЗ от системы 5000 МВ·А в сети 110 кВ, 10000 МВ·А в сети 220 кВ при раздельной работе секций сборных шин.

Ниже приведены некоторые рекомендации по выбору схем.

1. Присоединение одной секции сборных шин к обмотке трансформатора или к параллельно соединенным ветвям трансформатора с расщепленной обмоткой 6–10 кВ без реактирования отходящих линий.

В качестве вводных, межсекционных и линейных выключателей для всего РУ используются выключатели с одинаковым номинальным током отключения ($I_{ном,от}$). Как правило, рекомендуется применять выключатели с $I_{ном,от} = 20$ или 31,5 кА, а после разработки и освоения производства соответствующих КРУ 40 кА.

При выборе выключателей в соответствии с номинальным током отключения следует анализировать возможность развития подстанции и присоединенной к ней сети 6–10 кВ с учетом увеличения мощности КЗ при питании синхронных и асинхронных электродвигателей.

2. Присоединение двух секций сборных шин к трансформатору с расщепленной обмоткой 6–10 кВ без реактирования отходящих линий.

Каждая секция присоединяется к одной ветви обмотки трансформатора 6–10 кВ. Преимущество схемы состоит в том, что она позволяет значительно уменьшить отрицательное влияние нагрузок одной ветви на качество напряжения питания нагрузок другой ветви при резкопеременных графиках нагрузки, вызывающих колебания напряжения на шинах подстанции, или при вентильной нагрузке (значительной по величине), искажающей форму кривой напряжения.

Схема не может быть рекомендована при наличии крупных присоединений с нагрузкой, соизмеримой с номинальной мощностью одной ветви обмотки трансформатора, так как при этом, как правило, трудно равномерно распределить нагрузки между секциями сборных шин подстанции и обеспечить необходимое резервирование.

3. Присоединение одной секции сборных шин к обмотке трансформатора или к параллельно соединенным ветвям трансформатора с расщепленной обмоткой 6–10 кВ с реактированием отходящих линий.

В качестве вводных и межсекционных выключателей применяются выключатели с номинальным током отключения более 31,5 кА (40 кА).

На отходящих линиях от сборных шин РУ устанавливают групповые реакторы, к каждому из которых присоединяют от одной до четырех-пяти линий с номинальным током отключения выключателей 20 кА.

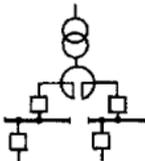
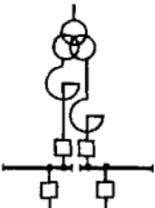
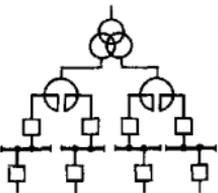
Число линий, присоединяемых к каждому групповому реактору, зависит от расчетных токов линий и от специфики присоединяемых в горничных подстанций или отдельных токоприемников. Иногда помимо реактированных линий к сборным шинам присоединяют

Таблица 2.150. Структурные схемы присоединения РУ 10(6) кВ

Схема	Номер схе- мы	Мощность трансформатора, МВ·А		Номинальный ток трансформатора (или ветви), А		Номинальный ток, А, индуктивное сопро- тивление реактора на вводе, Ом		
		при напряжении, кВ						
		6	10	6	10	6	10	
	I	10	10	916	550	—	—	
		16	16	1470	880	—	—	
		25	25	2300	1380	—	—	
		32	32	2940	1760	—	—	
		40	40	3670	2200	—	—	
		63	63	3640	3460	—	—	
		80	80	7340	4400	—	—	
		100	100	9160	5500	—	—	
	II	25	25	1150	690	—	—	
		32	32	1470	880	—	—	
		40	40	1835	1100	—	—	
		63	63	2890	1730	—	—	
	III	—	63	—	3460	—	—	
		—	80	—	4400	—	—	
	IV	63	—	2890	—	—	—	
		80	—	3670	—	—	—	
	V	25	—	2300	—	4000—0,18	—	
		—	32	—	1760	—	—	2500—0,2
		—	40	—	2200	—	—	4000—0,105

к трансформаторам и некоторые характеристики трансформаторов

Мощность КЗ от энергосистемы, МВ·А		Ударный ток КЗ от энергосистемы, кА				Номинальный ток выключателя ввода в КРУ, А, номинальный ток отключения выключателя, кА				
за трансформатором		за реактором		за трансформатором		за реактором				
при напряжении, кВ										
6	10	6	10	6	10	6	10	6	10	
80	80	—	—	18,7	11,2	—	—	1600/20	1000/20	
149	149	—	—	34,8	20,8	—	—	2000/20	1600/20	
228	228	—	—	53,5	31,9	—	—	3200/20	2000/20	
288	288	—	—	67,5	40,5	—	—	4200/58	2000/20	
—	354	—	—	—	50	—	—	—	3200/31,5	
—	—	—	—	—	—	—	—	—	9000/58*	
—	—	—	—	—	—	—	—	—	9000/58*	
—	—	—	—	—	—	—	—	—	9000/58*	
116	116	—	—	27,2	16,3	—	—	2000/20	1600/20	
148	148	—	—	34,6	20,8	—	—	2500/20	2000/20	
183	183	—	—	43	26	—	—	3200/20,	1600/20	
								3200/31,5		
282	282	—	—	66	39,5	—	—	4200/58*	2500/20	
—	560	—	—	—	78,5	—	—	—	9000/58*	
—	690	—	—	—	97	—	—	—	9000/58*	
282	—	—	—	66	—	—	—	—	4200/58	
368	—	—	—	86	—	—	—	—	4200/58	
228	—	112	—	53,5	—	26,2	—	3200/20	—	
—	288	—	188	—	40,5	—	26	—	2500/20	
—	354	—	230	—	50	—	32	—	3200/31,5	

Схема	Номер схе- мы	Мощность трансформатора, МВ·А		Номинальный ток трансформатора (или ветви), А		Номинальный ток, А, индуктивное сопро- тивление реактора на вводе, Ом	
		при напряжении, кВ					
		6	10	6	10	6	10
	VI	—	25	—	1380	—	$2 \times 1000 - 0,14$
		32	32	2940	1760	$2 \times 2500 - 0,2$	$2 \times 1600 - 0,14$
		40	40	3670	2200	$2 \times 2500 - 0,2$	$2 \times 1600 - 0,14$
		—	63	—	3460	—	$2 \times 2500 - 0,14$
		—	—	—	—	—	—
	VII	40	—	1835	—	$2500 - 0,2$	—
		—	80	—	2200	—	—
	VIII	63	—	5780	—	$2 \times 2500 - 0,2$	—
		80	—	7340	—	$2 \times 2500 - 0,2$	—

* КРУ с данными выключателями находятся в стадии разработки.

и неактивированные линии или токопроводы (через выключатели с соответствующим номинальным током отключения), для которых нецелесообразно снижение мощности короткого замыкания (например, крупный преобразовательный агрегат).

Основные преимущества схем с групповыми реакторами следующие: уменьшается ток подпитки КЗ от синхронных и асинхронных электродвигателей; повышается остаточное напряжение на сборных шинах при КЗ на отходящих линиях за реакторами;

при наличии электроприемников, ухудшающих качество электроэнергии в питающей их сети (вентильных, сварочных, с резкопеременными графиками нагрузки и др.), их неблагоприятное влияние меньше сказывается на качестве электроэнергии на сборных шинах подстанции.

К недостаткам схемы следует отнести, как правило, большую стоимость электрооборудования 6—10 кВ, наличие постоянных потерь в реакторах, увеличение габаритов РУ 6—10 кВ, что особо нежелательно при

Продолжение табл. 2.150

Мощность КЗ от энергосистемы, МВ А				Ударный ток КЗ от энергосистемы, кА				Номинальный ток выключателя ввода в КРУ, А/номинальный ток отключения выключателя, кА	
за трансформатором		за реактором		за трансформатором		за реактором			
при напряжении, кВ									
6	10	6	10	6	10	6	10	6	10
—	228	—	176	—	32	—	25	—	1000/20
288	288	140	210	67,5	40,5	32,5	29	3200/20	3200/20
394	354	154	245	83	50	36	34,4	3200/20	3200/20
—	560	—	326	—	78,5	—	46	—	3200/20
—	—	—	—	—	—	—	—	—	3200/31,5
183	—	109	—	43	—	25,5	—	3200/20	—
—	382	—	240	—	53,5	—	34	—	3200/31,5
560	—	184	—	131	—	43	—	3200/20, 3200/31,5	—
690	—	195	—	162	—	45,5	—	3200/20, 3200/31,5	—

лейной защиты в части обеспечения чувствительности и дальнего резервирования. Схема может быть осуществлена с применением шкафов РУ 10-5000.

4. Присоединение двух секций сборных шин к трансформатору с расщепленной обмоткой 6—10 кВ с реактированием отходящих линий.

Преимущества и недостатки применения расщепленных обмоток практически те же, что и для схем группы 2 без реакторов.

Снижение мощности короткого замыкания после реактора позволяет независимо от мощности трансформатора применять (в качестве вводных, секционных и линейных) выключатели со сравнительно небольшим номинальным током отключения [20 или 31,5 кА (40 кА)].

Значение, до которого целесообразно снижать мощность короткого замыкания на шинах 6—10 кВ, определяется соответствующим технико-экономическим анализом схе-

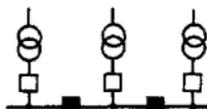


Рис. 280. Рекомендуемая структурная схема трехсекционного РУ 10(6) кВ

мы подстанции и системы электроснабжения от шин подстанции.

Существенными недостатками реактирования вводов являются ухудшение условий пуска и самозапуска крупных электродвигателей, сложности осуществления релейной защиты трансформатора и крупных единичных электроприемников или линий, отходящих ко вторичным подстанциям.

Если имеется большое число электродвигателей с большими пусковыми токами и не исключена перспектива дополнительного присоединения электродвигателей, следует по возможности избегать применения таких схем.

Ниже рассматриваются отдельные вопросы, связанные с разновидностями схем с реакторами на вводах в РУ от трансформаторов.

Отличительной особенностью применения двоянного реактора на вводе является ослабление неблагоприятного влияния нагрузок одной ветви реактора на качество электроэнергии на шинах за второй ветвью аналогично тому, как это имеет место при применении раздельной работы ветвей расщепленной обмотки трансформатора.

Схема со двоянным реактором на вводе при параллельном включении ветвей обмотки 10(6) кВ имеет некоторое преимущество по сравнению с раздельной работой ветвей расщепленной обмотки трансформатора, так как позволяет лучше использовать мощность трансформатора, когда нагрузка, которую надо изолировать, значительно меньше мощности ветви обмотки 6–10 кВ трансформатора.

Для трансформаторов Московского электрозавода, например, при нагрузке одной ветви трансформатора на 10–20% полной номинальной мощности трансформатора S_{TP} постоянная нагрузка второй ветви может допускаться не более 60% S_{TP} для трансформаторов различных мощностей. Таким образом,

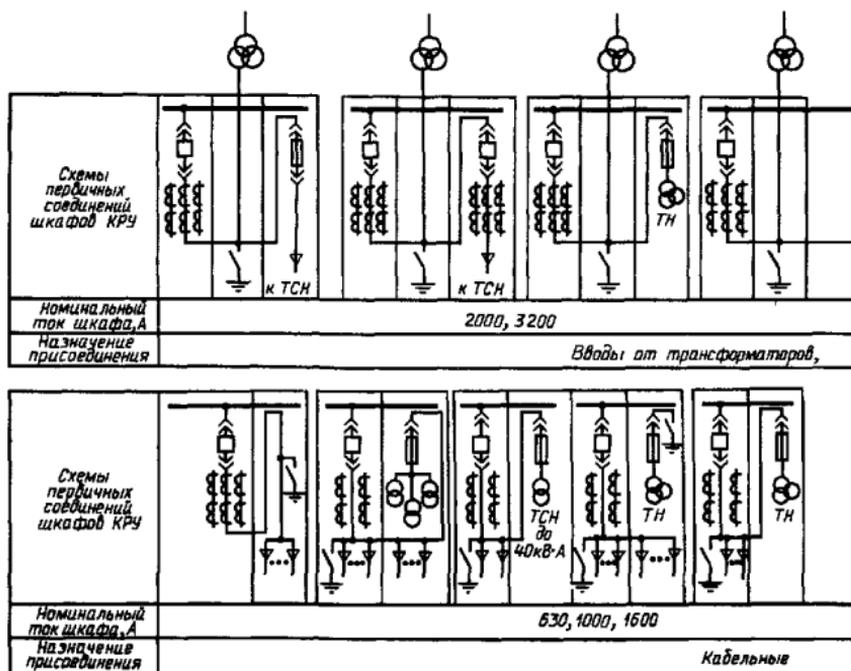


Рис. 281. Схемы первичных соединений

имеет место недоиспользование полной мощности трансформатора на 20–30%.

Если же на вводе от трансформатора установить двояный реактор с номинальным током каждой ветви, равным или близким к номинальному току трансформатора, то возможна любая неравномерность загрузки ветвей, т. е. полное использование мощности трансформатора.

При неравномерной загрузке ветвей двояного реактора следует считать напряжение на шинах, присоединенных к каждой ветви, так как напряжение за каждой ветвью зависит от соотношений токов и коэффициентов мощности нагрузок за обеими ветвями.

Схемы с установкой двух двояных реакторов на вводе от одного трансформатора [т. е. реактор на каждой ветви обмотки 10(6) кВ] или с двумя реакторами за параллельно включенными ветвями обмотки трансформатора, как правило, не следует применять.

В отдельных случаях применение их может быть обосновано при большом числе

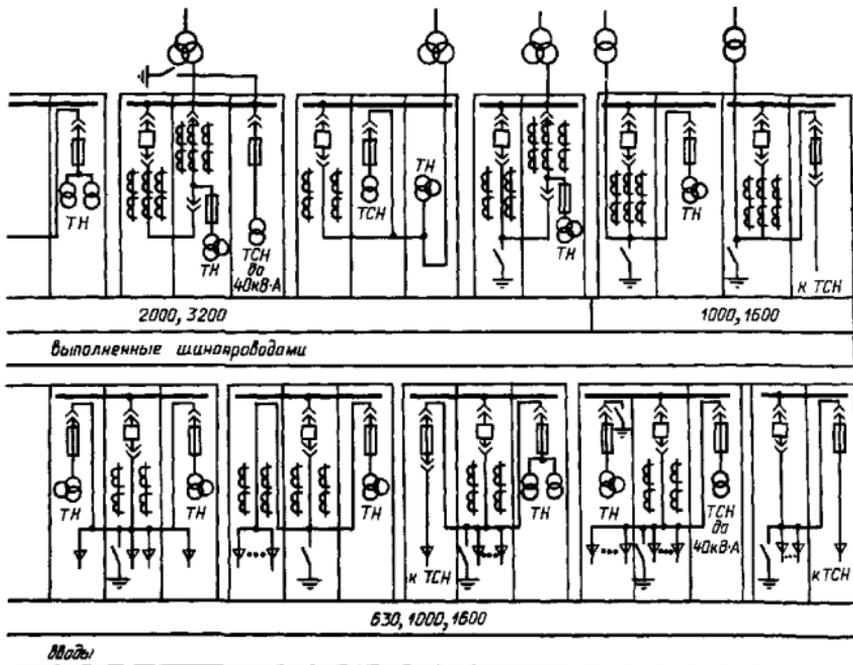
синхронных электродвигателей сравнительно малой мощности (до 500–800 кВт). Основными недостатками таких схем являются трудность, а порой и невозможность рационального распределения нагрузки между восемью секциями (для двухтрансформаторной подстанции) значительное увеличение аппаратуры 6–10 кВ (схема двухтрансформаторной подстанции будет иметь восемь секций шин на стороне 6–10 кВ).

Схемы подстанций на напряжение 6–10 кВ. Схемы главных цепей, как правило, состоят из набора элементов, описанных выше.

Сборные шины отдельных секций связываются межсекционными выключателями.

На многих подстанциях принимается раздельная работа секций в нормальном режиме. Однако при необходимости повышения надежности электроснабжения или увеличения мощности короткого замыкания на шинах 6–10 кВ применяется параллельная работа секций.

Когда требуется уменьшить влияние глубоких посадок напряжения на одной



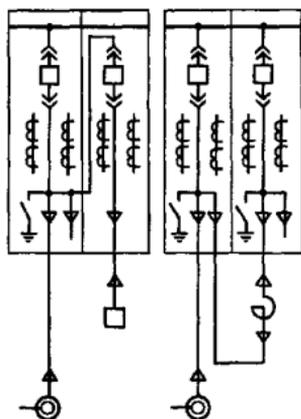


Рис. 2.82. Схемы первичных соединений шкафов КРУ 10(6) кВ для линий к синхронным электродвигателям:

номинальный ток ошиновки 630, 1000, 1600 А; присоединяемые двигатели — с динамическим торможением и реакторным пуском

секции шин при коротких замыканиях или при колебаниях напряжения, вызванных другими причинами, на вторую секцию в цепь межсекционного выключения целесообразно включать реактор.

Для трехтрансформаторных подстанций или трехсекционных РУ 6–10 кВ третий трансформатор или третий ввод 6–10 кВ присоединяется к одной из двух секций сборных шин через второй секционный выключатель, как показано на рис. 2.80.

Один секционный выключатель 6–10 кВ оборудуется схемой двустороннего АВР, второй — схемой одностороннего АВР.

Выбор секции, на которой выполняется одностороннее АВР секционного выключателя, производится на основании баланса нагрузок на источниках питания и расстояния до них.

Если третий трансформатор или третий ввод 6–10 кВ получает питание от независимого (от первых двух) источника электроэнергии, трехсекционные схемы на стороне 6–10 кВ, как правило, обеспечивают достаточную надежность электроснабжения электроприемников особой группы I категории.

На рис. 2.81 приведены рекомендуемые компоновки шкафов КРУ для вводов 10(6) кВ от трансформаторов и вводов на распределительные пункты. Выбор шкафа с трансформаторами тока в двух или трех фазах опре-

деляется требованиями вспомогательных цепей.

На подстанциях промышленных предприятий помимо вводов 10(6) кВ имеют место присоединения синхронных машин, состоящие из двух-трех шкафов КРУ. На рис. 2.82 приведены рекомендуемые компоновки шкафов КРУ для линий к синхронным электродвигателям.

3. КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ

2.51. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

На территории промышленного предприятия компоновки подстанций (ПС) и распределительных пунктов (РП) должны быть увязаны с генеральным планом. Генеральный план размещения подстанции — это раздел проекта, в котором предварительно должны решаться все вопросы размещения подстанции на территории промышленного предприятия с учетом существующих ситуационных условий и требований к внешним коммуникациям размещения зданий и сооружений подстанции.

Рациональное проектирование всей системы электроснабжения промышленного предприятия и, в частности, оптимальное и экономичное построение главных электрических схем подстанции и РП, выбор параметров оборудования и аппаратуры, а также компактная их расстановка представляют сложную и ответственную инженерную задачу.

При принятии окончательного варианта электроснабжения конкретного объекта должны быть учтены технические условия (ТУ) энергосистемы на подключение.

Одним из основных путей повышения надежности систем электроснабжения для предприятия в целом является упрощение схем (ликвидация отдельных звеньев и ступеней промежуточной трансформации, промежуточных ступеней распределения электроэнергии и т. п.). В этих условиях совершенствование электроснабжения современных промышленных предприятий идет по пути широкого применения подстанций (глубокие вводы 110–220 кВ и сокращения протяженности питающих сетей 10(6) кВ.

Компоновка подстанции должна предусматривать удобный подвод автомобильной

и, если требуется, железной дороги, удобные подходы и выходы воздушных линий электропередачи всех напряжений и кабельных сооружений в требуемых направлениях с учетом полного развития и очередности строительства подстанции или распределительного пункта. Расположение и компоновка зданий, сооружений и установка электрооборудования на подстанции и в распределительном пункте должны обеспечивать возможность производства всего комплекса строительно-монтажных работ и ремонта оборудования при эксплуатации с применением строительных и монтажных машин и механизмов, доставки и вывоза трансформаторов, подема и перемещения тяжелого оборудования, производства испытаний передвижными лабораториями, проезд пожарных автомашин и т. п. Выбор конструкции и материалов производится исходя из технико-экономической целесообразности применения принятых проектных решений в конкретных условиях строительства объектов электроснабжения и с обязательным учетом наличия соответствующих производственных баз у подрядчика (заказчика).

В проекте необходимо предусмотреть прогрессивные технические решения и мероприятия, обеспечивающие возможность выполнения электромонтажных работ индустриальными методами с использованием современного оборудования и готовых изделий, позволяющих применять передовые методы и приемы труда и производить укрупненную сборку изделий в мастерских электромонтажных заготовок. При компоновке подстанции и РП необходимо учитывать действующие строительные стандарты и размеры типовых элементов здания. Габариты зданий должны быть выбраны с учетом действующего строительного модуля. Для облегчения и ускорения монтажных работ в здании на строительную часть необходимо предусмотреть закладные элементы в полах, колоннах, балках и стенах зданий для приварки к ним конструкций и ограждений.

При выполнении рабочих чертежей необходимо максимально использовать типовые проекты и конструктивные решения, приведенные в альбомах типовых рабочих чертежей, деталей и узлов промышленных электроустановок.

2.52. ПЛАНИРОВКА, РАЗМЕЩЕНИЕ ПОДСТАНЦИЙ И КАБЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Здания и сооружения на территории подстанции размещают в соответствии с техно-

логической схемой работы ПС при максимальной компактности и с возможностью поэтапного строительства и дальнейшего расширения подстанции.

Главные понизительные подстанции (ГПП) максимально приближают к центрам нагрузок, насколько позволяют производственные условия, что позволяет построить экономичную и надежную схему электроснабжения.

При разработке плана компоновки подстанции глубокого ввода (ПГВ) целесообразно располагать его вблизи наиболее крупных энергоемких производств, при этом распределительные устройства 10(6) кВ следует встраивать в производственные корпуса, питаемые от ПГВ.

Распределительные устройства ПС напряжением 110–220 кВ в условиях нормальной среды обычно принимают открытыми.

На ряде промышленных предприятий в атмосферу выделяются различные производственные отходы, отрицательно действующие на изоляцию и тоководные части электроустановок. Для таких загрязненных зон установлены особые нормативы для выбора исполнения (класса) изоляции подстанций и воздушных линий в зависимости от степени загрязнения атмосферы (см. табл. 2.136–2.139).

Питание особо важных объектов в загрязненных зонах нужно предусматривать не менее чем от двух ГПП (или других источников), расположенных с противоположных сторон площадки таким образом, чтобы была исключена возможность одновременного попадания их в факел загрязнения.

Лучшим и наиболее надежным конструктивным решением для такого ПГВ в загрязненных зонах будет подстанция с минимумом установленного электрооборудования на ОРУ 110–220 кВ.

В районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты к компоновке подстанций предъявляют дополнительные специальные требования, обусловленные низкой температурой, гололедами, снежными заносами, сильными ветрами и вечномерзлыми грунтами. Эти условия затрудняют быстрое восстановление повреждений на подстанциях и требуют несколько повышенного резервирования и высокого качества электрооборудования, которое выбирается холодоустойчивого исполнения с хорошими уплотнениями для работы при температуре до минус 60 °С.

Подстанции устанавливают в местах с наименьшими снежными заносами с учетом характера снеговых наносов и преобладающего направления ветров; предусматривается

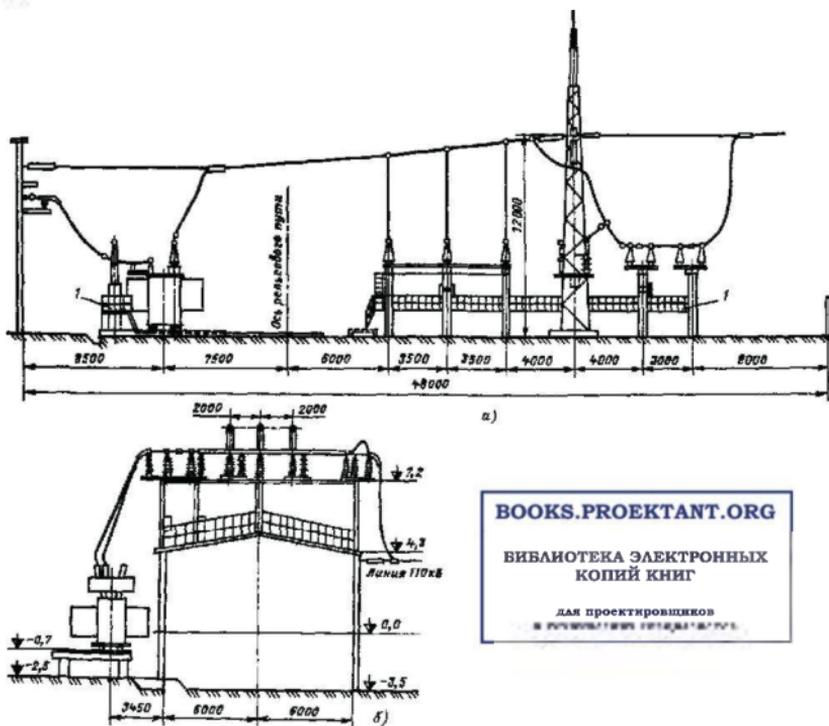


рис 2.83 Компоновка подстанции 110 кВ в районе Крайнего Севера.

а — на уровне земли, б — на крыше здания, 1 — площадка для обслуживания аппаратов

снегозащита. Компоновки подстанций выбирают простейшие. Открытые подстанции хотя и допускаются, но предпочтительнее закрытые РУ с открытой установкой только трансформаторов. Закрытые РУ выполняются отапливаемыми, с продуваемыми подвалами, в которых обычно располагаются кабели. При открытом варианте аппараты (разъединители, разрядники, измерительные трансформаторы) располагаются на высоте 3–3,5 м, и сооружаются площадки для их обслуживания (рис 2.83, а). В стесненных условиях и при особо сильных снежных заносах ОРУ 110 кВ можно размещать на крыше здания (рис 2.83, б), а трансформаторы — рядом с ЗРУ.

BOOKS.PROEKTANT.ORG

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ КОПИЙ КНИГ

для проектировщиков
и руководителей предприятий

2.53. КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБСЛУЖИВАНИЯ

Компоновку электрооборудования, конструктивное выполнение его, монтаж токоведущих частей, ошиновку и установку изоляторов, несущие конструкции, изоляционные и другие минимальные расстояния выбирают в проекте электрической части подстанции таким образом, чтобы обеспечивать безопасное обслуживание оборудования в нормальном режиме работы электроустановки, удобное наблюдение за указателями положения выключателей и разъединителей, уровнем масла в трансформаторах и аппаратах и т. п.

Заземляющие устройства являются составной частью всех электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания. Заземляющие устройства подстанции с большим током замыкания на землю должны иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом.

Территория подстанции должна иметь внешнее ограждение, которое следует выполнять в объеме проектируемого этапа строительства (территория, предусмотренная для расширения подстанции и РП, не ограждается, но предусматривается в проекте и не подлежит застройке).

Внешнее ограждение служит препятствием для проникновения на территорию посторонних лиц и должно иметь высоту 1,8–2 м. Внутреннее ограждение служит для выделения зоны ОРУ, находящихся под высоким напряжением, и имеет высоту 1,6 м. Для закрытых подстанций и распределительных пунктов ограждения не предусматривают.

При расположении подстанции и ОРУ в местах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие электрическую изоляцию, и разрушающие действующие на электрооборудование, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу электрооборудования, с применением усиленной изоляции (допускается устанавливать аппараты на более высокие напряжения, например в ОРУ 110 кВ использовать оборудование на напряжение 150 или 220 кВ; трансформаторы во всех зонах загрязнения допускается устанавливать открыто с применением усиленной изоляции вводов).

Электромонтажные и строительные конструкции подстанции и РП, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения эксплуатационного персонала, не должны нагреваться выше 50 °С от воздействия электрического тока в нормальном режиме. Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по находящимся вблизи токоведущим частям проходит переменный ток напряжением до 1 кВ.

2.54. КАТЕГОРИИ ПОМЕЩЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ И КАБЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Выбор основных строительных параметров, а также объемно-планировочное и конструктивное решение здания ПС (отдельно стоящего или совмещенного с производственным зданием или цехом) и кабельных сооружений должны производиться согласно требованиям действующих нормативных документов по строительству, утвержденным Госстроем СССР.

При определении расстояния между зданием ПС и другими специальными сооружениями и производственными объектами здание подстанции целиком следует относить по взрывной, взрывопожарной и пожарной

опасности к производствам категории Г согласно СНиП «Производственные здания промышленных предприятий». Основные строительные конструкции здания ПС должны быть не ниже II степени огнестойкости согласно СНиП «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений».

При проектировании объектов электрооборудования промышленных предприятий следует учитывать, что, как правило, на этих объектах нет постоянного дежурного персонала, а эксплуатационный осмотр производится эпизодически.

В табл. 2.151 перечислены основные помещения подстанции и кабельных сооружений, их пожарные характеристики.

2.55. ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРОТИВОПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Важным требованием при проектировании объектов электрооборудования является принятие соответствующих мер по защите электрооборудования кабелей и основных и вспомогательных помещений от пожара и взрыва. В комплекс противопожарных мероприятий на подстанции и кабельных сооружениях входят противопожарный водопровод, стационарные установки пожаротушения, отвод масла от трансформаторов и масляных выключателей при аварии.

При проектировании указанных мероприятий для электроустановок в отношении обеспечения пожарной безопасности следует руководствоваться требованиями соответствующих глав ПУЭ и разделов СНиП «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений», «Генеральные планы промышленных предприятий. Нормы проектирования» и других строительных норм и правил Госстроя СССР.

В этих нормативных документах большое внимание уделяется установкам, содержащим маслonaполненное оборудование с количеством масла более 60 кг, и противопожарной защите кабелей, которые являются также потенциальными источниками возникновения пожара.

Электротехнические здания и сооружения по степени пожарной опасности приравнены к производствам, категорию которых определяют согласно табл. 2.157, и должны выполняться из негорючих материалов, их основные строительные конструкции должны иметь предел огнестойкости не ниже минимального, установленного СНиП для соот-

Таблица 2.151. Категория производства помещений ПС

Помещения	Категория производства по СНиП	Класс помещений по ПУЭ
Помещение распределительного устройства напряжением выше 1 кВ: с выключателями с элегазовой или твердой изоляцией с выключателями, содержащими 60 кг масла и менее в единице оборудования	Г Г	— —
Примечание Допускается иметь на каждой секции КРУ один шкаф с трансформатором собственных нужд с количеством масла не более 200 кг с выключателями, содержащими масло более 60 кг в единице оборудования	В	П-1
Помещение пристроенной, встроенной и внутрицеховой комплектной трансформаторной подстанции (КТП) с масляными трансформаторами суммарной мощностью: до 3,2 МВ·А более 3,2 МВ·А	Г В Г	— П-1 —
Помещение пристроенной, встроенной и внутрицеховой подстанции с трансформаторами сухими, негорючим жидким или твердым диэлектриком, без ограничения мощности и числа трансформаторов	Г	—
Камера (пристроенная, встроенная, и внутрицеховая) закрытая с масляным трансформатором мощностью: до 3,2 МВ·А более 3,2 МВ·А	Г В Г	— П-1 —
Камера огражденная (открытая), встроенная (изолированная от цеха строительными конструкциями с огнестойкостью не менее 0,75 ч) с масляным трансформатором или другим маслонаполненным оборудованием без ограничения количества масла	Г	—
Помещение пристроенной, встроенной или внутрицеховой конденсаторной установки с суммарным количеством масла: до 3200 кг более 3200 кг	Г В Г	— П-1 —
Помещение пристроенной, встроенной или внутрицеховой конденсаторной установки с пропиткой негорючей синтетической жидкостью независимо от мощности и напряжения установки	Г	—
Помещение стационарной кислотной аккумуляторной батареи, сооружаемой согласно требованиям гл. 4.4 ПУЭ, в котором производится заряд при напряжении: более 2,3 В до 2,3 В	Е Е Е	В-1а — В-1б в верхней зоне
Стационарное помещение для зарядки тяговых и стартерных аккумуляторных батарей (АБ) Примечания: 1. При размещении в подвальном этаже не требуется применения легкосбрасываемых панелей. 2. Независимо от площади помещения АБ следует иметь один выход в тамбур	Е	В-1б в верхней зоне
Электромашинное помещение, сооружаемое согласно требованиям гл. 5.1 ПУЭ	Г	—
Помещение преобразовательной подстанции или преобразовательной установки с масляными трансформаторами или	Г	—

Продолжение табл. 2.151

Помещения	Категория производств по СНиП	Класс помещений по ПУЭ
другим маслонаполненным оборудованием, сооружаемое согласно требованиям гл. 4.3 ПУЭ		
Помещение печной подстанции с установкой масляного трансформатора и другого маслонаполненного оборудования, сооружаемое согласно требованиям гл. 7.5 ПУЭ, с суммарным количеством масла:		
до 3200 кг	Г	—
более 3200 кг	В	П-1
Помещение РУ напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока, сооружаемое согласно требованиям гл. 4.1 ПУЭ	Г	—
Помещение щитов управления, КИПиА, диспетчерские и операторские пункты и т. п.	Д	—
Здания и помещения вычислительных центров (ВЦ), сооружаемые согласно общесоюзным нормам технологического проектирования ВЦ:		
залы ЭВМ и все другие помещения для размещения средств вычислительной техники и аппаратуры, архивов и т. п.	Г	—
подпольное пространство (двойные полы) залов ЭВМ и других помещений	В	—
Помещения управляющих вычислительных машин (УВМ), предназначенных для систем автоматизации и управления электроприводами на базе машин типа СМ и микро-ЭВМ, в том числе подпольное пространство (двойные полы)	Г	—
Примечания. 1. Допускается установка УВМ в электропомещениях категории Г.		
2. В указанных помещениях и двойных полах устройство автоматического пожаротушения не предусматривается		
Трансформаторная мастерская (ТМХ), помещение генерации трансформаторного масла, закрытое хранилище масла	В	П-1
Помещение связи, компрессорные	Д	—
Другие вспомогательные и общественные помещения	Д	—
Кабельные сооружения и помещения:		
тоннели, закрытые галереи, шахты, кабельные этажи, в том числе подвальные, полуэтажи, колодцы и подпиточные пункты	В	П-1а
эстакады, частично открытые галереи	Г	—
каналы, двойные полы	Г	—

ветствующих конструкций зданий и сооружений I или II степени огнестойкости.

Требования к пределу огнестойкости строительных конструкций для электротехнических сооружений следующие. Эстакады, шахты и др. наружные сооружения для прокладки кабелей должны иметь основные несущие строительные конструкции (колонны, балки, фермы) из железобетона с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч или из стального проката — не менее 0,25 ч. Более усиленную защиту (1,5 ч) должны иметь стальные несущие строитель-

ные конструкции промышленных зданий и сооружений, если они могут опасно деформироваться при пожаре расположенных вблизи них масляных трансформаторов внутрицеховых подстанций или потока из 12 кабелей и более.

Электротехнические помещения и сооружения различных видов в местах примыкания к другим производственным помещениям должны разделяться негоряемыми противопожарными поперечными или продольными перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

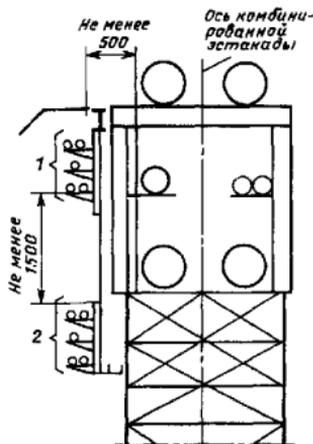


Рис. 2.84. Прокладка кабелей на комбинированной эстакаде:

1, 2 — разные трассы взаиморезервирующих кабелей первой категории

Практика показала, что наименее надежна прокладка кабелей в туннелях, каналах и траншеях. Поэтому при проектировании и решении вопросов канализации электроэнергии основные усилия должны быть направлены на внедрение надземной прокладки кабелей на эстакадах и в галереях чисто кабельных и комбинированных (рис. 2.84).

В расположенных вне зданий подстанции кабельных сооружениях (кабельный туннель, закрытая галерея, шахта с внутренним объемом более 50 м³), а также комбинированных туннелях, закрытых галереях и шахтах, предназначенных для прокладки и других коммуникаций, где проложено более 12 кабелей, должна быть предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация.

Тушение пожаров в кабельных сооружениях, расположенных вне зданий, осуществляется, как правило, с помощью передвижных средств — пожарных автомобилей, подающих воду или высокократную пену непосредственно к очагу пожара или в систему с «сухотрубам». Применение систем с «сухотрубам» рекомендуется в туннелях при отсутствии возможности подъезда передвижных средств, а в галереях и шахтах — при высоте верхней их отметки более 10 м над планировочной отметкой территории.

Наименьшие расстояния от масляных трансформаторов до стены производствен-

ного здания в свету приводятся в табл. 2.152.

Компоновочные и конструктивные решения кабельного помещения, отсечность, определение отдельных групп и трасс прокладок взаиморезервирующих кабелей, расстановка кабельных конструкций, сигнализация и пожаротушение должны выполняться в целях повышения надежности электроснабжения при любых аварийных ситуациях с минимумом материального ущерба при пожарах и возможно быстрого восстановления питания электроэнергией потребителей.

Кабельные помещения следует проектировать, как правило, одноэтажными. Допускается устройство подвалов с техническим этажом для кабельных разводок.

Высоту от пола кабельного этажа, в том числе и подвального, до низа ребер плит перекрытия следует принимать 2,4—3,6 (кратной 0,6 м).

Высота (в чистоте) в зоне проходов в кабельных помещениях должна быть не менее 1,8 м от кабельных конструкций.

Устройство порогов у выходов из кабельных помещений не допускается.

Длина пути наиболее удаленного возможного места нахождения обслуживающего персонала до ближайшего выхода не должна превышать 75 м. Второй выход допускается предусматривать через другие помещения ПС и при встроенных помещениях предприятия через цехи, отнесенные к производством категорий Г и Д.

Кабельные этажи и помещения должны разделяться на отсеки объемом не более 3000 м³, максимальной длиной (или шириной) не более 150 м. Между отсеками предусматривают противопожарные перегородки с пределом огнестойкости не менее 0,75, а дверей — 0,6 ч.

Из каждого отсека кабельного помещения необходимо предусматривать, как правило, не менее двух выходов. Один выход допускается при площади кабельного помещения до 300 м².

Для повышения надежности электроснабжения потребителей особой группы I категории рекомендуются кабельные помещения под ЗРУ 6—10 кВ разделять на отсеки по числу секции независимо от объема помещения.

Двери между отсеками кабельного помещения должны быть samozакрывающимися (без замков) с уплотнением притворов и открываться по направлению ближайшего выхода.

Внешние двери выходов непосредственно наружу, в коридор, на лестничную клетку или другие помещения должны открываться

Таблица 2.152. Наименьшее допустимое приближение масляных трансформаторов к обслуживаемым ими зданиям с производствами категорий Г и Д по ПУЭ

Расстояние от трансформатора до стены здания в свету	Требования к частям здания на участке напротив трансформатора при степени огнестойкости здания	
	I, II и III	IV, V
Менее 5 м (но не менее 0,8 м)	Двери и окна на высоте до уровня крышки трансформатора не допускаются. От уровня крышки трансформатора и выше на 8 м для трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А и на 10 м для трансформаторов мощностью более 1600 кВ·А допускаются неоткрывающиеся окна с заполнением армированным стеклом или стеклоблоками с рамами, имеющими предел огнестойкости 0,25 ч, а также двери с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч Выше 8 и 10 м соответственно допускаются окна, открывающиеся внутрь здания, с проемами, снабженными снаружи металлическими сетками с ячейками не менее 25 × 25 мм	Стена должна быть выполнена как брандмауэр, который при стораемой кровле должен возвышаться над ней на 0,7 м
5–10 м	На высоте от уровня крышки трансформатора и выше на 8 м для трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А и на 10 м для трансформаторов мощностью более 1600 кВ·А допускаются неоткрывающиеся окна с заполнением армированным стеклом или стеклоблоками, с несгораемыми рамами с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч. Выше допускаются окна, открывающиеся внутрь здания с проемами, снабженными снаружи металлическими сетками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч	То же » »
Более 10 м	Специальных требований не предъявляется	» »

Примечания 1. Под расстоянием от кожуха трансформатора понимается расстояние от наиболее выступающих частей трансформатора, расположенных на высоте менее 1,9 м от нулевой отметки.

2. Длина участка стены здания напротив трансформатора считается равной его максимальному габариту по горизонтали в направлении, параллельном стене здания, плюс по 2 м справа и слева от него при мощности трансформатора 1600 кВ·А и более и по 1,5 м с каждой стороны трансформатора при меньшей мощности.

3. При расстоянии от трансформатора до стены здания до 5 м по всей длине участка стены здания напротив трансформатора выполнять приемные отверстия приточной вентиляции не разрешается. Допускаются вытяжные отверстия с выбросом незагрязненного воздуха на уровне крышки трансформатора и выше

по направлению выхода и иметь устройство самозакрывания.

Эвакуационные выходы из кабельных подвалов следует осуществлять через обособленную лестничную клетку, имеющую выход, как правило, непосредственно наружу.

При невозможности устройства выходов непосредственно наружу допускается предусматривать выходы через лестницы, ведущие на первый этаж здания. При этом в подвале необходимо предусматривать тамбур, если в уровне пола первого этажа здания устраивается открытый проем. Проем для лестницы

должен ограждаться перилами. Ограждающие конструкции лестничной клетки должны иметь предел огнестойкости не менее 2 ч, конструкции лестниц — не менее 1 ч, ограждающие конструкции лестниц — не менее 0,75 ч.

Места входа кабелей в кабельный этаж должны иметь перегородки с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

Проход кабелей через перекрытия и внутренние стены должен производиться в трубах или проемах. После прокладки кабелей зазоры в трубах и проемах должны быть

заделаны легкопробиваемым негорючим материалом с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

При наличии в кабельном этаже шахты они должны быть отделены от кабельного этажа и других кабельных сооружений негорючими перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч и иметь перекрытия по верху и снизу.

Протяженные кабельные шахты должны через 20 м делиться на отсеки.

В кабельных помещениях и сооружениях, расположенных в здании ПС, с внутренним объемом более 100 м³ должны предусматриваться автоматические средства системы пожаротушения. При внутреннем объеме кабельного помещения 20–100 м³ следует предусматривать пожарную сигнализацию в соответствии с требованиями СН 174-75 «Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий» Госстроя СССР.

Кабельные конструкции следует устанавливать на расстоянии 0,8–1 м на горизонтальных прямолинейных участках. В местах поворота трассы расстояние между конструкциями выбирается исходя из допустимого радиуса кабелей, но не более чем на прямых участках.

В кабельных помещениях, имеющих автоматическое пожаротушение с использованием воздушно-механической пены или распыленной воды, можно не устанавливать раздельные перегородки, предусмотренные ПУЭ.

Взаиморезервирующие кабели (силовые, оперативного тока, средства связи, управления, сигнализации, систем пожаротушения и т. п.) следует прокладывать таким образом, чтобы при возникновении пожара на одной трассе (возгорание отдельного участка группы кабелей) была исключена возможность одновременной потери взаиморезервирующих кабелей. Расстояние между этими трассами должно быть (в свету) не менее 1 м по горизонтали, 1,5 м по вертикали.

В кабельных помещениях прокладка взаиморезервирующих кабелей должна выполняться по разным сторонам помещения таким образом, чтобы создать изолированные (условно) в пожарном отношении трассы.

В кабельных помещениях ПС, как правило, не должно быть муфт, т. е. кабели прокладываются целыми строительными длинами.

При выполнении прокладки кабелей следует соблюдать расстояния и порядок расположения кабелей на конструкциях в соответствии с требованиями ПУЭ.

Во всех кабельных помещениях и сооружениях необходимо предусмотреть запас емкости для дополнительной прокладки кабелей в размере 15% количества, предусмотренного на расчетный период (5 лет).

Согласно дополнению к п. 11.19 СН 174-75 в подвальном помещении, специально предназначенном для совместного размещения электрооборудования и другого оборудования и кабелей (например, в подвале машинного зала), при прокладке более 50 кабелей (в том числе более 25 силовых) должна быть предусмотрена дренажная система пожаротушения. Стационарная дренажная система пожаротушения необходима только для подвальных внутрицеховых помещений объектов электроснабжения, в которых размещены совместно электрооборудование и кабельные линии с числом кабелей в поперечном сечении 50–350 шт. При прокладке по одной трассе (потоке) менее 12 кабелей допускается не предусматривать дренажное устройство, если даже в поперечном сечении подвального помещения по разным трассам проложено более 50 кабелей. При таком решении необходимо соблюдать следующие условия: расстояние (в свету) между трассами (потоками) по горизонтали должно быть более 1, по вертикали 1,5 м. Кроме того, данная трасса не должна быть связана кабелями с другой (соседней) кабельной трассой. При максимальном числе кабелей в сечении менее 50, в том числе менее 25 силовых, дренажную систему не предусматривают.

Дренажную систему при эксплуатации проверяют при помощи сжатого воздуха. При выдаче строительного задания следует оговорить необходимость подвода сжатого воздуха к дренажной системе пожаротушения.

При прокладке кабелей по наружной стене производственного здания с производством Г и Д по СНиП должны быть соблюдены также же расстояния и требования, как и при прокладке кабелей внутри помещения. По стенам здания не допускается прокладывать транзитные кабельные линии других производств, питающие потребителей с электроприемниками I категории (в том числе особой группы). Стены здания должны иметь I или II степень огнестойкости.

Насосные станции установок пожаротушения должны, как правило, размещаться внутри здания ПС в первых и подвальных этажах в отдельных отопляемых помещениях, имеющих отдельный выход наружу или на лестничную клетку.

Электродвигатели рабочего и резервного

насосов дренажных установок и электродвигатели задвижек следует относить по надежности питания к электроприемникам I категории согласно ПУЭ. Для однострансформаторных ПС и при отсутствии второго источника электроэнергии допускается предусматривать привод одного насоса от двигателя внутреннего сгорания, включаемого вручную. Насосная станция должна быть оборудована телефоном.

Система пожаротушения должна иметь автоматизацию следующих процессов:

пуска рабочего пожарного насоса при срабатывании извещателя (датчика) пожарной сигнализации в кабельном и другом помещениях;

пуска резервного пожарного насоса при выходе рабочего насоса или понижении давления в напорном трубопроводе;

открытия и закрытия задвижек на трубопроводах.

2.56. ОТКРЫТЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 220 кВ

Выполнение все возрастающего объема электросетевого строительства на промышленных предприятиях немислимо без унификации и стандартизации проектных решений и в первую очередь конструкции и компоновки ОРУ.

Любое ОРУ состоит в основном из подходящих и отходящих присоединений, подключаемых к общим шинам.

Наиболее рациональной компоновкой ОРУ на подстанциях является компоновка с расположением оборудования в одной плоскости, когда электрооборудование размещается на нулевой отметке, чем обеспечивается удобство и безопасность его обслуживания.

При компоновке подстанций необходимо учитывать направление подходящих к ОРУ воздушных и кабельных линий, эстакад и туннелей, расположение подъездных дорог к подстанции и возможности доставки по ним оборудования с большой массой, климатические условия, рельеф и геологию местности, состояние окружающей среды (степень ее загрязнения).

Компоновка и размещение оборудования ОРУ напряжением 35—220 кВ и внутриплощадочных дорог на подстанциях должны обеспечивать возможность подъезда автокранов, телескопических вышек и других специальных механизмов к силовым трансформаторам, выключателям, трансформаторам

тока и напряжения и разрядникам, используемым при монтаже и эксплуатации.

На подстанциях, питающих потребителей I категории, кабельные каналы к аппаратам разных секций следует выполнять раздельными, чтобы при пожарах была исключена возможность одновременной потери взаиморезервирующих кабельных линий.

Планировка и отладка ОРУ выполняется с уклоном для отвода ливневых вод. Должны быть приняты меры для предотвращения попадания в каналы ливневых и почвенных вод. Полы в каналах должны иметь уклон не менее 0,5% в сторону водосборников или ливневой канализации.

Кабельные каналы должны выполняться из негорючих материалов с пределом огнестойкости 0,75 ч. Покрытие каналов выполняется бетонными съемными плитами и используется как дорожка для обслуживающего персонала подстанции. Масса отдельной плиты перекрытия должна быть не более 70 кг и иметь приспособление для подъема. Плиты в местах проезда должны быть рассчитаны на нагрузку от механизмов.

Конструкция ОРУ. Конструкция опор под ошиновку и оборудование служит для крепления и установки на них гибкой и жесткой ошиновок и оборудования.

Портальные конструкции для подвески ошиновки могут быть металлическими (из стали углового профиля) или из сборного железобетона. Опоры под оборудование выполняются из унифицированных железобетонных стоек и свай с металлическими конструкциями сверху для крепления аппаратов. При однорядном расположении выключателей ОРУ 35—220 кВ по блочным и мостиковым схемам (как правило, ПГВ) ее основные показатели приведены в табл. 2.153.

Ошиновка ОРУ должна подвешиваться на одиночных гирляндах изоляторов. Сдвоенные гирлянды следует применять лишь в случаях, когда гирлянда не удовлетворяет условиям механических нагрузок. Разделительные (врезные) гирлянды не допускаются, за исключением гирлянд, с помощью кото-

Таблица 2.153. Основные показатели типовых ОРУ 35—220 кВ, м

Элементы ОРУ	Напряжение, кВ		
	35	110	220
Шаг ячеек	6	9	15,4
Длина ячейки	30	37	86,5
Высота ячейкового портала	7,85	11,35	17
Высота шинного портала	6,1	7,85	11,35

рых осуществляется подвеска высокочастотных заградителей.

Выбор изоляции вновь проектируемых ОРУ должен соответствовать требованиям ПУЭ и обеспечивать надежную работу электроустановки без дополнительных эксплуатационных мероприятий (чистка или обывив изоляции, применение гидрофобных покрытий и т. п.).

Количество изоляторов в гирляндах ОРУ при металлических и железобетонных опорах можно определить по формуле

$$N = U\lambda_3/L_{3,и},$$

где U — наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ; $L_{3,и}$ — эффективная длина пути утечки одного изолятора, см; λ_3 — нормированная удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ.

Выбор числа подвесных изоляторов в гирляндах и опорных изоляторов для крепления проводов и шин при использовании электрооборудования в нормальном исполнении при проектировании определяется данными, приведенными в табл. 2.154.

Для определения числа изоляторов на подстанциях и ОРУ, расположенных в районах с загрязненной атмосферой, необходимо пользоваться дополнительными требованиями, приведенными в «Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферах».

Ответвления от сборных шин ОРУ, как правило, должны располагаться ниже сборных шин. Подвеска ошиновки одним проле-

том над двумя и более секциями (системами) сборных шин не допускается. При определении нагрузок на электротехнические конструкции необходимо учитывать дополнительные нагрузки от массы человека с инструментом и монтажных приспособлений: 200 кг при применении гирлянд изоляторов, 100 кг при опорных изоляторах.

Коэффициент запаса механической стойкости для гибких шин принимается не менее 3 по отношению к временному сопротивлению разрыву шин. Коэффициент запаса механической стойкости для подвесных изоляторов должен быть не менее 4 по отношению к гарантированной минимальной разрушающей нагрузке целого изолятора.

Расчетные механические усилия, передающиеся при коротком замыкании жесткими шинами на опорные изоляторы, должны приниматься в соответствии с ПУЭ.

При мощности короткого замыкания, равной или более приведенной ниже, гибкие шины РУ необходимо проверять на склестывание или на опасное в отношении пробоя сближение фаз в результате их раскачивания от электродинамического действия тока короткого замыкания:

Номинальное напряжение, кВ	110	150	220
Мощность короткого замыкания, МВ·А	4000	6000	8000

Изоляционные расстояния ОРУ. При рассмотрении вариантов компоновки электрооборудования и выполнении ошинок шинами или проводами необходимо принять допустимые минимальные расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов, устанавливаемых на территории ОРУ. При определении наименьших допустимых расстояний в открытых РУ дополнительно должно быть учтено следующее: при гибких шинах, расположенных в горизонтальной плоскости, расстояния между проводами разных фаз и токоведущей фазы до заземленных конструкций должны быть увеличены не менее чем на a , мм:

$$a = f \sin \alpha;$$

здесь f — стрела провеса провода при температуре 15°C , м; $\alpha = \arctg P/Q$ или $\text{tg} \alpha = P/Q$, где Q — масса провода на 1 м длины, кг/м; P — ветровая нагрузка на 1 м длины провода, Н/м².

Скоростной напор ветра принимается равным 60% величин, выбранных при расчете опор и строительных конструкций.

Таблица 2.154. Число изоляторов для крепления проводов и шин

Тип изолятора	Напряжение, кВ					
	До 10	20	35	110	150	220
ПФ6-Б	—	3	5	8	10	15
ПФ6-В	—	3	4	8	10	15
ПС6-А	—	3	5	9	11	16
ПС6-Б	—	3	4	8	11	16
ШН-10	1	—	—	—	—	—
СНШ-10	1	—	—	—	—	—
ОНС-10-500	1	—	—	—	—	—
ОНС-10-2000	1	—	—	—	—	—
ОНС-20-500	—	1	—	—	—	—
ОНС-20-2000	—	1	—	—	—	—
ОНШ-35-1000	—	1	1	3	4	—
ОНШ-35-2000	—	1	1	3	4	5
ШО-35	—	—	1	—	—	—
ШО-110	—	—	—	1	—	—
ШО-150	—	—	—	—	1	—
ШО-220	—	—	—	—	—	1
ОС-1	—	1	2	5	7	—

Таблица 2.155. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ напряжением до 220 кВ (по ПУЭ)

Расстояния	Обозначение по ПУЭ	Изоляционные расстояния, мм, для номинального напряжения, кВ					
		До 10	20	35	110	150	220
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до конструкций или внутренних ограждений высотой не менее 2000 мм	$A_{\phi-z}$	200	300	400	900	1300	1800
Между проводами или шинами разных фаз	$A_{\phi-\phi}$	220	330	440	1000	1400	2000
От токоведущих частей или элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до внутренних ограждений высотой 1600 мм, до максимального габарита транспортируемого оборудования	B	950	1050	1150	1650	2050	2550
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	B	950	1050	1150	1650	2050	3000
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Γ	2900	3000	3100	3600	4000	4500
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора	D	2200	2300	2400	2900	3300	3800
От контакта и ножа разъединителя или заземлителя в отключенном положении до ошины, присоединенной ко второму контакту	$Ж$	240	365	485	1100	1550	2200

Наименьшее расстояние в свету между проводами разных фаз при их наибольшем сближении должно соответствовать наименьшим воздушным промежуткам, принимаемым на воздушных линиях для наибольшего рабочего напряжения сети. В гибких токопроводах, выполненных из нескольких проводов в фазе, предусматриваются дистанционные распорки.

Трансформаторы и электрические аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем планировки или отметки кабельного канала на высоте не менее 2,5 м, допускается не ограждать. При меньшей высоте оборудование должно иметь постоянное внутреннее ограждение. Расстояние в свету между токоведущими частями разных номинальных напряжений принимается по высшему напряжению конкретной электроустановки (по схеме ОРУ) (табл. 2.155).

2.57. УСТАНОВКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОТКРЫТОМ ВОЗДУХЕ

Трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А устанавливают на низкий фундамент из сборного железобетона.

Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах должны быть предусмотрены направляющие. Трансформаторы массой до 2000 кг, не снабженные катками, допускается устанавливать непосредственно на фундаменте.

Фундаменты трансформаторов при наличии на подстанции специального пути перекачки связаны с ним участками поперечных путей. Так как трансформаторы в условиях постоянной эксплуатации с кареток не снимают, поперечные пути фактически играют роль фундаментов. На фундаментах транс-

форматоров должны быть предусмотрены места для установки домкратов, создающие уклон для трансформатора. Трансформаторы должны устанавливаться так, чтобы отверстие выхлопной трубы не было направлено на близко установленное оборудование, кабельные муфты и ошиновку. Минимальное расстояние в свету между рядом установленными трансформаторами должно быть не менее 1,25 м. Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли. Трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, должны снабжаться стационарной лестницей. На крышках и баках трансформаторов допускается установка вентиляльных разрядников на напряжение не выше 35 кВ, а также крепление конструкции для ошиновки и подвода комплексных токопроводов.

На подстанциях с трансформаторами напряжением 110–150 кВ единичной мощностью 63 МВ·А и более и трансформаторами напряжением 220 кВ любой мощности следует предусматривать противопожарный водопровод с гидрантами с питанием от существующей внутривозвальной сети водоснабжения.

На подстанциях с трансформаторами напряжением 35–150 кВ единичной мощностью менее 63 МВ·А противопожарный водопровод не предусматривается, а тушение пожара производится пожарными автомашинными.

Под открыто установленными трансформаторами с количеством масла 1000 кг и более в единиче и под баковыми выключателями напряжением 110 кВ и выше должны предусматриваться маслоприемники с отводом масла в подземный бак (маслосборник), расположенный на территории подстанции. Размеры маслоприемника определяются в зависимости от габарита маслонаполненного трансформатора или аппарата. Необходимо, чтобы в плане размеры маслоприемника превышали размеры маслонаполненного электрооборудования в каждую сторону не менее, чем приведено в табл. 2.156.

Объем маслоприемника с отводом масла под трансформаторами, реакторами должен быть рассчитан на 100% объема содержащегося в них масла, а под баковыми выключателями напряжением 110 кВ и выше — 80%. На подстанциях напряжением 220 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ·А и выше должны быть предусмотрены стационарные автоматические установки для пожаротушения, объем маслоприемника дол-

Таблица 2.156. Превышение размеров маслоприемника (в плане) над размерами маслонаполненного электрооборудования

Количество масла в трансформаторе или аппарате, т	Превышение размеров маслоприемника (в каждую сторону), м
До 2	0,6
2—10	1
10—50	1,5
Более 50	2

жен быть рассчитан на 100% содержащегося в них масла.

Маслоотводы должны выполняться в соответствии с § 4.2.70 ПУЭ.

Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать возможность перетока масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным каналам и подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслостока и забивку его снегом, льдом и т. п. Маслоприемники с отводом масла в маслосборники выполняются в виде бортовых ограждений маслонаполненного оборудования. Высота бортовых ограждений маслоприемника должна быть не менее 0,25 м и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки. Дно маслоприемника может выполняться на уровне окружающей планировки или ниже уровня. При применении ОРУ системы маслоприемников с отводом масла должны быть предусмотрены маслосборники, рассчитанные на полный объем масла, содержащегося в наиболее крупной единице оборудования с масляным заполнением.

При единичной мощности трансформаторов 60 МВ·А и более напряжением 110 кВ и выше при расстоянии между ними менее 15 м предусматривается установка огнестойкой перегородки, выступающей за габариты трансформатора по ширине на 1 м высотой не ниже верхней части вводов.

Для крепления ошиновки, как правило, используются типовые порталные конструкции.

2.58. ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА, ДОРОГИ, ВЪЕЗДЫ И ПРОЕЗДЫ ПОДСТАНЦИЙ

Компоновка и конструкции ОРУ напряжением до 220 кВ должны обеспечивать применение автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и других средств

для механизации ремонтных и эксплуатационных работ, подъезд передвижных лабораторий к силовым трансформаторам, выключателям, трансформаторам тока, напряжения и разрядникам. Кроме того, должен быть обеспечен свободный проезд пожарных автомашин.

При проектировании необходимо решить некоторые вопросы транспортировки (трасса, способ) трансформаторов с массой выше 40 т, их разгрузки и погрузки, установки на каретки и т. п.

В ЗРУ 35—220 кВ и в закрытых камерах трансформаторов должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства или возможность применения грузоподъемных устройств для механизации ремонтных и эксплуатационных работ.

Плано-предупредительный ремонт трансформаторов напряжением до 220 кВ должен осуществляться, как правило, на месте их установки с помощью автокранов. При этом рядом с трансформатором следует предусмотреть площадку, рассчитанную на размещение деталей, снятых с ремонтируемого трансформатора, таковой оснастки и оборудования, необходимого для ремонтных работ с соблюдением габаритов приближения: 1 м от крана до оборудования; 0,7 м между оборудованием.

На крупных заводах и комбинатах (металлургических, химических и т. п.), на которых нет централизованного трансформаторно-масляного хозяйства, но на подстанциях (ГПП, ПГВ) установлены крупные трансформаторы, можно при необходимости предусматривать инвентарные грузоподъемные устройства.

При наличии инвентарного грузоподъемного устройства, если поднимаясь при осмотрах масса выемной части трансформатора более 25 т, между ними и фундаментами трансформаторов предусматриваются железнодорожные пути. Вдоль путей перекатки, а также у фундаментов трансформаторов должны быть предусмотрены анкеры, позволяющие закреплять за них лебедки, направляющие блоки, полиспасты, используемые при перекатке трансформаторов в обоих направлениях на собственных катках. В местах изменения направления движения должны быть предусмотрены места установки домкратов для подъема трансформаторов при развороте катков на 90°. Для доставки трансформаторов и прочего оборудования на подстанцию предусматривается подъездная автомобильная дорога в одну полосу движения, рассчитываемая на провоз устанавливаемых трансформаторов.

На территории ОРУ вдоль выключателей также рекомендуется предусматривать автомобильную дорогу, связанную с подъездной дорогой подстанции. При недостатке места для площадки подстанции это требование не обязательно. Для обслуживающего персонала подстанции на территории ОРУ и на подходах к зданию закрытой части подстанции предусматриваются ходовые дорожки шириной не менее 0,8 м с улучшенным покрытием. С этой целью могут быть использованы также перекрытия кабельных каналов.

Ширина проезжей части внутриплощадочных дорог должна быть не менее 3,5 м. При определении габаритов проездов должны быть учтены размеры применяемых приспособлений, механизмов и автотрактеров с обеспечением возможности их подъезда.

Подъездные железнодорожные пути допускаются только к подстанциям 110 кВ и выше при наличии близкорасположенных внутриводских железнодорожных путей. Вводы железнодорожных путей в ОРУ, как правило, должны быть тупиковыми.

2.59. ПРИМЕРЫ КОМПОНОВОЧНЫХ РЕШЕНИЙ ОРУ

Решения схемных и компоновочных вопросов ОРУ напряжением до 220 кВ следует преимущественно принимать по типовым схемам и проектам, где использовано минимальное число электрооборудования и приняты блочные конструкции заводского изготовления. Подстанции напряжением до 220 кВ должны по возможности размещаться рядом с обслуживаемыми ими производственными корпусами, а их РУ напряжением 6—10 кВ, как правило, должны быть встроены в корпуса цехов этих производств.

На рис. 2.85 приведена компоновка главной понизительной подстанции (ГПП) по схеме блока линия—трансформатор; на стороне 220 кВ установлены разъединитель для ремонтных работ и короткозамыкатель; имеются вспомогательные сооружения, необходимые для эксплуатации подстанции. Для перемещения трансформатора на ремонтную площадку предусмотрена железнодорожная колея.

Для оптимального решения вопросов компоновки подстанции (ГПП, ПГВ) необходимо стремиться максимально сокращать площади территории подстанции в целях всемерной экономии земли. Кроме того, в условиях интенсивного загрязнения в блочных схемах трансформатор—линия рекомен-

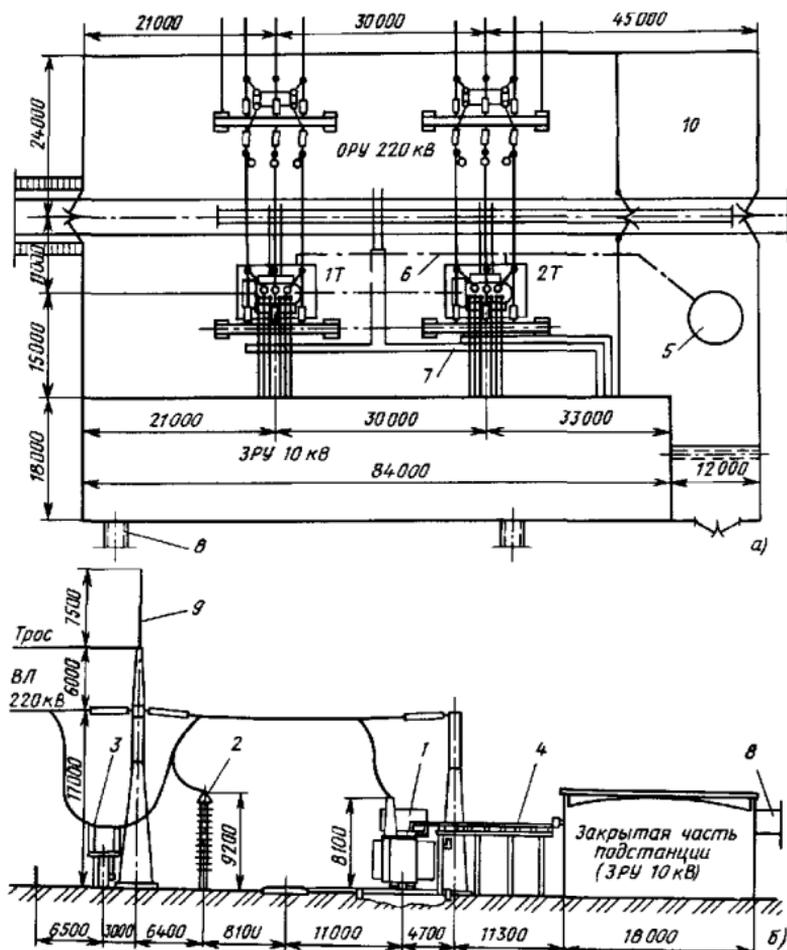


Рис. 2.85. Пример компоновки ГПП 220 кВ с трансформаторами 63 МВ·А:

а — план; б — разрез; 1 — трансформатор типа ТРДН-63000/220; 2 — вентильный разрядник типа РВС-220вз; 3 — разъединитель типа РНД3-2-220/1000; 4 — открытый токопровод на 10 кВ; 5 — подземный маслобункер; 6 — маслопровод; 7 — кабельный канал; 8 — кабельная эстакада; 9 — молниезвод; 10 — место для ремонта трансформаторов

дуются применять трансформаторы со специальными кабельными вводами на стороне 110–220 кВ и шинными вводами в закрытых коробах на стороне 6–10 кВ. На рис. 2.86 приведен пример такой компоновки крупной подстанции глубокого ввода с открытой установкой четырех трансформаторов: два мощностью 80 МВ·А и два мощностью

63 МВ·А. Все трансформаторы приняты с кабельным вводом на напряжение 110 кВ и с расщепленными обмотками. От трансформаторов со стороны 10 кВ передача электроэнергии осуществляется симметричными токопроводами типа ТКС-10 с номинальным током 3200 А, напряжением 10 кВ.

Токопроводы прокладываются на спе-

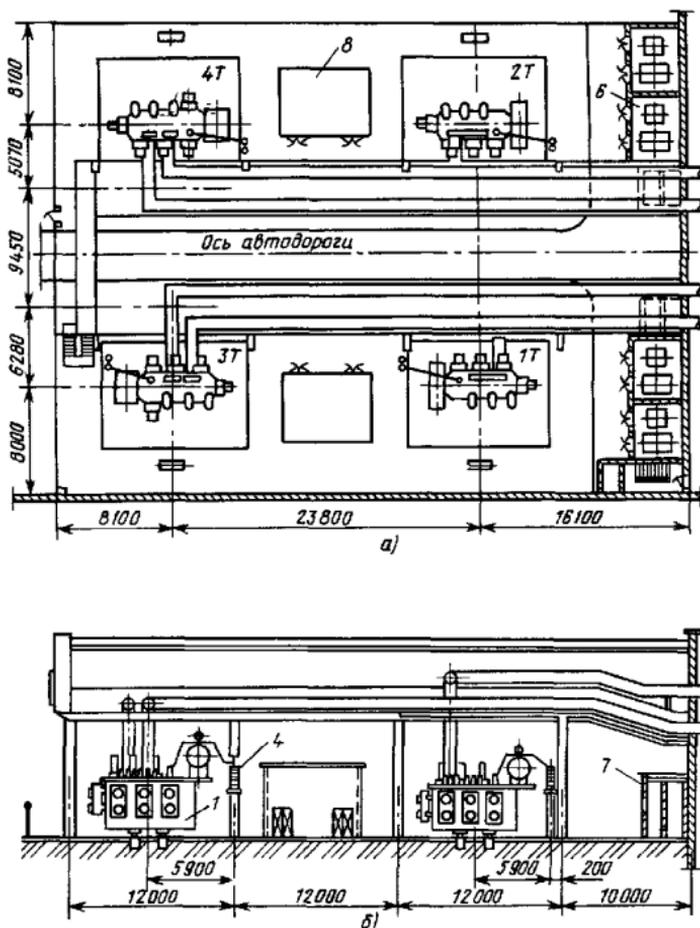
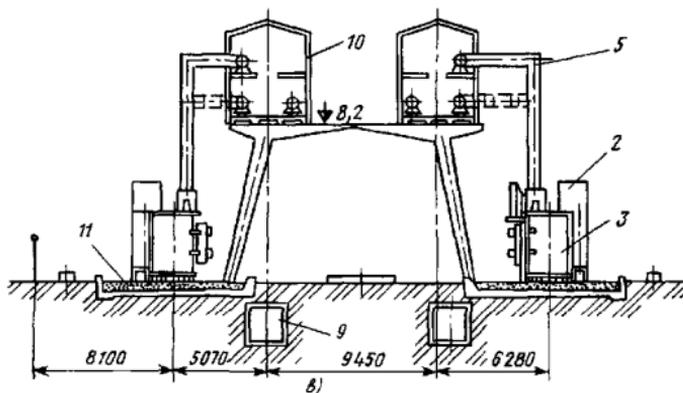


Рис. 2.86. Компоновка подстанции глубокого ввода (ПГВ) с четырьмя трансформаторами мощностью 2×63 МВ·А с кабельным вводом 110 кВ:

a – план; *б* – разрез по трансформаторам; *в* – разрез по кабельным вводам и эстакаде; 1 – силовой трансформатор типа ТРДНК-63000/110; 2 – кабельный ввод 110 кВ, поставляется с трансформатором; 3 – шкаф обогрева концов кабеля напряжением 110 кВ, выполняется в проекте; 4 – заземлитель типа ЗОН-110 и разрядник; 5 – симметричный комплектный токопровод ТКС-10-3200 на 3200 А; 6 – помещение камер дугогасящих катушек и трансформаторов собственных нужд; 7 – вентиляционная камера кабельного туннеля; 8 – помещение для установки баков подпитки кабеля среднего давления напряжением 110 кВ; 9 – кабельный туннель; 10 – шинная эстакада; 11 – маслоприемник с отводом масла



Продолжение рис. 2.86

циальной эстакаде. Закрытое РУ 10 кВ размещено в здании цеха и состоит из КРУ. Характерной особенностью такого ПГВ является отсутствие распределительного устройства на напряжение 110 кВ и отсутствие выключающего аппарата перед трансформатором. Питательный кабель напряжением 110 кВ наглухо подсоединен к выводам трансформатора. Место подсоединения закрыто герметически специальным кожухом и заполнено трансформаторным маслом. Компоновка подстанции не предусматривает ремонт трансформаторов на месте их установки, поэтому трансформаторы для ремонта должны транспортироваться на ремонтную базу завода.

2.60. ЗАКРЫТЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 35–220 кВ

Закрытые распределительные устройства и РП имеют ряд преимуществ перед открытыми РУ 35–220 кВ:

- повышается надежность электроснабжения промышленных предприятий;
- сокращается занимаемая внутризаводская территория;

- уменьшается протяженность внешних кабельных сетей при максимальном приближении РП к центру нагрузок;

- сокращается количество силовых и контрольных кабелей внутриподстанции при разводке в результате компактного расположения оборудования и уменьшения площади;

- улучшаются условия эксплуатации и ремонта.

Здания и помещения закрытого распределительного устройства и камеры трансформаторов должны выполняться I или II степени огнестойкости по противопожарным требованиям согласно СНиП. Все ЗРУ при наличии загрязненной наружной атмосферы оборудуются системами вентиляции. В районах с температурой ниже минус 25°C в неотапливаемых ЗРУ предусматривается подогрев масла в масляных выключателях и подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей и их агрегатных шкафов.

В ЗРУ 35–220 кВ в закрытых камерах трансформаторов необходимо предусмотреть стационарные грузоподъемные устройства или возможность применения грузоподъемных устройств для механизации ремонтных и эксплуатационных работ.

Протяженные коридоры управления делаются несгораемыми перегородками на отсеки длиной не более 60 м.

Типы камер для масляных выключателей в зависимости от объема масла в нем приведены в табл. 2.157.

Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2200 мм и более, разрешается не ограждать. Неогражденные токоведущие части, соединяющие конденсатор устройства высокочастотной связи, телемеханики и защиты с фильтром, должны быть расположены на высоте не менее 2,2 м, при этом целесообразно устанавливать фильтр на высоте, позволяющей производить настройку фильтра без снятия напряжения с оборудования присоединений. Подвесные

Таблица 2.157. Тип камер для выключателей

Тип выключателя	Тип камеры
Выключатели с количеством масла до 25 кг	Открытые камеры, комплектные распределительные устройства разных серий
Выключатели с количеством масла: 25—60 кг	Для выключателей, выбранных с 20 %-ным запасом по отключаемой мощности, — открытые камеры. При отсутствии запаса отключаемой мощности — отдельные взрывные камеры с выходом наружу или во взрывной коридор
более 60 кг	Отдельные взрывные камеры с выходом наружу или во взрывной коридор

изоляторы РУ в закрытых помещениях и РП напряжением до 220 кВ применяются в таком же количестве, как и для ОРУ (табл. 2.158).

Расстояния в свету между голыми токоведущими частями разных фаз, заземленных конструкций и ограждений, а также между неограженными токоведущими частями разных цепей должны быть не менее значений, приведенных в табл. 2.158. На трубах и шинах необходимо устанавливать компенсаторы, а также принимать меры против их вибрации.

Жесткая ошиновка на стороне 6—10 кВ трансформаторов выполняется только на коротких участках в пределах 20 м, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию. Ошиновка закрытого РУ должна выполняться, как правило, из алюминиевых, сталалюминиевых и стальных проводов, полос, труб и шин из алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения.

Выходы из ЗРУ. Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать безопасное, удобное обслуживание установок и перемещение оборудования, расстояние в свету между ограждениями должно составлять не менее 1 м при одностороннем и 1,2 м при

Таблица 2.158. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ напряжением до 220 кВ (по ПУЭ)

Наименование	Обозначение по ПУЭ	Изоляционные расстояния, мм, для напряжения, кВ							
		3	6	10	20	35	110	150	220
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей здания	$A_{ф-з}$	65	90	120	180	290	700	1100	1700
Между проводниками разных фаз	$A_{ф-ф}$	70	100	130	200	320	800	1200	1800
От токоведущих частей до сплошных ограждений	B	95	120	150	210	320	730	1130	1700
От токоведущих частей до сетчатых ограждений	B	165	190	220	280	390	800	1200	1800
Между неограженными токоведущими частями разных цепей	Γ	2000	2000	2000	2200	2200	2900	3000	3800
От неограженных токоведущих частей до отметки пола	D	2500	2500	2500	2700	2700	3400	3700	4200
От неограженных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	E	4500	4500	4500	4750	2750	5500	6000	6500
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	$Ж$	80	110	250	220	350	900	1300	2000

двустороннем расположении оборудования. В коридоре управления, где находятся приводы выключателей или разъединителей, указанные размеры должны быть увеличены соответственно до 1,5 и 2 м. Это требование не распространяется на КРУ и шкафы вводов высокого напряжения для КТП.

При длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора при двустороннем обслуживании до 1,8 м. Местное сужение коридора обслуживания строительными конструкциями допускается не более чем на 0,2 м.

Число выходов из помещения РУ должно выполняться в соответствии со следующим: при длине РУ или фасада КРУ до 7 м допускается один выход; при длине РУ 7—60 м — два выхода по его концам; допускается располагать выходы из помещения РУ на расстоянии до 7 м от его торцов; при длине распределительного устройства более 60 м кроме выходов по концам его должны быть предусмотрены дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридора обслуживания или управления до выхода из помещения было не более 30 м. В многоэтажных подстанциях и РП второй и дополнительные выходы из РУ могут быть предусмотрены также на балкон с наружной пожарной лестницей.

На подстанциях или РП, питающих электроприемники особой группы I категории, разные секции ЗРУ рекомендуется разделять перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Кабельные помещения под этими РУ также должны быть разделены или изолированы в противопожарном отношении по числу секций распределительных устройств. Помещения КРУ с большим числом шкафов следует разделять на отсеки не более 60 м несгораемыми перегородками с дверями огнестойкостью не менее 0,75 ч.

Кабельные помещения и каждый их отсек должны, как правило, иметь не менее двух выходов. Один выход допускается устраивать в кабельных этажах, полуэтажах, в том числе подвальных площадью до 300 м² при условии, что расстояние (длина пути) до выхода на лестничную клетку или до лестницы к люку не превышает 25 м. Выходы из кабельных этажей должны размещаться таким образом, чтобы не было тупиков длиной более 25 м и длина пути от любого наиболее удаленного возможного места нахождения обслуживающего персонала до ближайшего выхода не превышала 75 м.

Высоту подвала (до низа ребер плит

перекрытия) следует принимать кратной 0,6 м. Кабельные подвалы следует принимать высотой не менее 3 м.

Высота (в свету) проходов подвала в местах прохода обслуживающего персонала должна быть не менее 1,8 м.

Подвальные помещения и кабельные сооружения должны иметь дренажное устройство, а при высоком уровне грунтовых вод — кроме того, и усиленную гидроизоляцию.

Двери между отсеками одного распределительного устройства или между смежными помещениями двух распределительных устройств должны иметь устройство, фиксирующее их в закрытом положении и не препятствующее открыванию в обоих направлениях. Двери между помещениями РУ напряжением до 1 кВ и выше должны открываться в сторону распределительного устройства напряжением до 1 кВ. Двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу и иметь самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны помещения РУ. Двери или ворота камер, содержащих маслонаполненное оборудование с количеством масла более 60 кг, должны иметь предел огнестойкости не менее 0,6 ч в случаях, когда они выходят в помещения, не относящиеся к данной подстанции; в остальных случаях двери могут быть сгораемыми. Полы помещений подстанций по всей площади каждого этажа выполняются на одной отметке. Конструкция лолов должна исключать возможность образования цементной пыли. Уровень пола в помещениях первого этажа должен быть выше нулевой отметки не менее чем на 0,2 м. Устройство порогов в дверях между отдельными помещениями и в коридорах не допускается.

Оконные переплеты помещений РП и подстанций могут быть сгораемыми. Окна в ЗРУ должны быть неоткрывающимися. Окно первого этажа защищают сетками с размером ячеек 25 × 25 мм. Помещения РУ подстанций могут быть без окон. Устройство световых фонарей не допускается.

Проемы в междуэтажных перекрытиях, стенах, перегородках и т. п. должны быть заданы несгораемыми перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Прочие отверстия и проемы в наружных стенах должны быть защищены сетками или решетками с ячейками размером 15 × 15 мм, при этом сетки должны находиться на высоте не менее 0,5 м от земли. Отверстия в местах прохождения кабелей должны иметь уплотнения с пределом огнестойкости 0,75 ч.

Перекрытия кабельных каналов должны быть выполнены из железобетона или других материалов соответствующей огнестойкости и прочности в уровень с чистым полом помещения. Масса отдельной плиты перекрытия должна быть не более 50 кг.

Пересечение камер аппаратов и трансформаторов кабелями, относящимися к другим цепям, как правило, не допускается, в исключительных случаях допускается выполнять их в трубах.

Закрытые камеры. При сооружении закрытых камер над подвалом, на втором этаже под трансформаторами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов, приведенных в табл. 2.159.

Подземные сооружения и помещения должны иметь гидроизоляцию, исключающую возможность попадания в такие поме-

щения и сооружения грунтовых, ливневых или талых вод, кроме того, в них должны быть приняты меры для предотвращения попадания технологических вод или масла. Случайные воды, попавшие в кабельные подвальные этажи, туннели, каналы и т. п., должны удаляться в систему ливневой канализации самотеком или водоотливными устройствами; для сбора воды должны устраиваться приямки и пол выполняться с уклоном не менее 0,1%.

Закрытые элегазовые РУ. В области сооружения распределительных устройств и производства высоковольтной аппаратуры в шестидесятых годах за границей определилось новое прогрессивное направление — комплексные высоковольтные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

Напряжение пробоя в элегазе приблизительно в 2,5—3 раза выше, чем в воздухе.

Таблица 2.159. Маслоприемные устройства для масляных трансформаторов в маслонаполненной аппаратуре (по ПУЭ)

Камеры на первом этаже с выходом наружу (в том числе на пристроенных и встроенных подстанциях) в производственное помещение подстанции вместимостью		Камеры над подвалом на втором этаже и выше, а также камеры с выходом во взрывной коридор вместимостью			
до 600 кг масла	более 600 кг масла	до 60 кг масла	60—600 кг масла	при количестве масла более 600 кг	
				1-й вариант	2-й вариант
Не выполняются	Порог или пандус из негорючего материала в дверном проеме камеры, рассчитанный на удержание 20% масла трансформатора или аппарата. Должны быть приняты меры против растекания масла через кабельные каналы	Не выполняются	Приямок, порог или пандус, рассчитанный на удержание полного объема масла	Бетонированный маслоприемник не менее 20% полного объема масла в аппарате. Диаметры маслоотводных труб не менее 10 см. Труба со стороны маслоприемника защищается сеткой	Бетонированный маслоприемник на полный объем масла без отвода его. Перекрывается решеткой со слоем промытого гравия 25 см; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть не менее площади основания трансформатора или аппарата. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2% в сторону приямка для откачки масла переносным насосом

Диэлектрическая прочность элегаза может быть повышена при увеличении давления сильнее, чем это имеет место при использовании воздуха. Элегаз, будучи в 5 раз тяжелее воздуха, имеет и другое преимущество. Он абсолютно неядовит, нетоксичен, не горит и не поддерживает горения, чрезвычайно стабилен с химической точки зрения. В отсутствие ионизирующих разрядов элегаз чрезвычайно устойчив к старению.

Наряду с хорошими изоляционными свойствами элегаза для работы высоковольтных силовых выключателей интерес прежде всего представляет тот факт, что элегаз очень хорошо подходит как дугогасительное средство. Быстрое гашение дуги в элегазе обусловлено благоприятным распределением электропроводности и теплопроводности в диапазоне температуры электрической дуги. За свои электротехнические свойства этот газ был назван электротехническим газом (или сокращенно — элегазом).

Преимущества КРУЭ перед обычными распределительными устройствами сводятся к следующему:

сокращение времени монтажа на 80% за счет крупноблочности изготовления и поставки;

значительное сокращение площади подстанции и объема здания (для ЗРУ);

улучшение эксплуатационных условий за счет безопасности обслуживания, увеличения межремонтных периодов, экранирования электрического поля, вредно влияющего на организм человека, бесшумности работы выключателей, защищенности изоляции от атмосферы, а также пожаробезопасности.

В СССР в семидесятых годах были изготовлены, разработанные в ВЭИ имени В. И. Ленина, опытные образцы ячейки КРУЭ 110 кВ и макеты элементов КРУЭ на 220 кВ (см. гл. Д и З § 2.57).

В СССР наибольший экономический эффект от применения КРУЭ будет иметь место при сооружении подстанций в больших городах, на крупных промышленных предприятиях черной и цветной металлургии, химических заводах, на подстанциях напряжением 110—500 кВ.

По расчетам института «Энергосетьпроект» Минэнерго СССР в подобных случаях применение КРУЭ 110—220 кВ экономически оправдывается, если стоимость его в 2—3 раза дороже обычного оборудования. При меньшей разнице в цене применение КРУЭ дает значительно большую экономию (в Японии стоимость КРУЭ 500 кВ только на 10—13% выше стоимости ОРУ с обычным оборудованием, см. рис. 2.87).

2.61. ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И ВОДОСНАБЖЕНИЕ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ

В строительных и сантехнических заданиях на проектирование подстанций и РП должны приводиться требования к отоплению помещений, исходя из нормальной рабочей температуры воздуха при эксплуатации.

При проектировании отопления и вентиляции необходимо правильно учесть все факторы, влияющие в конечном счете на выбор и размеры строительных и несущих конструкций помещений (перекрытий, стен, балок, колонн и т. п.). При выдаче заданий следует также учитывать частичный нагрев помещения от электрического оборудования. Установленные значения нормальной рабочей температуры воздуха для различных видов комплектного электрооборудования и отдельных аппаратов приведены в соответствующих технических условиях, каталогах и информации заводов-изготовителей. Рабочими значениями температуры внешней среды называются естественно изменяющиеся или неизменные значения температуры, в пределах которых обеспечивается сохранение номинальных параметров и экономически целесообразных сроков службы изделий. Предельные значения температуры допускаются редко и в течение не более 6 ч.

Электрооборудование, которое чаще применяют в ЗРУ на промышленных предприятиях, относится к категориям У3 и У4, где У обозначает исполнение для эксплуатации в районах с умеренным климатом, в которых максимум температуры ниже 40°C, а минимум выше минус 45°C; 3 — исполнение для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией; 4 — исполнение для работы в закрытых отапливаемых или ограждаемых и вентилируемых производственных и других помещениях. При выдаче строительных заданий на отопление и вентиляцию помещений, в которых установлены электротехнические аппараты и изделия с различными пределами нормальных рабочих температур, следует их сопоставить и выбрать оптимальную рабочую температуру для расчета отопления помещений ЗРУ.

Большинство подстанций оборудуются отоплением и вентиляцией. Требуемые условия в основных и вспомогательных помещениях подстанций и рекомендуемые системы отопления и вентиляции приведены в табл. 2.160.

Вентиляция помещения трансформаторов должна обеспечивать отвод тепла в таких

Таблица 2 160 Температурный режим помещений подстанций и РП и рекомендуемые системы отопления и вентиляции

Помещение	Температура воздуха в разные периоды года, °С		Относительная влажность воздуха в разные периоды года, %		Система отопления	Система вентиляции	Примечания
	В холодный	В теплый	В холодный	В теплый			
Щита управления	18—23	Не более 25	60—30	70—30	Водяное, воздушное, электропечи	Естественная или механическая приточно-вытяжная	Воздушное отопление, совмещенное с вентиляцией
Релейного щита и других панелей	18—25	Не более 30	60—30	60—30	То же	То же	Нагревательные приборы из гладких труб
Диспетчерский зал, аппаратная связи	18—25	Не более 30	60—30	60—30	» »	Механическая приточно-вытяжная	Температура дана с учетом тепловыделений
Закрытое распределительное устройство	Не ограничивается	Не более 70	—	—	Не предусматривается	Аварийная (дымовая) вытяжная с пятикратным воздухообменом	В районах с температурой ниже минус 40 °С отапливается (электропечи)
Конденсаторных установок	Температура по ТУ или ГОСТ		Не более 70	—	То же	Естественная	—
Закрытая камера трансформатора	Не ограничивается		—	—	» »	Естественная или механическая приточно-вытяжная	—
Кабельный этаж, в том числе подвальный	Не более 50	Не более 40	То же	—	» »	Механическая приточно-вытяжная	Температура дана с учетом тепловыделений
Кабельные гундели и закрытые галереи	Не ограничивается	Не более 80	—	—	Не предусматривается	Естественная или механическая приточно-вытяжная	—
Аккумуляторная, кислотная	Не ниже 10	Не более 23	Не ограничивается	—	Водяное	Механическая приточно-вытяжная с подогревом приточного воздуха	Нагревательные приборы из гладких труб
Насосные станции, компрессорная и подобные здания и помещения	15—20	Не более 35	70—30	60—30	Водяное, электропечи	Естественная или механическая приточно-вытяжная	—
Помещения маслохозяйства (ТМХ), аппаратная и другие помещения	15	Не ограничивается	—	—	Водяное, воздушное, совмещенное с вентиляцией	То же	—
Санузел и другие подсобные помещения	18	То же	60—30	60—30	Водяное	Естественная приточно-вытяжная	—

количества, чтобы при номинальной нагрузке (с учетом перегрузочной способности) и максимальной расчетной температуре окружающей среды нагрев трансформаторов не превышал максимально допустимых для них значений. Вентиляция помещений и камер трансформаторов должна быть выполнена таким образом, чтобы разность температур воздуха, выходящего из помещения и входящего в него, не превосходила 15°C . При возможности обеспечить теплообмен естественной вентиляцией необходимо предусматривать возможность перехода на принудительную вентиляцию.

Вентиляция помещения реакторов должна обеспечивать отвод тепла в зависимости от типа реакторов.

Температура уходящего воздуха из помещений реакторов на токи до 1 кА не должна превышать 45°C ; разность температур уходящего и приточного воздуха не должна превышать 30°C , а для реакторов на токи более 1 кА — 20°C . Исходя из этого, ориентировочное количество воздуха можно принять равным 3–5 м³/мин на 1 кВт потери активной мощности реактора. Бетонные токоограничивающие реакторы 6–10 кВ на токи 2×2000 А и более должны быть обеспечены принудительной вентиляцией с подачей охлаждающего воздуха снизу через отверстие в центре фундамента реактора. Реакторы (водные) каждой секции РУ при необходимости обеспечения их принудительной системой вентиляции должны быть оборудованы отдельным вентиляционным агрегатом, обслуживающим только эти реакторы.

Фундаменты под реакторы на участке выше отметки чистого пола выполняют неармированными во избежание потерь мощности от индукционного нагрева арматуры. Из тех же соображений расстояния от реактора до армированных перегородок и металлических конструкций должны быть не менее расстояний, указанных в каталогах на реакторы.

В местах с длительными низкими температурами приточные и вытяжные вентиляционные отверстия должны быть снабжены утепленными клапанами, открываемыми извне.

В помещениях, в которых дежурный (или ремонтный) персонал находится 6 ч и более, должна быть обеспечена температура воздуха не ниже 18°C и не выше 25°C в любое время года. Допускается устройство местных дущирующих установок непосредственно на рабочем месте дежурного.

В помещениях шитов управления при отсутствии дежурного персонала и в ЗРУ

должна быть обеспечена температура соответственно требованиям заводов-изготовителей аппаратуры, устанавливаемой в этих помещениях. В помещениях, где установлено маслонаполненное оборудование с общим количеством масла более 600 кг, приточные и вытяжные вентиляционные воздуховоды (каналы) или проемы рекомендуются оборудовать автоматически закрывающимися обратными, например, лепестковыми клапанами или заслонками с легкоплавкими замками. Эти клапаны и заслонки должны обеспечивать возможность прекращения доступа в зону горения при возникновении пожара и иметь ручной привод, позволяющий при необходимости их открывать и закрывать вручную. Рукоятка ручного привода должна устанавливаться в безопасном в пожарном отношении месте.

Помещения РУ, а также коридоры для обслуживания открытых камер или КРУ, содержащих маслонаполненное оборудование с суммарным количеством масла более 60 кг, должны быть оборудованы аварийной (дымовой) вытяжной вентиляцией, включаемой извне и не связанной с другими вентиляционными устройствами подстанции или ЗРУ. Аварийная вентиляция должна рассчитываться на пятикратный обмен воздуха в час.

Вентиляция кабельных помещений. Для нормальной эксплуатации кабелей, проложенных в кабельном помещении, необходимо предусмотреть приточную вентиляцию. Подогретый воздух из каждого отсека кабельного помещения, как правило, удаляют наружу. Допускается объединение вытяжных воздуховодов кабельных помещений и РУ 6–10 кВ, расположенных на разных этажах (в том числе и подвальных). Эти воздуховоды могут быть также объединены с аварийной (дымовой) вытяжной шахтой РУ.

Вентиляцию необходимо проектировать для обеспечения в кабельном помещении температуры в летнее время не более 40°C при перепаде температур удаляемого и приточного воздуха -15°C в районах с расчетной температурой наружного воздуха до 25°C (включительно) и 10°C в районах с температурой воздуха более 25°C .

Расчетную температуру наружного воздуха следует принимать по СНиП 2.01.01–82 «Строительная климатология и геофизика».

Количество тепла, выделяемого в кабельном помещении, следует определять в зависимости от числа проложенных кабелей и их расчетной нагрузки при нормальной эксплуатации. Если нет данных о числе кабелей, ориентировочно можно принять потери рав-

ными 0,6 кВт на один квадратный метр площади помещения.

Вытяжные шахты рекомендуется совмещать с выходами, вентиляционное оборудование размещать в специальном помещении или в шахтах. Включение электродвигателей производят извне. Схема включения электродвигателей должна обеспечивать автоматическое отключение их при подаче импульса от системы пожаротушения или пожарной сигнализации.

При возникновении пожара в отсеке необходимо обеспечить автоматическое закрытие заслонок приточных проемов, чтобы прикрыть допуск воздуха в зону горения.

Водоснабжение и канализация. На промышленных подстанциях и РП предусматриваются водоснабжение и канализация. На подстанциях, обслуживаемых постоянным дежурным персоналом, следует предусматривать хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к сетям промпредприятия.

Стационарные установки пожаротушения трансформаторов и кабельных помеще-

ний распыленной водой включают в себя систему сухих трубопроводов (сухотрубов) с дренчерными оросителями и с запорно-пусковыми устройствами.

2.62. ПРИМЕРЫ КОМПОНОВОЧНЫХ РЕШЕНИЙ ЗРУ НАПРЯЖЕНИЕМ 35—220 кВ

Для ЗРУ 110 кВ разработаны варианты компоновок в одноэтажном и двухэтажном исполнении.

На рис. 2.87 представлен вариант компоновки в одноэтажном исполнении: шаг колонн 12, ячейки 9 м, ширина ячеек не совпадает с шагом колонн. Высота здания до низа фермы 13,2, ширина 30 м. Шаг колонн, ширина и высота здания определяются стандартными модулями строительных конструкций (колонны, балки, плиты, фермы и т. п.).

Следует отметить, что отступления от применения стандартных конструкций позволили бы выполнить распределительный пункт более компактным с уменьшением объема сооружений на 20—25%.

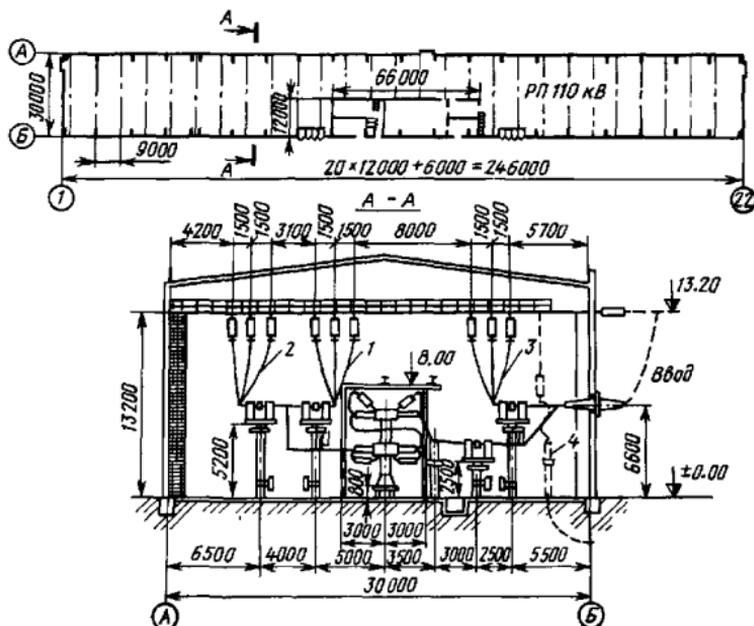


Рис. 2.87. Распределительный пункт напряжением 110 кВ в одноэтажном исполнении:

1 — I система шин, 2 — II система шин, 3 — обходная система шин; 4 — кабельная муфта

Установка оборудования (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения) в пределах ячеек ясна из рисунков и пояснений не требует. Сборные шины и спуски от них выполняются проводами, оцинковка в пределах ячейки — алюминиевыми трубами.

Распределительный пункт 110 кВ в двухэтажном исполнении и с двухрядным расположением ячеек имеет следующие компоновочные размеры: шаг ячеек 9, ширина зда-

ния 48, общая его высота 22 м. На втором этаже располагаются сборные шины с обходной системой шин и соответствующие шинные разъединители.

Ниже рассмотрены вопросы компоновки заводского узлового распределительного пункта (УРП) напряжением 110 кВ.

Узловой распределительный пункт 110 кВ расположен около мощного центра нагрузки завода. По условиям генплана и степени загрязненности окружающей атмосферы

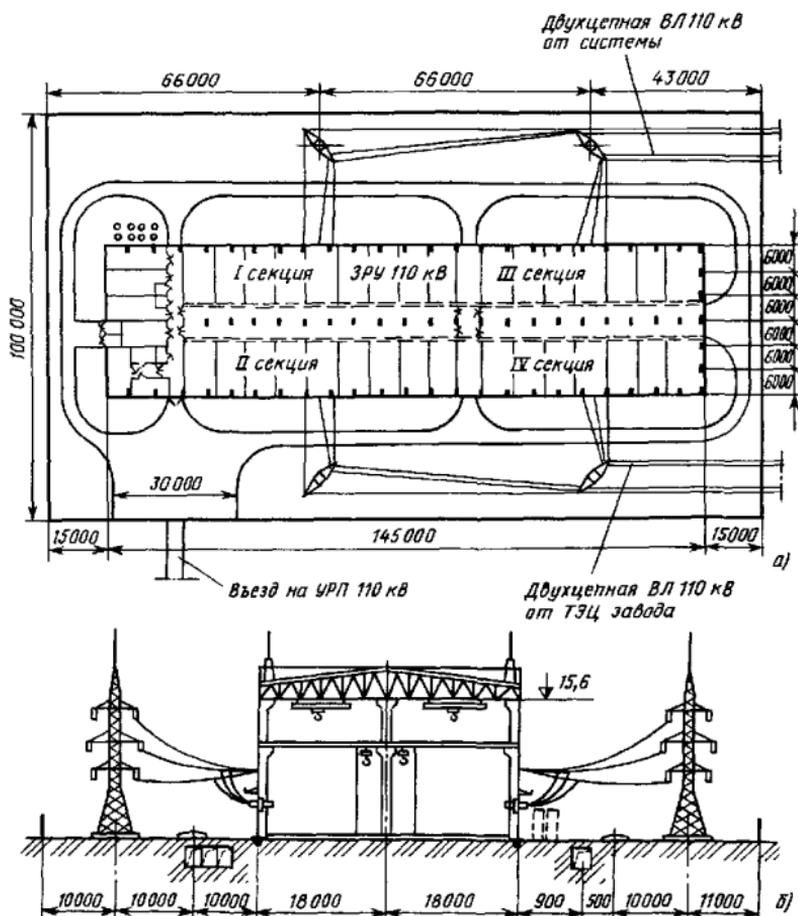


Рис. 2.88. Конструктивное выполнение закрытого узлового распределительного пункта напряжением 110 кВ. Вариант с воздушными выключателями:

а — план; б — разрез

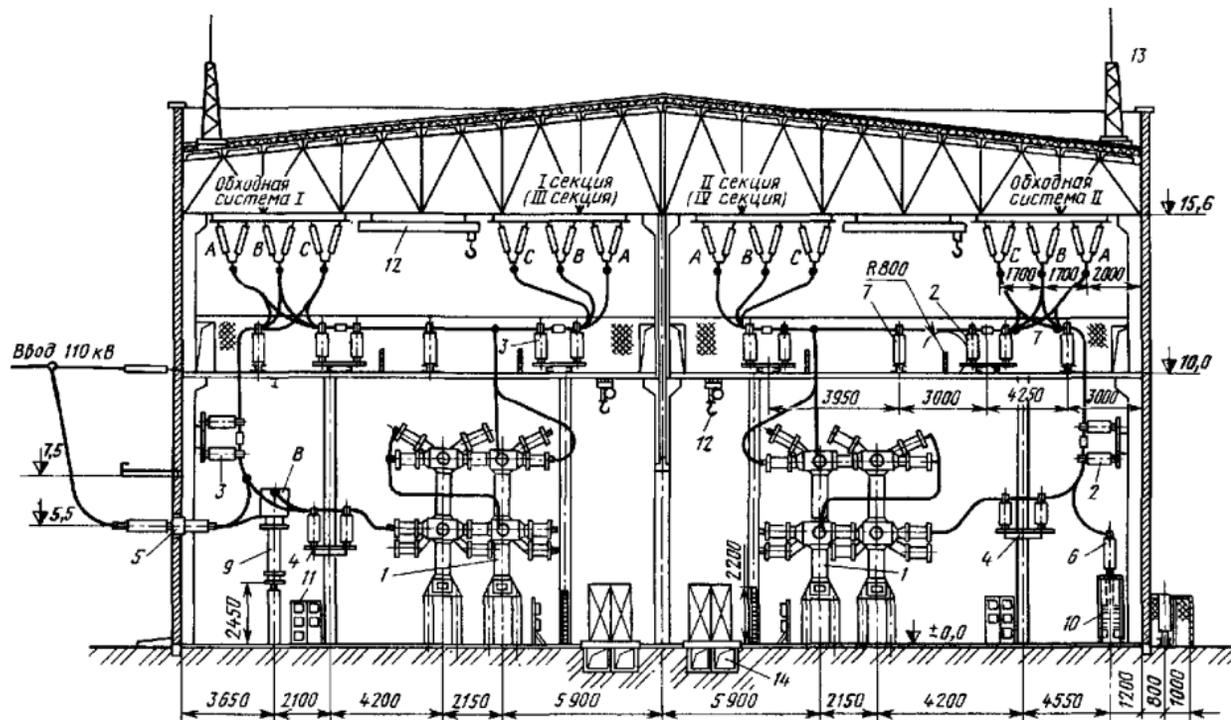


Рис. 2.89. Разрез по ЗРУ с указанием закрытой узловой ошиновки распределительного пункта 110 кВ. Вариант с воздушными выключателями:

1 — воздушный выключатель типа ВВУ-110/2000; 2, 3 — разъединители типа РНДЗ-1-110Б на 1000 и 2000 А; 4 — разъединитель типа РНДЗ-2-110Б/2000 с приводом ПВН-20; 5 — трансформатор тока типа ТВ-110-1000/5; 6 — кабельная муфта 110 кВ; 7 — опорный изолятор; 8 — высокочастотный заградитель типа ВЗ-2000-1,2; 9 — конденсатор связи типа СМР-110; 10 — установка для лодочки кабельных муфт; 11 — панель управления; 12 — кран подвесной одиобалочный грузоподъемностью 5 т; 13 — молниеотвод; 14 — кабельный канал

УРП 110 кВ выполняется в закрытом исполнении.

Шины напряжением 110 кВ имеют четыре секции, соединенные нормально разомкнутыми секционными выключателями, и обходные шины. Две секции получают питание от независимых частей заводской теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и две секции от подстанции энергосистемы. Питание УРП 110 кВ осуществляется одноцепными воздушными линиями 110 кВ, которые в пределах ограды завода по соображениям экономии территории переходят в двухцепные. По компоновке и конструктивной части выполнения УРП 110 кВ приводятся два варианта.

На рис. 2.88 и 2.89 дан вариант УРП с воздушными выключателями, установленными в ЗРУ. Для повышенной надежности в режиме ремонта воздушных выключателей и одной секции шин принята схема с фиксированным присоединением линий ко всем четырем секциям. При этой схеме исключается возможность полного обесточивания РУ даже при ремонтах шин. К шинам УРП 110 кВ подходят четыре воздушные линии 110 кВ.

Для питания трансформаторов заводских ПГВ на УРП 110 кВ предусматривается десять отходящих кабельных линий на напряжение 110 кВ. Питание цепей управления, автоматики и др. осуществляется от стационарной аккумуляторной батареи напряжением 220 В.

Для воздушных выключателей на УРП 110 кВ предусматривается типовая компрессорная установка с тремя компрессорами (два рабочих и один резервный) и восемью

воздухосборниками высокого давления.

Иза-за особой ответственности, которую имеет УРП 110 кВ для электроснабжения завода, рассмотрен вариант компоновки ЗРУ с оборудованием 110 кВ с элегазовым заполнением (КРУЭ). Высокая надежность и изолирующие свойства КРУЭ, малая площадь, занимаемая ими, бесшумность работы выключателей, возможность их работы в условиях загрязненной атмосферы создали предпосылки для применения и увеличения выпуска элегазовых комплектных устройств.

На рис. 2.90 приведены разрезы УРП 110 кВ с вариантом компоновки с элегазовым КРУ напряжением 110 кВ. Для ЗРУ с элегазовым оборудованием после линейных вводов в здание УРП осуществлен переход на кабели 110 кВ среднего давления для подключения к вводным ячейкам. Выбор марки и сечения кабеля 110 кВ определен условиями прокладки и геологического расчета. Предусмотрена установка маслоподпитывающих устройств. Кабели 110 кВ прокладываются в двоярных кабельных туннелях, при этом взаиморезервирующие кабели прокладываются в разных туннелях.

Все электрооборудование, коцевые соединительные и стопорные муфты, кабельные конструкции и металлоконструкции, находящиеся в кабельных туннелях, каналах и вентиляционных камерах, должны быть присоединены к заземляющим магистралям.

Для снятия ЭДС, наводимой на оболочках кабеля при его работе, концы оболочек кабеля у концевых, а также соединительных и стопорных муфт (в туннеле) соединяются между собой и заземляются.

Таблица 2.161. Основные показатели площади и объема сооружений с ячейками КРУЭ 110—220 кВ

Типоисполнение	Габарит (длина × ширина × высота), м		Площадь, м ²		Объем, м ³		Стоимость строительной части, тыс. руб.
	ячейки	здания	ячейки	здания	ячейки	здания	
РП 110 кВ. Одноэтажное исполнение при ширине здания 30 м	9 × 30 × 15,3	30 × 246 × 15,3	270	7380	4131	112914	1637
РП 132 кВ. Одноэтажное исполнение при ширине здания 36 м	12 × 36 × 15,3	36 × 312 × 15,3	432	11 232	6610	171 850	2492
РП 110 кВ. Двухэтажное исполнение при ширине здания 48 м	9 × 24 × 21,5	48 × 117 × 21,5	216	5616	4644	120 744	2536
РП 110 кВ. Одноэтажное исполнение с элегазовым оборудованием	3 × 4,5 × 4,5	30 × 51 × 11,7	13,5	1530	61	17 901	358

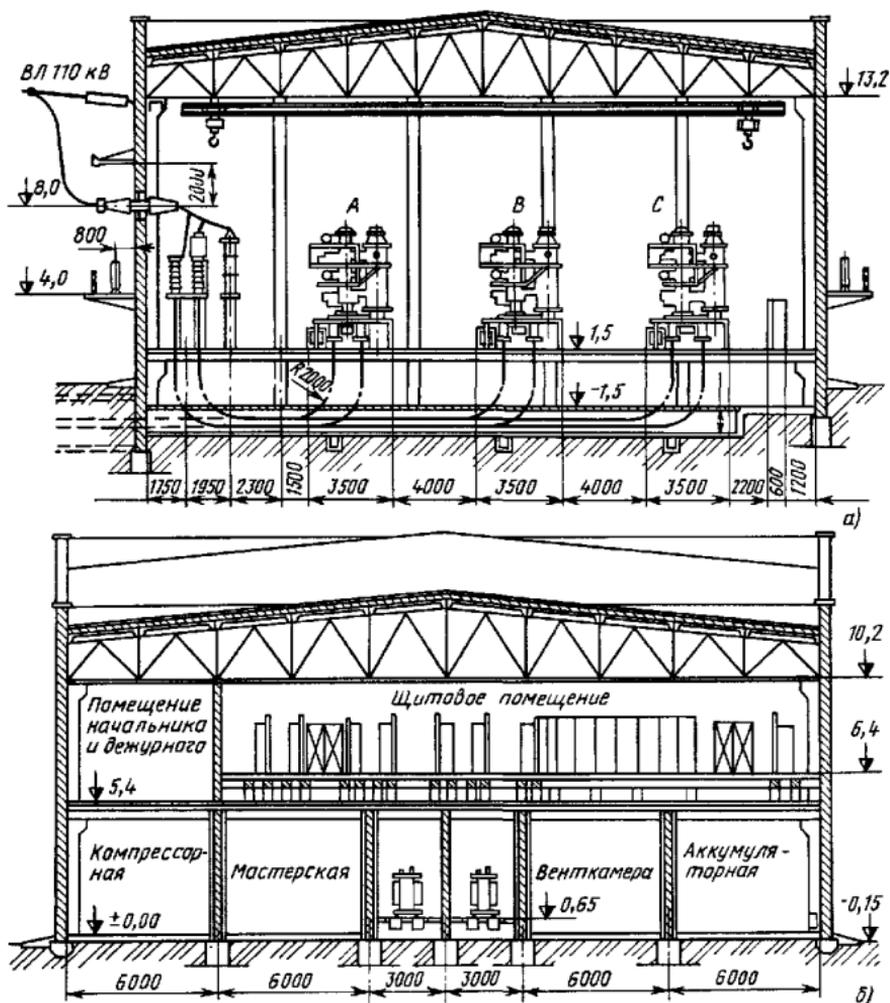


Рис. 290. Конструктивное выполнение закрытой УРП 110 кВ. Вариант с элегазовым КРУЭ 110 кВ:

а – разрез по КРУЭ; б – разрез по помещениям УРП

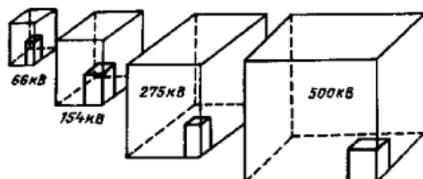


Рис. 291. Пример сравнения габаритов ячеек КРУЭ и ячеек с обычным оборудованием

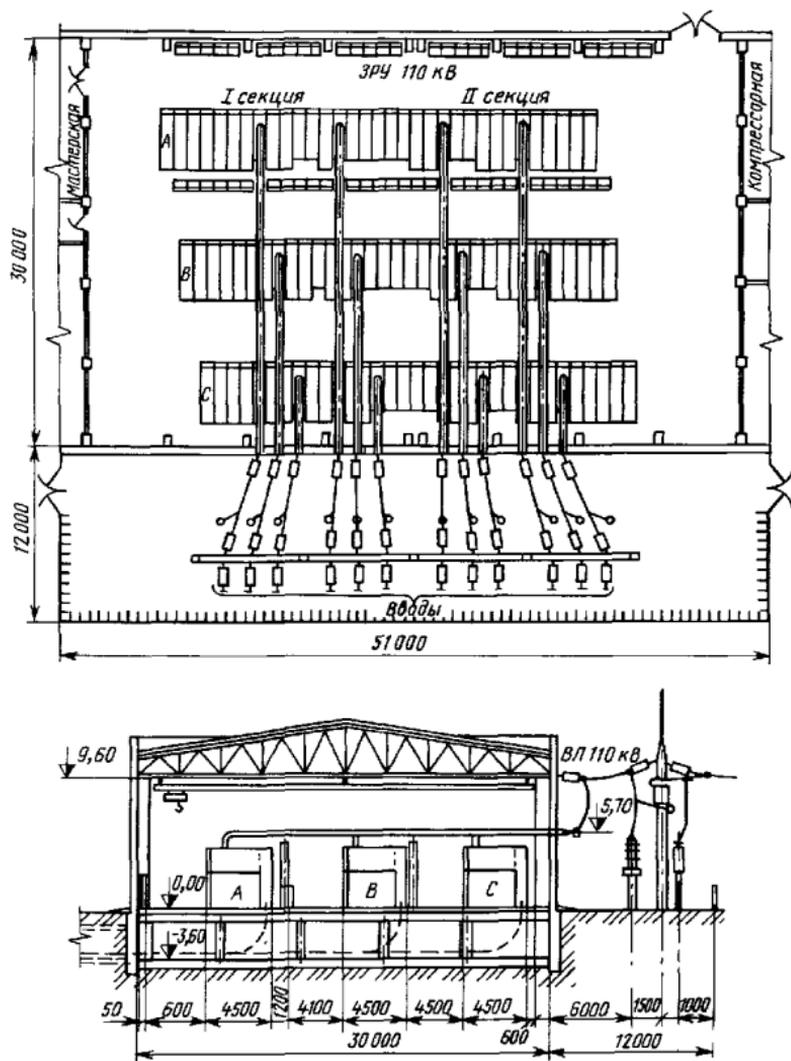


Рис. 2.92. РП 110 кВ с элегазовым оборудованием

На подстанции запроектирована компрессорная установка с воздушной распределительной сетью для управления пневматическими приводами элегазовых выключателей. Для восполнения утечек газа из элегазового оборудования предусмотрена передвижная вакуумно-компрессорная установка

с вакуумными насосами, компрессорами и фильтрами.

При проектировании ЗРУ 110–220 кВ с аппаратами, содержащими более 60 кг масла в единице оборудования, следует иметь в виду, что приравнивание этих помещений к категории В по СНиП не исключает воз-

никновения взрывов маслонаполненного оборудования вследствие разложения масла электрической дугой и образования взрывоопасной смеси газов. Для предотвращения разрушительных последствий аварии на конструкции зданий необходимо в верхней части торцевых стен предусматривать остекление общей площадью не менее 30% поверхности одной наибольшей стены.

Перспективным является применение комплектных распределительных устройств напряжением 110 кВ с элегазовым оборудованием и шинопроводом для подстанций, размещение которых затруднено из-за ограниченной площади. Площадь подстанции может быть сокращена по сравнению с открытыми подстанциями, в 6—8 раз.

На рис. 2.90, б дана компоновка подстанции 220/110/10 кВ с КРУЭ напряжением 110 кВ, размещаемой в промышленной зоне. В табл. 2.161 приведены сравнительные данные для подстанции с обычным и элегазовым оборудованием по объему строительно-монтажных работ, массе металлоконструкций и занимаемой площади. Все показатели подтверждают преимущества подстанции с элегазовым оборудованием (масса металлоконструкций меньше в 8 раз, рис. 2.91).

Однако следует отметить, что представленная компоновка выполнена на основании предварительных проработок распределительного устройства с использованием камер КРУЭ напряжением 110 кВ. В действительности расположение ячеек в трехфазном варианте в один или два ряда невозможно из-за ограничений длины сборных шин в пределах одной секции по требованию завода-изготовителя. Поэтому ячейки в однофазном исполнении располагаются в три ряда, т. е. пофазно, как это указано на рис. 2.92. При этом не удастся существенно сократить площадь ЗРУ 110 кВ. Стоимость ячеек КРУЭ 110 и 220 кВ высокая, и если сравнивать сметную стоимость подстанций без элегазового оборудования, то она может оказаться ниже, чем у подстанции с элегазовым оборудованием. Целесообразность строительства подстанции с элегазовым оборудованием в этом случае можно обосновать только повышением надежности электроснабжения.

Для технико-экономических сравнений могут быть использованы основные показатели по площади и объему сооружений, а также стоимость строительной части (см. табл. 2.161).

Выводы. Закрытые распределительные устройства 110 и 220 кВ находят все большее применение в условиях загрязненной

атмосферы, а также при необходимости повышения надежности электроснабжения, сокращения площади заводской территории, создания компактной электроустановки.

При разработке компоновки ЗРУ с установкой КРУЭ следует учитывать стандартные модули строительных конструкций как по шагу колонн, так и по ширине, определяемой длиной ферм.

В случаях отступления от стандартных конструкций при соответствующих обоснованиях и согласованиях объем ЗРУ может быть сокращен на 20—25%.

Распределительные пункты с КРУЭ в трехфазном исполнении, особенно при снижении его стоимости при крупносерийном производстве, наиболее перспективны.

2.63. АККУМУЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Стационарные аккумуляторные установки предназначены для питания постоянным током оперативных цепей высоковольтного оборудования подстанций.

Аккумуляторные батареи из элементов типа СК устанавливают в отдельном помещении в соответствии с требованиями ПУЭ.

Помещения аккумуляторных батарей (АБ) относятся к производствам категории Е и должны размещаться в зданиях подстанции или РП с огнестойкостью не ниже II степени.

АБ рекомендуется устанавливать в помещениях с естественным освещением. Помещения АБ допускается размещать в подвальных этажах.

При размещении помещения АБ должно быть учтено:

- возможно близкое расположение к зарядным устройствам и распределительному щиту постоянного тока;
- изоляция от попаданий в него пыли, испарений и газа, а также от проникновения воды через перекрытие;
- легкая доступность для обслуживающего персонала.

Кроме того, помещение аккумуляторной батареи не следует размещать вблизи источников вибрации и тряски.

Вход в помещение аккумуляторной батареи должен быть через тамбур. Вход из бытовых помещений не допускается.

Тамбур должен иметь такие размеры, чтобы дверь из помещения аккумуляторной батареи в тамбур можно было открывать и закрывать при закрытой двери из тамбура в смежное помещение; площадь тамбура должна быть не менее 1,5 м².

Двери тамбура должны открываться на-

ружу в сторону коридора и должны быть снабжены самозапирающимися замками, допускающими открывание их без ключа с внутренней стороны. Независимо от площади помещения АБ следует иметь только один выход в тамбур.

При помещениях АБ должна быть отделена комната для хранения кислоты, сепараторов и принадлежностей для приготовления электролита площадью не менее 4 м².

Потолок помещения АБ должен быть, как правило, горизонтальным и гладким.

Пол помещения АБ должен быть строго горизонтальным на бетонном основании с кислотоупорным покрытием.

Стены, потолки, двери и оконные рамы, вентиляционные короба (с наружной и внутренней сторон), металлические конструкции и т. п. помещений аккумуляторных батарей должны окрашиваться кислотоупорной краской.

Аккумуляторы устанавливаются на однорядных и двухрядных металлических или деревянных стеллажах по ГОСТ. Расстояние между отдельными элементами, а также между элементами и стенами принимается по ГОСТ. Проходы обслуживания АБ должны иметь ширину в свету между рядами 1 м при двухрядном расположении, 0,8 м при однорядном.

При установке стеллажей на асфальтовом покрытии должны быть применены опорные площадки из прочного кислотоупорного материала. Установка стеллажей непосредственно на асфальтовое покрытие не допускается. Внутри помещений аккумуляторной батареи и кислотной должен быть устроен плинтус из кислотоупорного материала. Помещения АБ, в которых производится заряд аккумуляторов при напряжении более 2,3 В на элемент, должны быть оборудованы стационарной принудительной приточно-вытяжной вентиляцией.

Вентиляционная система помещений АБ должна обслуживать только аккумуляторные батареи и кислотную. Выброс газов должен производиться через шахту, возвышающуюся над крышей здания не менее чем на 1,5 м. Шахта должна быть защищена от попадания в нее атмосферных осадков. Включение вентиляции в дымоходы или в общую систему вентиляции здания запрещается. Отсос газов должен производиться как из верхней, так и из нижней части помещения со стороны, противоположной притоку свежего воздуха. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, то должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из верхней части прост-

ранства под потолком. Расстояние от верхней кромки верхних вентиляционных отверстий до потолка должно быть не более 100 мм, а от нижней кромки нижних вентиляционных отверстий до пола — не более 300 мм. Поток воздуха из вентиляционных каналов не должен быть направлен непосредственно на поверхность электролита аккумуляторов. Металлические вентиляционные короба не должны располагаться над аккумуляторами.

Отопление помещения аккумуляторной батареи водяное или при помощи калориферного устройства.

Водяное отопление должно выполняться в пределах помещения аккумуляторной батареи гладкими трубами, соединенными сваркой. Фланцевые стыки и установка вентилей запрещаются.

Калориферное устройство следует располагать вне помещения АБ с подачей теплого воздуха через вентиляционный канал.

Вблизи помещения аккумуляторной батареи должны быть установлены водопроводный кран и раковина.

2.64. ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

Для снабжения воздухом воздушных выключателей, пневматических приводов к масляным выключателям и разъединителям в распределительных пунктах и на подстанциях должна быть предусмотрена установка сжатого воздуха, состоящая из компрессорной установки и воздухораспределительной сети. Выбор числа компрессоров и их производительность определяются расчетом для конкретного проекта. Воздухосборники вместимостью не менее 5 м³ устанавливаются на открытом воздухе около отдельного здания или помещения компрессорной в два ряда, при этом расстояние между воздухоборниками в ряду должно обеспечивать удобство обслуживания и ремонтов. Компоновка компрессорной установки на два-три компрессора выполняется согласно типовому проекту.

Производительность компрессоров с давлением до 5 МПа должна быть выбрана такой, чтобы обеспечивались непрерывная работа в течение 30 мин с двухчасовой паузой работы компрессоров, а также восстановление в течение 30 мин давления в воздухоборниках, сниженного при вентилировании воздушных выключателей и приводов и утечке всей системы за 2 ч, пока компрессоры не работают. В компрессорных установках с компрессорами давлением 23 МПа производительность выбирается с учетом параметров, рассчитанных на 1,5 ч.

Выход из строя или вывод в ремонт любого элемента установки сжатого воздуха не должен нарушать нормальную работу пневматического хозяйства подстанции. Воздух, поступающий в аппараты, очищается от механических примесей и должен быть осушен. В помещении компрессорной установки должны быть предусмотрены ремонтная площадка и грузоподъемное устройство для монтажных и ремонтных работ.

Помещение компрессорной установки должно быть оборудовано электрическим отоплением и вытяжной механической вентиляцией, рассчитанной на удаление избытков тепла.

В зимнее время должно быть обеспечено поддержание температуры 10 °С, а в летнее — не выше 35 °С.

Компрессорный агрегат должен устанавливаться на фундаментах, не связанных со стенами здания. Пол в помещении компрессорной установки должен быть покрыт метлахской плиткой или другим аналогичным материалом; стены должны быть оштукатурены и иметь панели, окрашенные масляной краской до высоты не менее 1,5 м от отметки пола.

Двери помещения компрессорной установки должны открываться наружу; замки дверей должны быть самозапирающимися, а двери открываются изнутри без ключа с помощью рукоятки; окна должны открываться наружу и быть оборудованы фрамугами.

Воздухопроводная распределительная сеть должна, как правило, выполняться кольцевой, разделенной на участки при помощи запорных вентилей. Питание воздухопроводной сети должно осуществляться двумя магистралями от компрессорной установки. Воздухопроводы и арматура распределительной сети должны быть доступны для обслуживания. Прокладка воздухопроводов распределительной сети может выполняться открытой по конструкциям и стойкам под оборудование, в кабельных туннелях, каналах и лотках совместно с кабелями, а в закрытых помещениях — также по стенам и потолкам. Воздухопроводы следует прокладывать с уклоном 0,3%, с установкой в нижних точках спускных вентилей для продувки сети. Ответвления к аппаратам следует прокладывать с уклоном 0,3% в направлении главной магистрали.

Для компенсации температурных деформаций в воздухопроводной распределительной сети должны быть предусмотрены компенсаторы, выполняемые из труб того же диаметра, что и магистральный воздухо-

провод. Воздухопроводы компрессорной установки, распределительной сети и отведения к шкафам управления должны выполняться из стальных бесшовных труб; воздухопроводы до шкафов управления в резервуарам воздушных выключателей выполняются из медных труб. Воздухопроводы, расположенные вне помещения компрессорной установки до воздухохранилищ и в пределах стены, через которую они проходят, должны быть покрыты теплоизоляцией.

2.65. МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

На подстанциях 110 кВ и выше с баковыми масляными выключателями должен сооружаться открытый склад масла из двух стационарных резервуаров изоляционного масла. Вместимость каждого резервуара должна быть не менее емкости масла трех баков наибольшего выключателя с запасом на доливку не менее 1% всего количества, залитого в аппараты и трансформаторы подстанции. Склады масла на подстанциях с баковыми масляными выключателями можно не сооружать при хороших транспортных связях между подстанциями и централизованным маслохозяйством промышленного предприятия, а также при одном масляном выключателе на подстанции.

На подстанциях предприятия (включая ГПП, ПГВ напряжением 110—220 кВ) без баковых выключателей сооружение специальных стационарных баков для масла и маслоочистительных устройств можно не предусматривать. Доставку чистого сухого масла на подстанцию и вывозку отработавшего следует предусматривать в передвижных емкостях, в том числе в мягких бочках.

Стационарные маслопроводы к масляным выключателям и трансформаторам всех напряжений не прокладывают. Слив и заполнение маслосодержащего оборудования производится с использованием инвентарных маслопроводов и емкостей.

Резервуары для хранения масла должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами, указателем уровня масла, пробно-спускным краном на сливном патрубке.

Расстояния от стенок резервуаров открытых складов масла до зданий и сооружений на территории подстанций (в том числе до трансформаторной мастерской) должны быть не менее:

Для складов общей вместимостью до 100 т масла	12 м
Для складов вместимостью более 100 т масла	18 м

Таблица 2.162. Наименьшее допустимое приближение подстанций к зданиям по условиям пожарной безопасности

Разрывы	Расстояния, м, при степени огнестойкости соседнего здания по СНиП			
	I и II	III	IV и V	
ЗРУ и подстанции				
Наименьшие разрывы между зданием закрытой подстанции и производственными зданиями (сооружениями) в зависимости от наличия в стене подстанции, обращенной к соседнему зданию, дверей из помещений с маслонаполненным оборудованием:				
при наличии дверей	3	9	10	
при отсутствии дверей	3	6	6	
ОРУ и подстанции				
Наименьшие разрывы между маслонаполненным оборудованием открытой подстанции до зданий с производственными категориями В, Г, Д на территории промышленного предприятия	16	20	24	

Расстояния от маслонаполненного оборудования с количеством масла более 600 кг до зданий с производствами категорий В, Г, Д на территории предприятий и до вспомогательных сооружений на территории подстанций должны быть не менее приведенных в табл. 2.162.

Противопожарные расстояния от зданий трансформаторной мастерской и аппаратной маслохозяйства, а также от складов масла до ограды ОРУ должны быть не менее 6 м.

Расстояния от ЗРУ до других производственных зданий подстанций должны быть не менее 7 м. Указанный разрыв может не предусматриваться при условии, что стена ЗРУ, обращенная в сторону другого здания, будет сооружена как противопожарная. Расстояния от маслонаполненного электрооборудования ОРУ подстанций до зданий ЗРУ, щитов, компрессорных определяются только технологическими требованиями и не должны увеличиваться по пожарным условиям. Для определения объема масляных баков и других емкостей можно принимать (в среднем) ежедневную потребность в изоляционном масле около 15% общего количества масла, залитого в трансформаторы и аппараты, при отсутствии регенерационной установки и около 5% при наличии ее.

Маслосток между маслоприемниками и маслосборниками должны выполняться в виде подземных трубопроводов. Должен быть исключен переток масла по масло-

отводам из одного маслоприемника в другой, а также растекание его по различным подземным сооружениям. Для маслоотводных (безнапорных) могут применяться керамические, бетонные и безнапорные железобетонные и асбоцементные трубы.

При проектировании маслоотводных труб надо учитывать следующее: горящее масло при аварийном выбросе его из бака трансформатора (при пожаре) гасится в гравийной засыпке маслоприемника и поступает в маслоотводные трубы при расчетной температуре 50 °С;

трансформаторное масло должно соответствовать требованиям ГОСТ, где кинематическая вязкость составляет не более 9,6 м²/с при температуре 50 °С;

концы маслоотводных труб должны быть защищены сеткой или решеткой, предохраняющей эти трубы от засорения гравием;

трубы для отвода масла необходимо рассчитывать на удаление масла (количество зависит от мощности трансформатора из маслоприемника одного трансформатора в течение не более 20 мин.

Разработчики проекта электрической части должны выдавать техническое задание на объем баков, количество масла в трансформаторах, план с размещением баков и направлением маслоотводных труб и т. п.

Для определения объема и типа маслосборника можно пользоваться типовым проектом, разработанным институтом «Энергосетьпроект» Минэнерго СССР. Маслосбор-

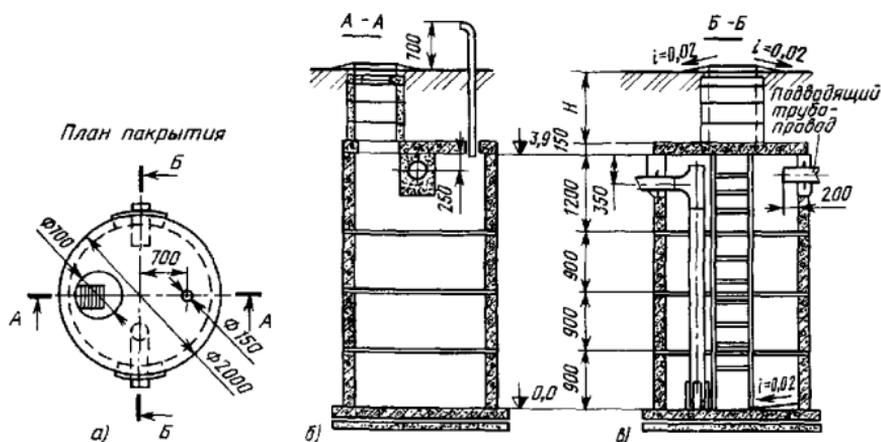


Рис. 2.93. Подземный маслосборник круглый:
а — план покрытия; б — разрез А-А, в — разрез Б-Б

ники из сборных железобетонных конструкций разработаны двух типов: круглые на объем масла до 10 м³ и прямоугольные на объем до 125 м³ (табл. 2.163).

Допускается размещение маслосборника вне ограды подстанции (преимущественно для подстанции по упрощенным схемам) при условии его ограждения и обеспечения подъезда автотранспорта.

На рис. 2.93 и 2.94 приведены габариты маслосборников на 9 и 125 м³. Круглые маслосборники вместимостью 19 м³ выполняются из спаренных двух круглых маслосборников вместимостью по 9 м³, а прямоугольные на 38 и 80 м³ — изменением числа стандартных плит.

Для открыто установленных трансформаторов мощностью до 10 МВ·А допускается выполнение маслосборников без отвода масла. При этом маслосборники

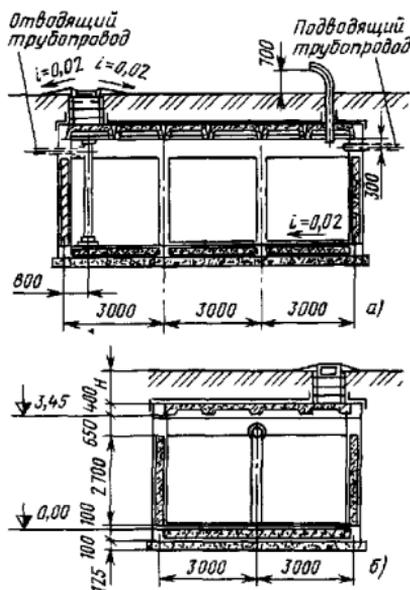


Рис. 2.94. Подземный маслосборник прямоугольный;
а и б — разрезы

Таблица 2.163. Объем и типы маслосборников

Тип маслосборника	Объем, м ³
Круглый	9
	19
Прямоугольный	38
	80
	125

должны выполняться заглубленными, рассчитанными на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываться металлической решеткой и насыпанным на нее слоем чистого промытого гравия или непористого щебня с частицами диаметром 30—70 мм. Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным агрегатом.

При выполнении маслоприемника без отвода масла рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия воды (масла) в маслоприемнике.

Для внутрицеховых масляных трансформаторов с количеством масла 60 кг и более, установленных в зданиях I или II степени огнестойкости с производствами категорий Г и Д, следует предусматривать маслоприемники, как правило, без отвода масла, с металлической решеткой и насыпанным на нее слоем чистого гравия или щебня толщиной не менее 250 мм. Объем маслоприемника под решеткой должен быть рассчитан на полный объем масла трансформатора.

2.66. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКЕ ВНУТРИЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ 10(6) кВ

Распределительные пункты и внутрицеховые трансформаторные подстанции (ТП) с масляными трансформаторами и аппаратами с количеством масла 60 кг и более могут размещаться на первом и втором этажах во всех помещениях производств, которые согласно противопожарным требованиям отнесены к категориям Г и Д I и II степени огнестойкости по СНиП Госстроя СССР.

Трансформаторные подстанции с масляными трансформаторами установлены в камерах и выполняются с трансформаторами, как правило, мощностью до 1000 кВ·А.

В схемах коммутации ТП на стороне высокого напряжения применяются выключатели нагрузки, разъединители и предохранители, а на стороне низкого напряжения — силовые щиты с односторонним или двусторонним обслуживанием.

Минимальные проходы в щитовых помещениях приведены в табл. 2.164.

Во всех случаях, когда нагрузка внутрицеховой трансформаторной подстанции (или КТП) определяется главным образом электромоторами, присоединенными к щитам станции управления (ЩСУ), следует, как пра-

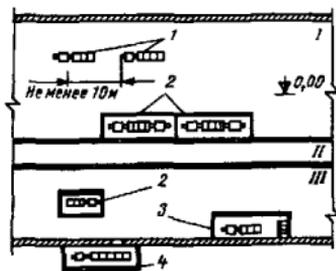


Рис. 2.95. План расположения КТП (производство категории Г или Д):

I — цех № 1; II — коридор; III — цех № 2; 1—4 — соответственно внутрицеховая открытая, закрытая, встроенная и пристроенная подстанции

вило, предусматривать компоновку подстанции непосредственно стыковой выводов трансформаторов с шинами вводных панелей ЩСУ, избегая установку КТП со шкафами распределительного устройства до 1 кВ. По способу компоновки ТП и РП можно выполнить пристроенными, встроенными внутрицеховыми (открытыми и закрытыми, рис. 2.95).

Пристроенной называют подстанцию (или РП), непосредственно примыкающую к основному зданию и имеющую с ним одну общую стену. В этом случае трансформатор и другие части ТП можно выкатывать из помещения подстанции как наружу, так и в цех или другие помещения этого здания.

Подстанцию считают встроенной, если ее закрытое помещение имеет две или три общие стены со смежными помещениями или с самим зданием цеха и она вписана в общий контур здания. При этом выкатка оборудования может быть наружу и внутрь здания.

Внутрицеховой называют подстанцию, расположенную открыто или в отдельном закрытом помещении в цехе внутри производственного или вспомогательного здания, причем доступ к оборудованию подстанции осуществляется из того же или другого помещения этого здания.

Расстояния между расположенными по периметру промышленных зданий пристроенными или встроенными подстанциями либо закрытыми камерами трансформаторов не нормируются. Расстояние по горизонтали от дверного проема трансформаторной камеры встроенной или пристроенной подстанции до проема ближайшего окна или двери

Таблица 2.164. Проходы обслуживания и расстояния в электропомещениях

Проходы и расстояния	Расстояния, м, не менее
Проходы обслуживания с лицевой и задней сторон щита в свету*: ширина	0,8 (допускается местное сужение строительными конструкциями до 0,6 м с задней стороны щита)
высота	1,9
Расстояние от наиболее выступающих неогражденных неизолированных токоведущих частей, расположенных по одну сторону прохода на высоте менее 2,2 м**, до противоположной стены или оборудования, не имеющего неогражденных неизолированных токоведущих частей, при напряжении: до 660 В	1 (при длине щита до 7 м); 1,2 (при длине щита более 7 м)
660 В – 1 кВ	1,5
Расстояние между неогражденными неизолированными токоведущими частями, расположенными по обе стороны прохода на высоте 2,2 м** при напряжении: до 660 В	1,5
660 В – 1 кВ	2

* При длине щита более 7 м проход должен иметь два выхода, при этом выход из прохода обслуживания с задней стороны щита может быть выполнен как в щитовое, так и в другое помещение. Двери из щитового помещения должны открываться наружу или в другое помещение, за исключением дверей, ведущих в помещение устройств с более высоким напряжением.

** Неизолированные токоведущие части, расположенные над проходом на высоте менее 2,2 м, а также находящиеся на расстояниях, меньших приведенных, должны быть ограждены сетками или сплошными покрытиями. Расстояние от неизолированных, находящихся под напряжением частей до ограждений при сетках 100 мм, при сплошных съемных ограждениях 50 мм.

другого помещения должно быть не менее 1 м при количестве масла 60 кг и более в трансформаторе или в аппарате с маслом.

Выкатка трансформаторов мощностью более 100 кВ·А из камер и подстанций в наружные проезды шириной менее 5 м не допускается. Это требование не распространяется на выкатку трансформаторов в проходы и проезды внутри производственных помещений.

Вентиляционная система помещений РП или помещений КТП и камер трансформаторов должна обеспечивать отвод выделяемого аппаратом или трансформатором тепла, быть самостоятельной и не связанной с другими вентиляционными системами.

Вентиляционные шахты и проемы должны быть расположены таким образом, чтобы в случае образования или попадания в них

влаги она не могла стекать на трансформаторы, шкафы КРУ до 1 кВ и выше, щиты, панели и т. п. Внутрицеховые подстанции в горячих, пыльных цехах, а также в цехах с химически активной средой необходимо размещать в специально выделенных помещениях. На таких подстанциях должна быть предусмотрена принудительная вентиляция, а в помещениях распределительных щитов следует предусмотреть меры (тамбуры с уплотненными дверями, поддув чистого воздуха и т. д.), предотвращающие попадание пыли, влаги и химических активных газов.

В производственных помещениях распределительные пункты напряжением до 1 кВ и выше, как правило, должны размещаться в отдельных помещениях. Допускается их размещение в общем помещении подстанций при условии, что РУ напряжением до

1 кВ и выше будут эксплуатироваться электриками данного цеха или производства.

Под производственными помещениями с мокрым технологическим процессом, например, с вентиляционными камерами с калориферами, отделением мойки, душевыми и т. п., не допускается размещать электропомещения. Исключения допускаются в случаях, когда можно принять специальные меры по надежной гидроизоляции, предотвращающей попадание влаги в электротехнические помещения.

Внутрицеховые РП и трансформаторные подстанции с масляными аппаратами и трансформаторами с количеством масла более 60 кг не допускается размещать непосредственно под (и над) помещением (соответствующим площади подстанции), в котором продолжительное время (более 1 ч) могут находиться одновременно 50 человек и более. Это требование не распространяется на всю площадь производственного помещения (цеха), значительно превышающую площадь, занимаемую электропомещением.

При открытом расположении внутрицеховой комплектной подстанции вблизи путей внутрицехового транспорта или крановых путей и других подъемно-транспортных механизмов цеха должны быть приняты меры для защиты КТП от случайных механических повреждений. Открыто установленные КТП следует, как правило, размещать в пределах мертвой зоны этих механизмов. В цехах с интенсивным движением внутривзводского транспорта, а также при насыщенности цеха оборудованием, материалами и готовыми изделиями КТП рекомендуется ограждать.

Прокладка в помещениях РУ (КРУ) и КТП относящихся к ним трубопроводов отопления допускается при условии применения пельных сварных труб без фланцев, вентиля и т. п., а вентиляционных сварных коробов — без люков, задвижек, фланцев и других подобных устройств. Допускается также транзитная прокладка трубопроводов или коробов при условии, что каждый трубопровод (короб) заключен в сплошной водонепроницаемый кожух.

2.67. ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Комплектные подстанции. Компоновка КТП в производственных зданиях должна решаться в каждом отдельном случае, исходя из их конструкции, этажа установки, направ-

ления трасс внешних кабелей и шинопроводов напряжением до 1 кВ.

Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки выпускаются по виду охлаждения силового трансформатора следующего исполнения: с масляным охлаждением, с заполнением негорючим жидким диэлектриком, с воздушным охлаждением (с сухим трансформатором мощностью до 2500 кВ·А). Кроме трансформатора в комплект КТП входят вводной шкаф на напряжение 6—10 кВ и распределительные комплектные шкафы, при помощи которых можно собрать различные по схеме КРУ напряжением до 1 кВ. КТП бывают одно- и двухтрансформаторными. Они требуют двустороннего обслуживания. Однотрансформаторные КТП имеют левое и правое исполнения.

На каждой пристроенной и встроенной закрытой подстанции, расположенной по периметру промышленного здания, при установке КТП рекомендуется применять масляные трансформаторы с суммарной мощностью до 6500 кВ·А, при этом расстояние между разными помещениями КТП не нормируется.

Во время работы трансформатор КТП в зависимости от режима нагрузки и температуры окружающего воздуха может находиться как под избыточным давлением, так и под небольшим вакуумом.

Повышение давления в баке может быть вызвано сильным нагреванием трансформатора из-за перегрузки или при межвитковых коротких замыканиях, больших переходных сопротивлений в местах соединений с образованием электрической дуги в масле.

Для защиты от чрезмерного повышения давления трансформатор снабжается специальным реле давления, которое срабатывает и разбивает стеклянную диафрагму при давлении в баке выше нормального.

С точки зрения пожарной опасности нормативные документы выдвигают ограничения по мощности и количеству КТП только с масляными трансформаторами и при открытой установке их в цехе. Что касается КТП с сухими трансформаторами или трансформаторами с негорючим жидким (твердым) диэлектриком, никаких ограничивающих требований к их установке не предъявляется.

Комплектные трансформаторные подстанции с масляными трансформаторами суммарной мощностью до 3200 кВ·А, устанавливаемые открыто в производственных помещениях с нормальной средой (с производством категорий Г и Д), никаких допол-

нительных противопожарных мероприятий по сравнению с соблюдением требований гл. 4.2 ПУЭ не требуют.

По пожарной безопасности применение внутрицеховой КТП, установленной открыто или в отдельном закрытом помещении в цехе, должно отвечать следующим требованиям:

на каждой открыто установленной КТП могут быть применены масляные трансформаторы с суммарной мощностью до 3200 кВ·А, т. е. КТП с двумя трансформаторами мощностью по 1600 кВ·А каждая. Расстояние в свету между трансформаторами разных подстанций следует принимать не менее 10 м;

на внутрицеховой закрытой КТП допускается применять более одной КТП с трансформаторами суммарной мощностью до 6500 кВ·А. Расстояние между закрытыми помещениями разных подстанций не нормируется;

на каждой внутрицеховой КТП, расположенной на втором этаже открыто или в отдельном помещении, допускается установка трансформаторов суммарной мощностью не более 1000 кВ·А.

В помещении КТП при необходимости можно устанавливать другое комплектное электрооборудование напряжением до 1 кВ, например комплектные конденсаторные установки (рис. 2.96). Наиболее выгодное (оптимальное) место установки ККУ необходимо определять согласно «Указаниям по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий» ВНИПИ «Тяжпромэлектронпроект». Установка ККУ зависит от сети и мощности конденсаторных установок.

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ПС.

При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной ККУ.

Для схем с магистральными шинопроводами ККУ единичной мощностью до 400 квар подключаются к сети без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки его в комплекте ККУ), а при мощности более 400 квар — через отключающий аппарат с выполнением требований ПУЭ.

При мощности более 400 квар ККУ рекомендуется подключать к шинам цеховой ПС с использованием соответствующего автоматического выключателя подстанции.

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности ККУ.

Практикой проектирования доказано, что размещение на втором этаже масляных трансформаторов нецелесообразно.

На пристроенных, встроенных, отдельно стоящих и внутрицеховых (открытых и закрытых) КТП независимо от того, имеют они выходы в производственное здание или наружу, должен быть устроен маслоприемник, вмещающий не менее 20% полного объема масла в трансформаторе, с отводом в маслобункер или заглубленный маслоприемник без отвода масла, рассчитанный на 100% его объема.

Площадь маслоприемника должна быть больше площади основания трансформатора КТП. Заглубленный бетонный маслоприем-

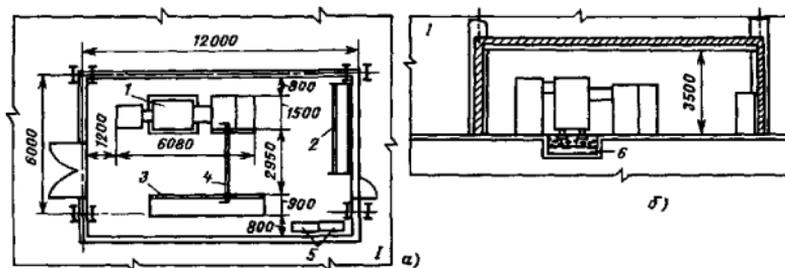


Рис. 2.96. Внутрицеховая закрытая подстанция с установкой КТП и другого электрооборудования:

а — план; б — разрез; 1 — цех; 1 — комплектная трансформаторная подстанция КТП 1600/10; 2 — комплектная конденсаторная установка УК-0,38-450 НУЗ; 3 — силовой щит 380/220 В; 4 — шинопровод ШМА-73Н на 1600 А, 5 — распределительные шкафы ПР-22; 6 — маслоприемник на 100% масла

ник необходимо рассчитывать на полный объем масла, содержащегося в трансформаторе, и закрывать металлической решеткой, верх которой насыпать слой чистого гравия или гранитного щебня и подобного материала с частями 30–70 мм толщиной не менее 25 см. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2% в сторону приемка. После аварии в трансформаторе удаление масла из маслоприемника осуществляется специальным инвентарным переносным насосным агрегатом с электрическим приводом.

Для внутрицеховых закрытых КТП все ограждающие конструкции должны быть выполнены из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

Для устранения возможности попадания животных и птиц отверстия в наружных стенах закрытых встроенных и пристроенных КТП должны иметь сетки с ячейками размером 10 × 10 мм.

Нагрузки на перекрытия и полы от трансформаторов и шкафов РУНН принимаются в соответствии с их каталожными данными и должны учитываться в местах их постоянной и временной (до монтажа) установки, а также в зонах, по которым они будут перемещаться при транспортировке; проемы должны соответствовать их габаритам.

Ворота и двери помещений КТП с масломолненным трансформатором необходимо выполнять со степенью огнестойкости не менее 0,6 ч. Ворота должны быть двусторонними, открывающимися наружу на угол 180°, и при ширине их створки более 1,5 м должны снабжаться калиткой, если они используются как второй выход для персонала. Габариты ворот должны превышать на 200–350 мм размеры трансформатора или другого крупноблочного оборудования. Вместо ворот допускаются монтажные проемы в стенах для выкатки трансформаторов и другого электрооборудования. Если вад дверь, воротами или выходным вентиляционным отверстием в помещении КТП имеется наружное окно другого помещения, под ним по всей ширине двери предусматривается негорюемый козырек с вылетом 0,7 м. Длина козырька должна быть больше ширины двери не менее чем на 0,8 м в каждую сторону. При расположении окна на высоте более 4 м козырек не требуется. Полы помещений КТП выполняются с уклоном 2% в сторону маслоприемника. Металлические колонны находящихся внутри помещений КТП, если они являются несущей конструкцией основного здания (помещения цеха), должны быть выполнены с пределом

огнестойкости не менее 2 или 2,5 ч (соответственно для зданий II и I степеней огнестойкости).

Для аэрируемых цехов допускается удаление дыма (при пожаре КТП) через вытяжные вентиляционные шахты или проемы из закрытого помещения КТП непосредственно в цех. В цехах, не имеющих аэрации, удаление дыма при пожаре из помещений КТП следует предусматривать через специальные шахты (или другими способами) непосредственно наружу. Во всех случаях площадь сечения шахт и люков для дымоудаления должна быть не менее 0,2% площади помещения КТП.

Приточные и вытяжные вентиляционные воздуховоды в помещениях КТП рекомендуются оборудовать автоматическими закрывающимися обратными клапанами, например лепестковыми, или заслонками с легкоплавающими замками. Эти клапаны и заслонки должны обеспечивать прекращение доступа воздуха в помещения (зону горения) при возникновении пожара и иметь ручной привод, позволяющий при необходимости их открыть и закрыть вручную. Рукоятка ручного привода должна устанавливаться снаружи помещения КТП в безопасном в пожарном отношении месте. При наличии загрязнений среды воздух забирается извне или очищается фильтрами.

В помещениях КТП с трансформаторами мощностью до 1000 кВ·А включительно, как правило, предусматривается естественная вентиляция. Для этого на входе в помещение охлаждающего воздуха и на выходе из него устанавливаются жалюзийные решетки, сечение которых определяется на основании заданных потерь активной мощности. При этом вентиляция помещений КТП должна обеспечивать отвод выделяемого ими тепла и выполняться таким образом, чтобы разность температур воздуха, выходящего из помещения и входящего в него, не превосходила 15°С при нагрузке, соответствующей номинальной мощности трансформатора. Если невозможно обеспечить теплообмен естественной вентиляцией, необходимо предусмотреть вентиляцию с механическим побуждением, которая отводила бы тепло, выделяемое не только трансформатором, но и другими аппаратами, была самостоятельной, не связанной с другими вентиляционными системами цеха. Скорость воздуха в помещении КТП при работе вентиляционных устройств должна соответствовать требованиям санитарных норм проектирования промышленных предприятий. Стенки вентиляционных каналов и шахт должны

быть негоряемыми и иметь предел огнестойкости не менее 0,75 ч.

Вентиляционные шахты и проемы необходимо располагать таким образом, чтобы в случае образования или попадания в них влаги, она не могла стекать на трансформаторы, шкафы РУНН и другие устройства.

В горячих, пыльных цехах, а также в цехах с химически активной средой внутрицеховые подстанции должны находиться в специально выделенных помещениях, в которых предусмотрены принудительная вентиляция и меры, предотвращающие попадание пыли, влаги и химически активных газов внутрь, например тамбуры с уплотненными дверями, поддув чистого воздуха. Помещения КТП должны быть отделены от служебных и других вспомогательных помещений.

При расчете естественной вентиляции или вентиляции с механическим побуждением тепловые потери трансформаторов до 1000 кВ·А и более можно ориентировочно принимать равными соответственно 2 и 1,5 % их мощности.

Камеры трансформаторов. В камерах трансформаторов разрешается устанавливать относящиеся к ним аппараты: отделители, короткозамыкатели, разъединители, выключатели нагрузки и т. п. В камерах трансформаторов специального назначения (для электросечей, преобразователей и т. п.) могут устанавливаться также относящиеся к ним аппараты, разделяющие катушки, анодные делители, дроссели, выключатели, разъединители, переключатели, а также оборудование системы охлаждения независимо от количества масла в них. Допускается установка в одной общей камере двух масляных трансформаторов мощностью не более 1000 кВ·А каждый, имеющих общее назначение, управление и защиту и рассматриваемых как один агрегат. В пехе, в отдельном помещении (в общей камере) может устанавливаться до шести сухих трансформаторов (или трансформаторов, имеющих негорючее заполнение), если это не вызывает усложнения в эксплуатации при проведении ремонта.

2.68. ВНУТРИЦЕХОВЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ 10(6) кВ

Внутрицеховые распределительные пункты (РП) 10(6) кВ следует располагать внутри производственных корпусов или пристраивать к ним для приближения их к электроприемникам, если этому не препятствуют производственные условия или требования

архитектурно-строительного оформления зданий.

Помещение ЗРУ. В ЗРУ напряжением 10(6) кВ должны устанавливаться шкафы КРУ и ячейки КСО заводского изготовления. Шкафы КРУ, конструкция которых предусматривает обслуживание их с одной стороны, устанавливаются вилгогнуку к стене, без прохода с задней стороны. Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать передвижение тележек КРУ; для их ремонта и хранения в помещении РП предусматривается место или специальное помещение.

Выходы из помещения РУ выполняются наружу или в другое помещение с негоряемыми стенами и перекрытиями, не содержащее пожаро- и взрывоопасных материалов, аппаратов и производств, а также в другие отсеки РУ, отделенные от данного отсека дверью с пределом огнестойкости не менее 0,6 ч. Часть РУ, находящаяся в ведении энергоснабжающей организации, отделяется перегородкой или металлической сеткой с дверью, запираемой на замок; такая компоновка дана на рис. 2.97.

Выключатели, устанавливаемые в РУ 10(6) кВ на внутрицеховых РП, должны быть безмасляными или маслослабообъемными.

В основных и вспомогательных помещениях РП могут устанавливаться комплектные РУ открыто или в отдельных помещениях. При открытой установке РУ напряжением до 1 кВ и выше должно быть применено комплектное электрооборудование в исполнении не менее IP.

Пол внутрицеховой РП должен быть не ниже уровня пола цеха; пол в помещении КРУ с выкатными тележками должен быть рассчитан на их частое перемещение без повреждения его поверхности. При установке КРУ в отдельных помещениях ширина прохода по фасаду должна определяться, исходя из следующих условий: для однорядного исполнения — длина тележки КРУ плюс не менее 0,6 м; для двухрядного исполнения — длина тележки КРУ плюс не менее 0,8 м. Однако во всех случаях ширина прохода должна быть не менее значений, приведенных в табл. 2.165.

Сужение прохода напротив выкатываемых тележек не допускается. При наличии прохода с задней стороны КРУ (двустороннее обслуживание для их осмотра) ширина его должна быть не менее 0,8 м; допускаются отдельные местные сужения не более чем на 0,2 м.

Высота помещения должна быть не менее высоты КРУ, считая от высугающих частей шкафов, плюс 0,8 м до потолка и 0,3 м до

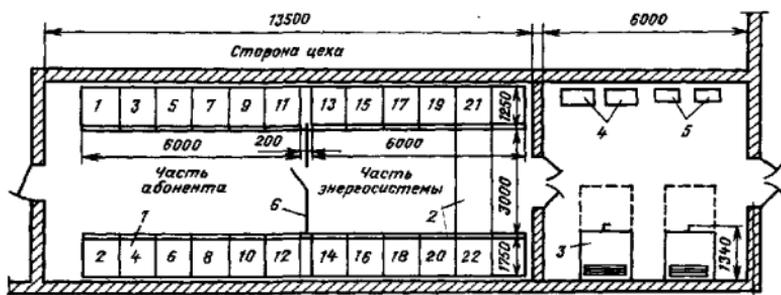


Рис. 2.97. План расположения оборудования РП 10 кВ при двухрядном расположении камер КСО при разделении распределительного устройства на части абонента и энергосистемы:

1 — камера типа КСО-285, 2 — мост шинный длиной 3000 мм; 3 — шкаф оперативного тока типа ШУОТ; 4 — блок питания типа БПРУ; 5 — щит защиты; 6 — ограждение сетчатое с дверью

балок. Это требование не распространяется на короба шинных перемычек, связывающих шкафы КРУ, и на вводные питающие закрытые токопроводы. Допускается меньшая высота помещения КРУ, если при этом обеспечиваются удобство и безопасность.

Выходы из помещения КРУ могут быть выполнены как наружу, так и в другие помещения РП или в производственное помещение с производством категорий Г и Д, а также в другие отсеки РУ. При расположении РП на втором этаже выходы могут быть

Таблица 2.165. Наименьшие допустимые размеры ширины коридоров и проходов в закрытых РУ напряжением 10(6) кВ

Коридоры и проходы	Ширина при расположении оборудования, м	
	однорядном	двухрядном
Проходы в помещениях РП (некомплектных) напряжением выше 1 кВ:		
управления	1,5	2
обслуживания	1*	1,2*
Проходы в помещениях с КРУ напряжением 10(6) кВ стационарного и выкатного типа:		
управления при двухрядном расположении шкафов КРУ с фасадами обоих рядов, обращенными внутрь прохода	—	2
управления при однорядном расположении шкафов КРУ	1,9	—
обслуживания с задней стороны шкафов КРУ	0,8*	0,8*
Проходы в помещениях сборных камер одностороннего обслуживания серий КСО:		
при отсутствии комплектных шинных мостов	1,5	2
при наличии комплектных шинных мостов на камерах серий КСО с учетом длины моста	—	2
Проход снаружи подстанции вдоль ее стен, имеющих двери или вентиляционные отверстия, при отсутствии надобности в транспортировке оборудования в этом проходе	1	1

* Допускается местное сужение прохода выступающими строительными конструкциями не более чем на 0,2 м

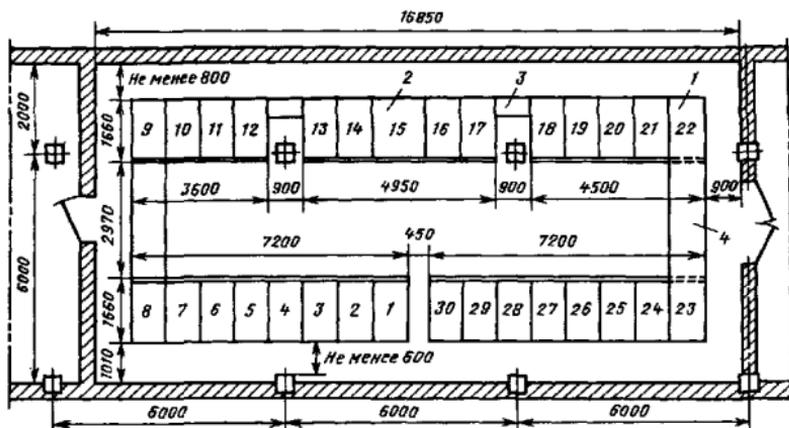


Рис. 2.98. Вариант компоновки распределительного пункта 10 кВ в отдельном помещении между колоннами в цеху:

1 — шкаф КРУ размером 900 мм; 2 — шкаф КРУ размером 1350 мм; 3 — токопровод между шкафами заводского изготовления; 4 — токопровод между секциями КРУ

выполнены на лестничную площадку, а второй (дополнительный) выход можно предусмотреть также на специальный балкон с наружной пожарной лестницей. Число выходов из помещений РУ зависит от длины фасада КРУ. При длине фасада КРУ до 7 м допускается иметь один выход. При длине более 7 м должно быть предусмотрено два выхода, как правило, по торцам помещения РУ. При двухрядном расположении шкафов КРУ за длину принимается максимальная длина одного ряда. Под длиной РУ подразумевается длина фронта шкафов или ячеек, связанных между собой шинами или кабелями, а не длина самого помещения РУ, в котором они располагаются.

Закрытые распределительные устройства, питающие электроприемники особой группы I категории, должны быть повышенной надежности. Разные секции комплектных распределительных устройств должны размещаться в отдельных помещениях, разделенных перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Кабельные помещения под секциями КРУ также должны быть разделены или изолированы по числу секций (как правило, три) распределительных устройств.

Помещения КРУ с большим числом шкафов следует разделять на отсеки не более 60 м несгораемыми перегородками с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

При установке КРУ в производственных помещениях открыто ширина свободного прохода должна быть не менее 1 м и обеспечивать возможность транспортирования наиболее крупных элементов КРУ. Шкафы КРУ при компоновке РУ, как правило, должны быть установлены в многорядных цехах большой ширины с расположением их преимущественно у колонн, чтобы не занимать полезной площади цеха. При шаге колонн, недостаточном для размещения между ними всех шкафов КРУ, допускается также размещение их на площади цеха, при котором одна или несколько колонн основного здания находятся в пределах периметра ограждения (или помещения) КРУ. На рис. 2.98 дан пример выполнения компоновки помещения КРУ между колоннами.

Камеры серий КСО внутренней установки оборудованы одинарной системой сборных шин напряжением 6–10 кВ и рассчитаны на установку прислонно с односторонним обслуживанием в помещениях с температурой окружающего воздуха от минус 5 до плюс 35 °С и относительной влажности воздуха до 80%. При двухрядном расположении камер шинные мосты с разъединителями можно располагать только с края распределительного устройства. Для установки приводов разъединителей, расположенных на шинном мосту, предусмотрена фасадная платформа.

2.69. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОНАХ

Распределительные устройства и пункты напряжением до 1 кВ и выше, трансформаторные и преобразовательные подстанции, в том числе комплектные, с электрооборудованием общего назначения запрещается размещать непосредственно внутри взрывоопасных зон всех классов. Все эти электроустановки (в дальнейшем ПС) должны располагаться в отдельных закрытых помещениях вне взрывоопасной зоны.

ПС, питающие электроустановки в поме-

щениях с тяжелыми или сжиженными газами, как правило, должны сооружаться отдельно стоящими от наружных взрывоопасных установок согласно табл. 2.166 вне взрывоопасных зон.

Отдельно стоящие ПС в случае технической невозможности или экономической нецелесообразности сооружения разрешается приставлять к помещениям с взрывоопасными зонами с тяжелыми или сжиженными газами. При этом уровень пола ПС, а также дно кабельных каналов и прямиков должны быть выше уровня пола смежного помещения с взрывоопасными зонами и поверхности окружающей земли не менее чем на 0,15 м. Это требование не распространяется на маслясборные ямы под трансформаторами.

Таблица 2.166. Минимально допустимое расстояние от отдельно стоящих ПС до помещений со взрывоопасными зонами и наружных взрывоопасных установок (по ПУЭ)

Помещения и наружные установки	Расстояние до ПС, м	
	закрытых	открытых
С тяжелыми или сжиженными горючими газами		
Помещения с выходящей в сторону ПС несгораемой стеной без проемов и устройств для выброса воздуха из системы вытяжной вентиляции	10	15
Помещения с выходящей в сторону ПС стеной с проемами	40	60
Наружные взрывоопасные установки, установки, расположенные у стен зданий (в том числе емкости)	60	80
Резервуары (газгольдеры), сливно-наливные эстакады с закрытым сливом или наливом	80	100
С легкими горючими газами и ЛВЖ, с горючей пылью или волокнами		
Помещения с выходящей в сторону ПС несгораемой стеной без проемов и устройств для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции	Не нормируется	0,8 (до установленных трансформаторов)
Помещения с выходящей в сторону ПС стеной с проемами	6	15
Наружные взрывоопасные установки, установки, расположенные у стен здания	12	25
Сливно-наливные эстакады с закрытым сливом или наливом ЛВЖ	15	25
Сливно-наливные эстакады с открытым сливом или наливом ЛВЖ	30	60
Резервуары с ЛВЖ	30	60
Резервуары (газгольдеры) с горючими газами	40	60

Примечание Расстояния, указанные в таблице, считаются от стен помещения с взрывоопасными зонами или от наиболее выступающих частей взрывоопасных наружных установок до стен закрытых и до ограждения открытых ПС

В стенах, отделяющих ПС от помещений со взрывоопасными зонами классов В-Iа и В-Iб с легкими горючими газами и ЛВЖ, а также классов В-II и В-IIа допускается делать отверстия для ввода кабелей и труб электропроводки в помещение ПС. Вводные отверстия должны быть плотно заделаны негорючими материалами, а грубы электропроводки в местах перехода через стену должны иметь разделительные уплотнения.

Ввод кабелей и труб электропроводки в помещения ПС из помещений со взрывоопасными зонами класса В-I и из помещений со взрывоопасными зонами всех классов с тяжелыми и сжиженными горючими газами должен выполняться через наружные стены или через стены помещений без взрывоопасных зон.

Выходы из помещений ПС должны выполняться в соответствии со СНиП «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений» Госстроя СССР.

Помещения ПС, расположенные в первом этаже и имеющие один выход, должны иметь его наружу (на территорию предприятия) непосредственно или через коридор или другое помещение, не имеющее взрывоопасных зон. В ПС, расположенных во втором этаже и выше, допускается устраивать выход на лестничную клетку, в коридор или другое помещение, не имеющее взрывоопасных зон.

В помещениях ПС с двумя выходами один должен быть устроен на первом этаже, как указано выше (на территорию предприятия), на втором этаже и выше — на балконе с пожарной лестницей, в коридор или другое помещение, не имеющее взрывоопасных зон. Второй выход допускается устраивать на лестничную клетку, в коридор или другое помещение, не имеющее взрывоопасных зон.

Расстояние по горизонтали и вертикали от наружных дверей и окон помещений ПС до наружных дверей и окон помещений со взрывоопасными зонами классов В-I, В-Iа и В-II должно быть не менее 4 м до неоткрывающихся окон и не менее 6 м до дверей и открывающихся окон. Расстояние до окон, заполненных стеклоблоками толщиной до 10 см, не нормируется.

В примыкающих одной или двумя стенами ПС к помещениям со взрывоопасными зонами следует, как правило, применять трансформаторы с заполнением негорючей изоляционной жидкостью. Силовые трансформаторы с масляным заполнением должны размещаться в отдельных камерах, двери у которых делают противопожарными с пределом огнестойкости не менее 6 ч. Двери

камер, имеющих вентиляцию, должны быть уплотнены.

КТП и КПП с герметизированными трансформаторами, с закрытыми вводными и выводными устройствами с охлаждением как негорючей жидкостью, так и маслом допускается размещать в общем помещении с РУ напряжением до 1 кВ и выше, не отделяя трансформаторы от РУ перегородками.

Выкатка трансформаторов из помещений ПС должна быть наружу или в смежное помещение.

Отдельно стоящие открытые и закрытые ПС должны сооружаться вне взрывоопасных зон.

Наименьшие допустимые расстояния от них до помещений со взрывоопасными зонами классов В-I, В-Iа и В-II принимаются по табл. 2.166.

Расстояния до помещений со взрывоопасными зонами классов В-Iб и В-IIа не нормируются, но должны быть не менее, чем это установлено СНиП по проектированию генеральных планов предприятий для данной отрасли промышленности.

В отдельно стоящих ПС, питающих электроустановки в помещениях с наличием тяжелых или сжиженных горючих газов, расположенных за пределами расстояний, указанных в табл. 2.166, можно не выполнять подъем полов и не предусматривать приточную вентиляцию, если это не требуется по каким-либо другим соображениям.

Если в отдельно стоящих ПС уровень полов на 0,15 м выше поверхности окружающей земли и если в них предусмотрена приточная вентиляция, то такие ПС могут быть расположены на любом расстоянии от любых помещений и наружных установок со взрывоопасными зонами всех классов, в том числе с зонами класса В-I, а также помещений и наружных установок с тяжелыми и сжиженными газами. Эти расстояния не должны быть меньше установленных СНиП по проектированию генеральных планов соответствующих промышленных предприятий.

Расстояния от наружных окон и дверей таких ПС до наружных окон и дверей помещений со взрывоопасными зонами должно быть не менее 4 м до неоткрываемых окон и не менее 6 м до дверей и открываемых окон.

К помещениям щитов и пультов управления КИПиА, встраиваемых и пристраиваемых к помещениям со взрывоопасными зонами или отдельно стоящим, предъявляют те же требования, что и к помещениям ПС, аналогично размещаемым.

2.70. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ В ПОЖАРООПАСНЫХ ЗОНАХ

Пожароопасной зоной называется пространство внутри (и вне) помещения, в котором постоянно или периодически обращаются горючие (сгораемые) вещества, находящиеся в нем как при нормальном технологическом процессе, так и при его нарушениях. Пожароопасные зоны имеют следующие классы:

П-I — зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C ;

П-II — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие пыль и волокна с нижним концентрированным пределом воспламенения более 65 г/м^3 к объему воздуха;

П-IIIа — зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества;

П-IIIб — зоны, расположенные вне помещения на открытом воздухе, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества.

Размещение распределительных устройств напряжением до 1 кВ и выше в пожароопасных зонах всех классов не рекомендуется.

В случаях, технически и экономически обоснованных, размещение распределительных устройств в пожароопасных зонах допускается при условии, что устанавливаемые элементы распределительного устройства (аппараты, приборы, шкафы, ящики) в зонах всех классов будут в оболочке со степенью защиты IP44. Аппараты и приборы, искрящие по условиям работы, в зонах класса П-II должны быть в оболочке со степенью защиты IP54. Допускается менять эти аппараты и приборы с меньшей степенью защиты (до IP00), но при этом они должны устанавливаться в шкафах со степенью защиты IP54. До освоения промышленностью таких шкафов разрешается для этой цели использовать шкафы в оболочке со степенью защиты IP44.

В пожароопасных зонах всех классов, за исключением пожароопасных зон в складских помещениях, допускается на участках, огражденных сетками, открытая установка комплектов трансформаторных и преобразовательных подстанций (КТП и КПП) с трансформаторами сухими или с негорючим заполнением, а также комплектов конденсаторных установок (ККУ) с негорючим заполнением конденсаторов на участках, огражденных сетками, при этом степень защиты оболочки шкафов КТП, КПП, ККУ должна быть не менее IP41. Расстояния от КТП, КПП или ККУ до ограждения должны приниматься согласно п. 4.2 ПУЭ.

В пожароопасных зонах, за исключением пожароопасных зон в складских помещениях, разрешается размещать встроенные и пристроенные помещения подстанции с установкой КТП, КПП с маслянозаполненными герметичными трансформаторами и трансформаторные подстанции с маслянозаполненными трансформаторами в закрытых камерах

Трансформаторные и преобразовательные подстанции (ПП) разрешается пристраивать к зданиям и встраивать в здания с пожароопасными зонами всех классов при выполнении следующих условий:

двери и вентиляционные отверстия камер трансформаторов и батарей конденсаторов с масляным заполнением не должны выходить в пожароопасные зоны;

отверстия в стенах и полу для прохода кабелей и труб электропроводки должны быть плотно заделаны негорючими материалами;

выход из подстанции в пожароопасную зону может быть только из помещения распределительного устройства напряжением до 1 кВ (исключая КТП и КПП), при этом дверь должна быть samozакрывающейся и противопожарной с пределом огнестойкости не менее 0,6 ч.

У глухих стен зданий, имеющих пожароопасные зоны, разрешается открытая установка трансформаторов, батарей конденсаторов, РУ и другого электрооборудования с масляным заполнением. Электрооборудование должно быть расположено от наружной стены здания с пожароопасными зонами на расстоянии не менее 0,8 м; расстояние по горизонтали до окон, дверей и других открытых проемов в стене здания должно быть не менее 4 м от наиболее выступающей части установленного электрооборудования.

И. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ И ПОДСТАНЦИИ. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО ТРАНСПОРТА

2.72. ОСНОВНЫЕ СООТНОШЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Схемы преобразования. Для преобразовательных агрегатов применяются трехфазная нулевая схема, шестифазная нулевая схема с уравнительным реактором и трехфазная мостовая схема преобразования.

Преобразовательные агрегаты малой мощности имеют трехфазную нулевую схему.

При шестифазной нулевой схеме (рис. 2.99, а) первичная обмотка питающего преобразователя трансформатора соединяется в звезду или треугольник, а вторичная — в две обратные звезды, нулевые точки которых соединены через уравнительный реактор. Средняя точка уравнительного реактора является отрицательным полюсом выпрямленного тока.

При трехфазной мостовой схеме (рис. 2.99, б) первичная и вторичная обмотки преобразовательного трансформатора могут соединяться в звезду и в треугольник. Каждая фаза вторичной обмотки через вентиль соединяется с положительным и отрицательным полюсами цепи постоянного тока. Каждый вентиль проводит ток в течение одной трети периода.

При трехфазной нулевой схеме вторичная обмотка трансформатора соединяется в звезду с выведенной нулевой точкой или в зигзаг с выведенной нулевой точкой. В первом случае первичная обмотка должна быть соединена в треугольник, во втором — в звезду.

2.71. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Преобразовательные агрегаты предназначены для питания электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности, дуговых вакуумных и графитных электропечей, установок для электрохимической обработки металлов и гальваностегии, электрической тяги, цеховых сетей постоянного тока, от которых питаются электроприводы, не требующие регулирования подводимого к ним напряжения.

В качестве преобразователей переменного тока в постоянный используются кремниевые выпрямительные агрегаты на диодах или тиристорах.

Характеристика рассматриваемых преобразовательных установок дана в табл. 2.167.

Таблица 2.167 Характеристика преобразовательных установок

Назначение	Параметры		Характеристика режима работы	
	Ток, А	Напряжение, В	Регулирование выпрямленного напряжения	График нагрузки
Питание электролизных производств	12 500—250 000	75, 115, 150, 300, 450, 600, 850	Требуется	Равномерный непрерывный
Питание дуговых вакуумных печей	12 500—37 500	75	То же	Равномерный
Питание графитных печей	25 000—200 000	150, 300	» »	Неравномерный
Электрохимическая обработка металлов и гальваностегия	100—25 000	6, 12, 24, 48	» »	Преимущественно равномерный
Питание электрифицированного транспорта	500—3200	275, 600, 825, 1650, 3300	Не требуется	Преимущественно неравномерный
Питание цеховых сетей постоянного тока	1000—2500	230	То же	Преимущественно равномерный

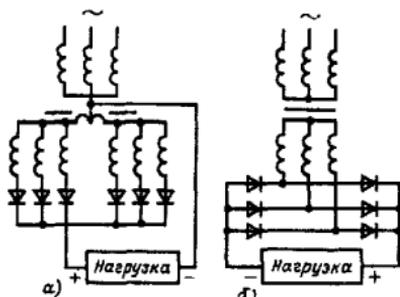


Рис. 2.99. Схемы преобразования

Основные соотношения, характеризующие различные схемы выпрямления, приведены в табл. 2.168.

Таблица 2.168. Характеристики схем выпрямления

Схема	Схема соединения вторичной обмотки трансформатора и выпрямителя	$K_u = \frac{U_{d\alpha}}{U_2}$	$\frac{U_{обр}}{U_{d\alpha}}$	$\frac{I_{2cp}}{I_d}$	$\frac{I_2}{I_d}$	$k_1 = \frac{I_1}{I_d}$ $k_T = 1$
Трёхфазная с нулевым выводом		1,17	2,09	0,33	0,58	0,82
Трёхфазная мостовая		1,17	2,09	0,33	0,58	0,82
		1,35	1,05	0,33	0,817	0,817
Шестифазная нулевая с уравнительным реактором		1,35/1,17	2,09	0,17	0,29	0,408

В настоящее время для полупроводниковых агрегатов с выпрямленным напряжением 300 В и выше, как правило, применяется трехфазная мостовая схема, а при меньших напряжениях — нулевая схема.

Для агрегатов большой мощности в целях создания двенадцатифазного режима выпрямления трансформаторы выполняют с одной первичной и двумя или четырьмя вторичными обмотками. Одну половину вторичных обмоток соединяют в звезду, а вторую — в треугольник.

Токи и напряжения. Действующее значение тока I_2 вторичной обмотки трансформатора без учета явления коммутации, А, равно:

для мостовой схемы

$$I_2 = I_d \sqrt{\frac{2}{3}}; \quad (2.209)$$

для нулевой схемы

$$I_2 = \frac{I_d}{p\sqrt{m}}, \quad (2.210)$$

где I_d — среднее значение выпрямленного тока, А; p — число одновременно работающих фаз; m — число фаз выпрямления.

Действующее значение тока в плече трехфазного выпрямительного моста, А,

$$I_{2a} = \frac{I_d}{\sqrt{3}}, \quad (2.211)$$

Действующее значение первичного тока I_1 трансформатора зависит от схемы питания выпрямителя.

Численные значения отношения $I_1/I_d = k_1$ при коэффициенте трансформации, равном 1, для различных схем питания приведены в табл. 2.168.

$\frac{S_T}{P_d}$	$\frac{S_1}{P_d}$	$\frac{S_2}{P_d}$	Коэффициент наклона внешней характеристики A	Коэффициент искажения v
1,35	1,21	1,48	0,87	0,826
1,46	1,21	1,71	0,87	0,826
1,05	1,05	1,05	0,5	0,955
1,26	1,05	1,48	0,5	0,955

Выпрямленное напряжение холостого хода при отсутствии регулирования определяется выражением, В:

для нулевых схем выпрямления

$$U_{d,x} = \frac{\sqrt{2} \sin \frac{\pi}{m}}{\pi} U_2; \quad (2.212)$$

для мостовых схем

$$U_{d,x} = \frac{2\sqrt{2} \sin \frac{\pi}{m}}{\pi} U_2, \quad (2.213)$$

где U_2 — фазное напряжение холостого хода вторичной обмотки трансформатора, В.

Выпрямленное напряжение холостого хода при регулировании напряжения, В, определяется выражением;

при отсутствии разрывов в токе

$$U_{dxx} = U_{d,x} \cos \alpha; \quad (2.214)$$

при наличии разрывов в токе

$$U_{dxx} = U_{d,x} \frac{1 - \sin \left(\alpha - \frac{\pi}{m} \right)}{2 \sin \frac{\pi}{m}}. \quad (2.215)$$

где α — угол регулирования (угол задержки момента естественного вступления в работу очередного вентиля).

Напряжение при нагрузке U_d (в пределах прямолинейной части внешней характеристики) отличается от напряжения холостого хода вследствие падения напряжения в вентиле ΔU_v и потери напряжения в результате коммутации ΔU_c :

$$U_d = U_{d,x} \cos \alpha - \Delta U_v - \Delta U_c. \quad (2.216)$$

Относительные потери напряжения вследствие коммутации

$$\Delta U_{v*} = \frac{\Delta U_c}{U_{dном}} = A I_{d*} x_*, \quad (2.217)$$

где $U_{dном}$ — номинальное выпрямленное напряжение, В; A — коэффициент наклона внешней характеристики, зависящей от принятой схемы питания (табл. 2.168); $I_{d*} = I_d/I_{dном}$ — относительное значение выпрямленного тока; x_* — значение суммарного индуктивного сопротивления сети и трансформатора, отнесенное к мощности трансформатора выпрямительного агрегата.

Особенностью внешней характеристики агрегатов со схемой две обратные звезды с уравнительным реактором является пик

напряжения при малых нагрузках (рис. 2.100). При холостом ходе выпрямителя схема работает как шестифазная: $U_{d,x} = 1,35 U_2$. При увеличении нагрузки продолжительность работы вентилей увеличивается и при токе 1% номинального достигает 1/3 периода. Схема начинает работать как двойная трехфазная: $U_{d,x} = 1,17 U_2$.

Максимальное значение обратного напряжения выпрямителя для любой схемы питания равно амплитуде наибольшего междуфазного напряжения вторичной обмотки трансформатора. При одинаковом выпрямленном напряжении $U_{свн}$ при мостовой схеме в 2 раза меньше, чем при нулевой.

Номинальная и типовая мощность выпрямительных трансформаторов. Номинальной мощностью трансформатора называется потребляемая им кажущаяся мощность, т. е. мощность первичной обмотки при номинальном выпрямленном токе:

$$S_{ном} = \sqrt{3} I_1 U_1 = \frac{3k_1 U_{d,x} I_d}{k_n}, \quad (2.218)$$

где k_1 и k_n — коэффициенты, зависящие от схемы питания (табл. 2.168).

Расход активных материалов и размеры трансформатора характеризуются типовой мощностью, представляющей собой мощность эквивалентного ему по размерам нормального трехфазного трансформатора.

Типовая мощность равна полусумме мощностей первичной и вторичной обмоток

$$S_T = \frac{S_1 + S_2}{2}. \quad (2.219)$$

При шестифазной нулевой схеме с уравнительным реактором расчетная мощность вторичных обмоток трансформатора

$$S_2 = 6U_2 I_2 = 6 \frac{U_{d,x}}{1,17} \frac{I_d}{2\sqrt{3}} = 1,48 P_d', \quad (2.220)$$

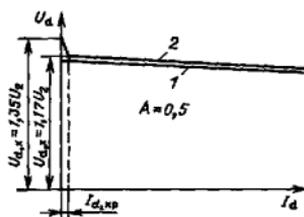


Рис. 2.100. Внешние характеристики преобразовательных агрегатов:

1 — при трехфазной мостовой схеме; 2 — при шестифазной нулевой схеме с уравнительным реактором

где $P_d' = U_{d,x} I_d$ — условная мощность на стороне постоянного тока.

Расчетная мощность первичных обмоток (при отсутствии РПН)

$$S_1 = 3I_1 U_{1\phi} = 3 \frac{I_d}{k} \frac{U_{d,x}}{\sqrt{6}} k \frac{U_{d,x}}{1,17} = 1,045 P_d'. \quad (2.221)$$

Типовая мощность трансформатора без учета уравнительного реактора и РПН

$$S_T = \frac{1,48 + 1,045}{2} P_d' = 1,26 P_d'. \quad (2.222)$$

Типовая мощность трансформатора при трехфазной мостовой схеме выпрямления

$$S_T = S_1 = S_2 = 3I_1 U_{1\phi} = \frac{3\sqrt{2} I_d U_{d,x}}{\sqrt{3} \cdot 2,34} = 1,045 P_d'. \quad (2.223)$$

С увеличением числа фаз выпрямления типовая мощность трансформатора увеличивается, а конструкция усложняется. Поэтому трансформаторы с числом фаз вторичной обмотки более шести обычно не изготавливаются.

Следует отметить, что условная типовая мощность трансформаторов с регулированием, которую определяют заводы-изготовители, значительно превышает значения, полученные из приведенных выражений, так как учитывает наличие переключающего устройства (и связанного с этим увеличения мощности первичной обмотки), встроенных трансформаторов тока и других устройств, усложняющих конструкцию трансформатора.

Коэффициент мощности выпрямительного агрегата можно определить из выражения

$$\lambda = v \cos \varphi, \quad (2.224)$$

где v — коэффициент искажения (при $m = 6$ $v = 0,955$, при $m = 12$ $v = 0,988$); $\cos \varphi$ — коэффициент сдвига фаз.

При отсутствии регулирования

$$\cos \varphi = \frac{1 + \cos \gamma_0}{2}, \quad (2.225)$$

где γ_0 — угол коммутации, при $\alpha = 0$ может быть найден из выражения

$$1 - \cos \gamma_0 = 2AI_d x_*.$$

При регулировании

$$\cos \varphi \approx \cos \left(\alpha + \frac{\gamma}{2} \right). \quad (2.226)$$

Значение $\cos \varphi$ может быть найден и без определения угла коммутации по выра-

жению

$$\cos \varphi = U_{d2*}, \quad (2.227)$$

где U_{d2*} — относительное значение выпрямленного напряжения при регулировании и нагрузке.

При регулировании

$$U_{d2*} = \cos \alpha - A I_{d2*} x_*, \quad (2.228)$$

а при отсутствии регулирования

$$U_{d2*} = 1 - A I_{d2*} x_*. \quad (2.229)$$

Коэффициент полезного действия выпрямительного агрегата представляет собой отношение мощности, отдаваемой на стороне выпрямленного тока, к активной мощности, забираемой из сети переменного тока:

$$\eta = \frac{U_d I_d}{U_d I_d + \Delta P_{\text{ТР}} + \Delta P_{\text{в.у}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{ш}} + \Delta P_{\text{с.н}}}, \quad (2.230)$$

где $\Delta P_{\text{ТР}}$ — потери мощности в трансформаторе агрегата; $\Delta P_{\text{в.у}}$ — потери во вспомогательных устройствах, в частности дросселях насыщения; $\Delta P_{\text{в}}$ — потери в выпрямителях агрегата; $\Delta P_{\text{ш}}$ — потери в ошиновке агрегата; $\Delta P_{\text{с.н}}$ — потери в приемниках собственных нужд агрегата.

Высшие гармонические тока и напряжения.

Вследствие несинусоидальности тока вентилей первичный ток выпрямительного агрегата также несинусоидален.

Порядок высших гармонических составляющих в первичном токе

$$n = Km \pm 1, \quad (2.231)$$

где K — последовательный ряд целых чисел.

Схема две обратные звезды с уравнительным реактором и трехфазная мостовая схема в отношении формы тока ведут себя как шестифазные.

Порядок гармонических в кривой выпрямленного тока приведен в табл. 2.169.

В сетях переменного тока, питающих выпрямительные установки, не только ток, но и напряжение отличаются от синусоидальных и содержат высшие гармонические.

Причиной несинусоидальности напряжения являются несинусоидальные падения напряжения в сопротивлении питающей сети при протекании несинусоидального тока.

Высшие гармонические токи и напряжения вызывают ухудшение коэффициента мощности и дополнительные потери энергии в линиях, трансформаторах, электродвигателях. Снижение высших гармонических можно достигнуть увеличением фазности выпрямительных агрегатов или установкой фильтров высших гармонических. В мощных выпрямительных установках при применении

Таблица 2.169. Гармонические составляющие в первичном токе при отсутствии регулирования напряжения, % первичной гармонической

Порядок гармонических	$m = 6$		$m = 12$	
	$x_d = \infty$	$x_d = 0$	$x_d = \infty$	$x_d = 0$
1-я	100	100	100	100
5-я	20	18,6	—	—
7-я	14,3	11,3	—	—
11-я	9,1	8,5	9,1	8,8
13-я	7,7	6,5	7,7	7,2
Действующее значение первичного тока	104,5	104	101,5	101

агрегатов, трансформаторы которых имеют две или четыре вторичные обмотки и мостовую схему выпрямления, одну половину вторичных обмоток соединяют в звезду, а вторую — в треугольник, при этом получается двенадцатипульсовая схема выпрямления и в первичном токе отсутствует пятая и седьмая гармонические.

При наличии нескольких агрегатов с нулевой схемой выпрямления для создания условного двенадцатифазного режима выпрямления и исключения в первичном токе пятой и седьмой гармонических половину агрегатов замыкают с первичной обмоткой, соединенной в звезду, а вторую половину — соединенной в треугольник.

Фильтры высших гармонических создают для них режим, близкий к короткому замыканию и предотвращающий выход высших гармонических в питающую сеть.

2.73. КРЕМНИЕВЫЕ ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЛИЗНЫХ УСТАНОВОК

Для электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности в основном применяются кремниевые выпрямительные агрегаты с номинальными выпрямленными токами 12 500 и 25 000 А и выпрямленными напряжениями 300, 450, 600 и 850 В (табл. 2.170).

Значения КПД и коэффициента мощности в этой таблице не учитывают потерь в ошиновке агрегата и реактивного сопротивления питающей сети. Кроме того, предполагается, что дроссели насыщения, если они применяются, находятся в насыщенном состоянии — угол регулирования равен нулю.

Каждый агрегат состоит из трансформатора

Таблица 2.170. Технические данные выпрямительных агрегатов для электролизных установок

Тип	Напряжение питающей сети, кВ	Номинальный выпрямленный ток, А	Номинальное выпрямленное напряжение, В	КПД, %	Коэффициент мощности	Расход технической воды, м ³ /ч	Расход воздуха, м ³ /ч
ВАКВ2-2500/300	6, 10, 35	12 500	300	97	0,93	10	—
ВАКД-12500/300	6, 10, 35	12 500	300	97	0,93	—	8000
ВАКВ2-12500/450	6, 10, 35	12 500	450	97,2	0,93	10	—
ВАКД-12500/450	6, 10, 35	12 500	450	97,2	0,93	—	8000
ВАКВ2-12500/600	6, 10	12 500	600	97,7	0,95	10	—
ВАКД-12500/600	6, 10	12 500	600	97,7	0,95	—	8000
ВАКВ2-12500/850	6, 10, 35	12 500	850	98,2	0,95	10	—
ВАКД-12500/850	6, 10, 35	12 500	850	98,2	0,95	—	8000
ВАКВ2-25000/300	6, 10, 35	25 000	300	97	0,93	20	—
ВАКД-25000/300	6, 10, 35	25 000	300	97	0,93	—	16 000
ВАКВ2-25000/450	6, 10, 35	25 000	450	97,5	0,93	20	—
ВАКД-25000/450	6, 10, 35	25 000	450	97,5	0,93	—	16 000
ВАКВ2-25000/600	10, 35	25 000	600	98	0,95	20	—
ВАКД-25000/600	10, 35	25 000	600	98	0,95	—	16 000
ВАКВ2-25000/850	10, 35	25 000	850	98,6	0,95	20	—
ВАКД-25000/850	10, 35	25 000	850	98,6	0,95	—	16 000

Таблица 2.171. Комплектация кремниевых выпрямительных агрегатов на токи 12,5 и 25 кА

Комплектуемое оборудование	ВАКД-12500/300, ВАКД-12500/450, ВАКД-12500/600, ВАКД-12500/850	ВАКВ2-12500/300, ВАКВ2-12500/450, ВАКВ2-12500/600, ВАКВ2-12500/850	ВАКВ2-25000/300, ВАКВ2-25000/450, ВАКВ2-25000/600, ВАКВ2-25000/850	ВАКД-25000/300, ВАКД-25000/450, ВАКД-25000/600, ВАКД-25000/850
Трансформатор силовой (см. табл. 2.172 и 2.173)	1	1	1	1
Блок выпрямительный: БВКВ4-6300	2	—	4	—
БВКД3-6300	—	2	—	4
Дроссель насыщения (см. табл. 2.174)	2	2	4	4
Дроссель насыщения уравнивающий	1	1	2	2
Трансформатор тока ТНШЛ-0,66УЗ-5000/5	4	4	8	8
Шунт измерительный 75ШСМ-7500	2	2	4	4
Панель защиты от перенапряжений	2	2	4	4
Щит управления	1	1	1	1
Панель стабилизации тока	1	1	1	1
Вентилятор центробежный Ц14-46 № 4	—	2	—	4
Теплообменник ТВКШФ-80	1	—	1	—

Примечание. Для агрегатов с выпрямленным напряжением 300 и 450 В применяются уравнивающие дроссели типа ДУ-2, а для агрегатов с выпрямленным напряжением 600 и 850 В — дроссели типа ДУ-3.

Таблица 2.172. Трансформаторы для выпрямительных агрегатов электролизных установок

Трансформатор	Типовая мощность, кВт·А	Номинальная мощность, кВт·А	Напряжение питающей сети, кВ	Выпрямленное напряжение, В	Выпрямленный ток, А
ТДНП-10000/10	10 000	4760	6, 10	300	2 × 6250
ТДНП-10000/35	10 000	4760	35	300	2 × 6250
ТДНП-12500/10	12 500	6800	10	450	2 × 6250
ТДНП-12500/35	12 500	6800	35	450	2 × 6250
ТДНП-16000/10	16 000	9400	6, 10	300	4 × 6250
ТДНП-16000/35	16 000	9400	35	300	4 × 6250
ТДНП-25000/10	25 000	13 650	6, 10	450	4 × 6250
ТДНП-25000/35	25 000	13 650	35	450	4 × 6250
ТДНП-32000/10	32 000	17 800	10	600	4 × 6250
ТДНП-32000/35	32 000	17 800	35	600	4 × 6250
ТДНП-40000/10	40 000	25 000	10	850	4 × 6250
ТДНП-40000/35	40 000	25 000	35	850	4 × 6250

Таблица 2.173. Основные параметры трансформаторов выпрямительных агрегатов для электролизных установок

Параметры	ТДНП-40000,10	ТДНП-32000/10	ТДНП-25000/10	ТДНП-16000/10
Типовая мощность, кВт·А	40 000	32 000	25 000	16 000
Номинальная мощность сетевой обмотки, кВт·А	25 000	17 800	13 650	9400
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5	10,6	10,6
Номинальный ток, А	1370	978	712/1190	522/902
Номинальное напряжение преобразователя, В	850	600	450	300
Номинальный выпрямленный ток агрегата, А	25 000	25 000	25 000	25 000
Номинальное линейное напряжение вентильной обмотки, В	706,7	504	387	266
Номинальный линейный ток вентильной обмотки, А	5100 × 4	5100 × 4	5100 × 4	5100 × 4
Напряжение КЗ при номинальном вторичном напряжении, %	10,9	10,9	11,1	11
Напряжение КЗ одной группы вентильной обмотки, отнесенное к ее мощности, %	4,3	4,3	4,3	4,3

тора, двух или четырех выпрямительных блоков и другого комплектующего оборудования (табл. 2.171).

Типы и основные параметры трансформаторов для выпрямительных агрегатов указаны в табл. 2.172 и 2.173.

В агрегатах применена трехфазная мостовая схема выпрямления. Выпрямительные

блоки выполняются на номинальный ток 6300 А. Каждое плечо трехфазного выпрямительного моста на ток 6300 А имеет 19 или 20 параллельно включенных кремниевых вентилей (диодов) соответствующего класса на номинальный ток 200 А. Последовательно с каждым вентилем включен быстродействующий предохранитель.

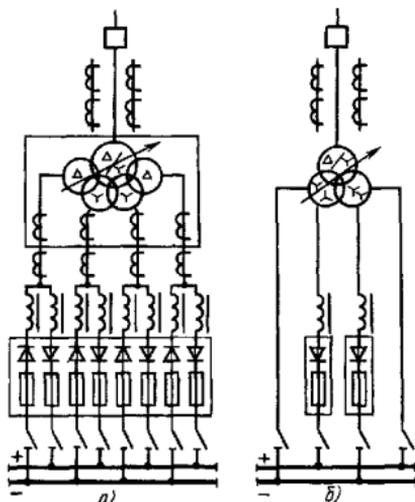


Рис. 2.101. Схемы выпрямительных агрегатов на 25 кВ:

а — при трехфазной мостовой схеме; б — при шестифазной нулевой схеме

Поскольку число вентиляей выбрано с запасом, специальные устройства, способствующие равномерному распределению тока по параллельным ветвям, не применяются.

Каждый выпрямительный блок получает питание от отдельной группы вторичных обмоток трансформатора (рис. 2.101, а).

Блоки выполняются с воздушным принудительным охлаждением (тип БВКД3) и с водяным (тип БВКВ4). Воздушное охлаждение производится с помощью центробежного вентилятора, устанавливаемого вне блока. Температура воздуха, охлаждающего вентиля, не должна превышать 40 °С.

Водяное охлаждение кремниевых вентиляей производится дистиллированной водой, циркулирующей по замкнутому контуру выпрямитель — теплообменник — выпрямитель. Циркулирующая в выпрямителе вода охлаждается в теплообменнике проточной водой, температура которой не должна превышать 30 °С.

Выпрямительные блоки с водяным охлаждением могут устанавливаться для присоединения шин снизу или сверху. Блоки с воздушным охлаждением рассчитаны только на нижний подвод шин.

Трансформаторы выпрямительных агрегатов (табл. 2.172) снабжены переключающим устройством для регулирования напря-

жения под нагрузкой (РПН). Устройства РПН допускают ручное, дистанционное и автоматическое управление.

У трансформаторов агрегатов с выпрямленным напряжением 850, 600, 450 и 300 В напряжение вентильной обмотки регулируется в трех диапазонах. В первом диапазоне сетевая обмотка соединяется в треугольник, во втором — в звезду с параллельным соединением ее частей, в третьем — в звезду с последовательным соединением частей. Переход с одного диапазона на другой осуществляется переключателем диапазонов с помощью ручного привода при отключенном от сети трансформаторе (ПБВ).

У трансформаторов с мостовой схемой выпрямления в линейных выводах каждой группы вентильных обмоток встроено по одному трансформатору тока типа ТВ-40/13,5-6000/5 для включения реле защиты от междуфазных замыканий на стороне НН трансформатора.

Трансформаторы выпрямительных агрегатов пригодны для внутренней и наружной установки. Температура окружающего воздуха должна быть не выше 40 °С и не ниже -45 °С. Трансформаторы допускают поперечное и продольное передвижение; колея 1524 × 1524 мм, каретки поворотные, катки с ребордами. Для плавного регулирования выпрямленного напряжения (если требуется) агрегаты укомплектовывают дросселями насыщения (табл. 2.174).

При наличии дросселей насыщения агрегаты обычно снабжают устройством для автоматической стабилизации тока.

Дроссель насыщения состоит из шести магнитных сердечников, собранных в единую конструкцию. Каждый сердечник имеет силовую обмотку, включаемую в одно плечо выпрямительного моста. Кроме силовой обмотки каждый сердечник имеет четыре обмотки управления. Дроссели насыщения предназначены для работы в помещении, а также на открытом воздухе, если обеспечена защита от прямого попадания атмосферных осадков и солнечной радиации. Температура окружающего воздуха допустима от -40 до 45 °С.

Трансформаторы выпрямительных агрегатов с мостовой схемой выпрямления, имеющие две или четыре группы вторичных обмоток, обеспечивают 12-фазный режим выпрямления для каждого агрегата, при котором в питающей сети переменного тока отсутствуют высшие гармонические ниже 11-го порядка. Для обеспечения такого режима при мостовой схеме первая половина групп вторичных обмоток соединена в треугольник, а вторая — в звезду.

Таблица 2.174. Дроссели насыщения

Тип	Значение регулирования выпрямленного напряжения, В	Номинальный ток выпрямительного блока, А	Номинальный ток силовой обмотки дросселя, А	Ток управления, А, не более	Расчетные потери, кВт	Напряжение выпрямительного блока, В
ДН-6300/20УХЛ4	20	6300	3620	4	4	300
ДН-6300/26УХЛ4	26	6300	3620	4	5,2	450
ДН-6300/34УХЛ4	34	6300	3620	5	5,7	600
ДН-6300/46УХЛ4	46	6300	3620	5	7,6	850

Таблица 2.175. Выпрямительные агрегаты на напряжение 75, 115 и 150 В, на ток 12 500—50 000 А

Тип агрегата	Тип трансформатора	Тип преобразовательной секции	Номинальный выпрямленный ток, А	Номинальное выпрямленное напряжение, В	КПД, %	Коэффициент мощности	Расход воды, м ³ /ч
ТПВ-12500-75-УХЛ4	ТМНЛУ-4000/10	6ЕИ-294-173	12 500	75	92,5	0,87	6
ТПВ-25000-75-УХЛ4	ТМНПУ-8000/10	6ЕИ-294-174	25 000	75	93,6	0,88	6
ТПВ-25000-115-УХЛ4	ТДНПУ-12500/10	6ЕИ-294-174	25 000	115	93,6	0,88	6
ТПВ-25000-150-УХЛ4	ТДНПУ-12500/10	6ЕИ-294-174	25 000	150	93,8	0,89	6
ТПВ-37500-75-УХЛ4	ТДНПУ-12500/10	6ЕИ-294-175	37 500	75	93,5	0,87	12
ТПВ-50000-150-УХЛ4	ТДНПУ-25000/10	6ЕИ-294-176	50 000	150	93,5	0,88	12

Таблица 2.176. Технические данные выпрямительных агрегатов совмещенной конструкции

Тип агрегата	Тип трансформатора	Напряжение питающей сети, кВ	Номинальный выпрямленный ток, А	Номинальное выпрямленное напряжение, В	КПД, %	Коэффициент мощности
ДВ1-50000/300Т-1УУХЛ4	ТЦНП-25000/10УХЛ4	10,5	50 000	300	97	0,93
ДВ1-50000/450Т-1УУХЛ4	ТЦНП-40000/10УХЛ4	10	50 000	450	97,8	0,92
ДВ1-50000/450Т-2УХЛ4	ТЦНП-40000/35УХЛ4	35	50 000	450	97,8	0,92
ДВ1-63000/850Т-УХЛ4	ТЦНП-80000/20УХЛ4	20	63 000	850	98,5	0,95

Линейные напряжения вторичных обмоток, соединенных в звезду и треугольник, не равны. Для обеспечения равномерной загрузки в цепях обмоток, имеющих более высокое напряжение, устанавливаются уравнивающие дроссели с обмотками управления. Значение регулирования выпрямленного напряжения уравнивающих дросселей на прямоугольном участке характеристики должно составлять 4,5 В для агрегатов с выпрямленным напряжением 300 и 450 В и 8,5 В для агрегатов с выпрямленным напряжением 600 и 850 В.

Изменение тока управления дросселей производится вручную со щита управления.

При напряжении электролизных установок 75, 115 и 150 В применяют выпрямительные агрегаты типа ТПВ, основные характеристики которых приведены в табл. 2.175.

Вентильные обмотки трансформаторов агрегатов имеют схему две обратные звезды с уравнительным реактором. Трансформаторы снабжены РПН для ступенчатого регулирования напряжения под нагрузкой. Преобразовательные секции выполнены на тиристорах и включают в себя системы

управления, защиты и регулирования. Питание выпрямительных агрегатов предусмотрено от сети 6 или 10 кВ. Комплектно с агрегатом поставляется теплообменник ТВКФ-150У4.

В случае использования двух и более выпрямительных агрегатов на одном объекте необходимо использовать трансформаторы с различными схемами сетевых обмоток (звезда или треугольник) для создания эквивалентного двенадцатифазного режима воздействия на сеть.

Агрегаты позволяют изменять напряжение на нагрузке от 0 до 100% номинального значения. Агрегаты с выпрямленным напряжением 75 В применяются как для питания электролизных установок, так и для питания вакуумных дуговых электропечей.

Кроме упомянутых выше для электролизных установок выпускаются кремниевые выпрямительные агрегаты на 50 000 А, 450 и 300 В, а также агрегаты на 63 000 А, 850 В (табл. 2.176), имеющие совмещенную конструкцию (выпрямительные блоки у них расположены вблизи трансформатора в одной с ним камере). Такая конструкция и большая мощность агрегатов позволяют значительно уменьшить габариты преобразовательных подстанций и уменьшить время, необходимое для их монтажа.

Выпрямительные блоки и трансформаторы совмещенных выпрямительных агрегатов имеют водяное охлаждение. Теплообменники для охлаждения выпрямителей устанавливаются отдельно, а теплообменники для охлаждения трансформаторов крепятся на его баке. Выпрямительные блоки кроме водяного охлаждения имеют также воздушное принудительное охлаждение.

Особенностью агрегатов на 50 и 63 кА является то, что по одну сторону трансформатора расположены блоки положительных плеч выпрямительных мостов, а по другую сторону — блоки отрицательных плеч выпрямительных мостов. Такое конструктивное решение исключает возможность замыкания между разнополярными шинами выпрямителей.

Трансформаторы агрегатов совмещенной конструкции имеют РПН для переключения ступеней напряжения под нагрузкой и ПБВ для переключения диапазонов регулирования при отключенном от сети трансформаторе. У трансформаторов ТЦНП-25000 и ТЦНП-80000 имеются три диапазона регулирования, а у трансформатора ТЦНП-40000 — шесть. Во всех случаях пределы регулирования напряжения равны 20—100% номинального. Трансформаторы с типовой

мощностью 25 000 и 40 000 кВ·А имеют трехфазное РПН, а трансформатор ТЦНП-80000 имеет пофазное регулирование, благодаря чему общее количество ступеней регулирования уравнивается.

Выпрямительные агрегаты ДВ1-63000/850Т предназначены для алюминиевых заводов большой мощности и рассчитаны на подключение к сети 20 кВ. Поэтому для питания их предусматривают понижающие трансформаторы с вторичным напряжением 20 кВ.

В комплект агрегатов совмещенной конструкции входят силовой трансформатор, выпрямительные блоки (секции), шкафы охлаждения, теплообменники, а также шкаф управления и защиты.

Агрегаты совмещенной конструкции предназначены для установки в закрытом отапливаемом и вентилируемом помещении, температура воздуха в котором не должна быть ниже 1 и выше 40°C. Температура охлаждающей технической воды 1—30°C.

Кремниевые выпрямительные агрегаты электролизных установок допускают 60%-ную перегрузку в течение 20 с и 100%-ную перегрузку в течение 10 с. При работе в режиме автоматической стабилизации тока агрегаты допускают без отключения 85%-ную перегрузку, которая должна снижаться до тока уставки с помощью переключения регуляторных ступеней трансформатора.

Агрегаты выдерживают КЗ на шинах выпрямленного тока длительностью не более 0,25 с при значении установившегося аварийного тока $S_{ном}$.

Питание цепей оперативного переменного тока и собственных нужд агрегатов производится от трехфазной сети переменного тока напряжением 380 В с нулевым проводом. Питание цепей оперативного постоянного тока предусмотрено от двух независимых источников напряжением 220 В.

Агрегаты могут заказываться с автоматической стабилизацией тока и без нее. При автоматической стабилизации в комплект агрегата включаются дроссели насыщения.

По требованию заказчика однотипные агрегаты с автоматической стабилизацией, предназначенные для параллельной работы, должны комплектоваться диспетчерским пультом.

2.74. КРЕМНИЕВЫЕ ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОПЕЧЕЙ

Применение для питания дуговых вакуумных печей постоянного тока вместо переменного позволяет обеспечить более устой-

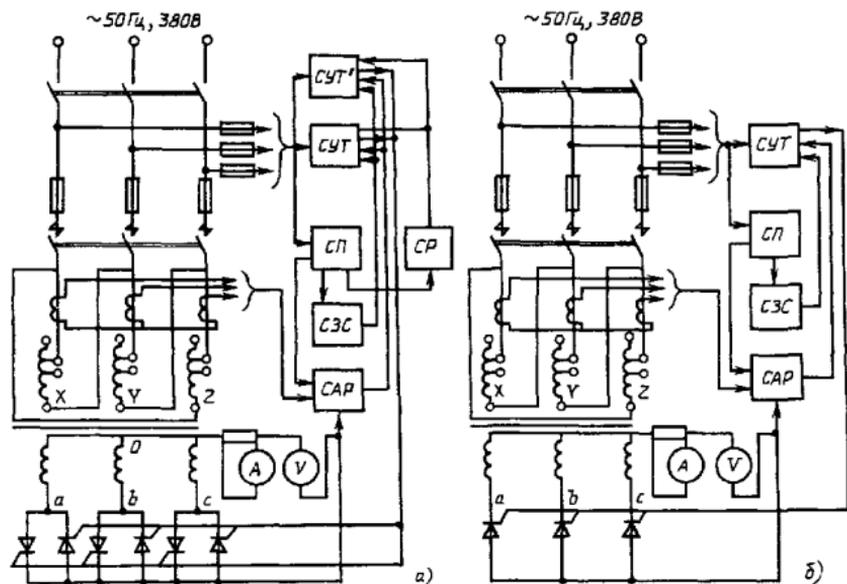


Рис. 2.102. Принципиальные схемы агрегатов:

а — типа ВАРП; б — типа ВАР

чивое горение дуги, высокий коэффициент мощности и равномерную нагрузку на сеть переменного тока при двухэлектродной конструкции электродов. Применяются выпрямительные агрегаты на напряжение 75 В и токи 12 500, 25 000 и 37 500 А, аналогичные агрегатам, применяемым для электролиза.

Для питания вакуумных дуговых электродов применяются также параметрические источники тока (ПИТ), главной особенностью

которых является высокая точность стабилизации тока нагрузки при емкостном характере коэффициента мощности (табл. 2.177).

Параметрический источник тока состоит из трансформатора, трехфазного резонансного реактора, конденсаторной установки, выпрямителя и вспомогательных устройств. Каждая фаза сетевой обмотки трансформатора одним выводом присоединяется к питающей сети, а другим через индуктивность L и емкость C — к двум другим фазам сети.

Таблица 2.177. Комплектация параметрических источников тока для вакуумных дуговых печей

Тип источника	Напряжение питающей сети, кВ	Комплектуемое оборудование			
		Трансформатор	Резонансный реактор	Конденсаторная установка при 10 кВ	Выпрямитель
ПИТ-12500/75	6, 10	ТМНПУ-4000/10ППУ3	РТМ-1000/10У2	УКТ-11,7-1350У3	12 500 А, 75 В
ПИТ-25000/75	6, 10	ТМНПУ-8000/10ППУ3	РТМ-2000/10У2	УКО-11,3-900У3	25 000 А, 75 В
ПИТ-37500/75	6, 10	ТДНПУ-12500/10ППУ3	РТМ-3200/10У2	УКО-11,2-1350У3	37 500 А, 75 В
ПИТ-50000/75	6, 10	ТДНПУ-12500, 10ППУ3	РТМ-3200/10У2	УКО-11,2-1350У3	50 000 А, 75 В
ПИТ-25000/115	6, 10	ТДНПУ-16000/10ППУ3	РТМ-4000/10У2	УКО-11,7-1800У3	25 000 А, 115 В
ПИТ-50000/115	6, 10	ТДНПУ-20000/10ППУ3	РТМ-6300/10У2	УКО-11,5-2480У3	50 000 А, 115 В
ПИТ-50000-150	6, 10	ТДНПУ-25000/10ППУ3	РТМ-8000/10У2	УКО-12-3150У3	50 000 А, 150 В

Таблица 2178 Кремниевые выпрямительные агрегаты со схемой соединения сетевой обмотки трансформатора Δ/Y для электрохимической обработки металлов и гальваностегии

Тип	Напряжение сети, В	Диапазон уставок стабилизированного выпрямленного		Потребляемая мощность, кВт	КПД, %	Коэффициент мощности при $\alpha = 0$	Охлаждение выпрямителя	Расход воды, м ³ /ч
		напряжения, В	тока, А					
ВАК-100-12-У4	380	6-12	10-100	1,8	78	0,83	Воздушное естественное	—
ВАКР-100-12-У4	380	6-12	10-100	1,8	78	0,83		
ВАК-100-24-У4	380	12-24	10-100	3,8	84	0,83		
ВАКР-320-18-У4	380	9-18	32-320	8,9	79	0,83	Воздушное принудительное	—
ВАКР-630-12-У4	380	6-12	63-630	13,1	82	0,84		
ВАК-630-24-У4	380	12-24	63-630	19,8	88	0,91	Воляное	0,2
ВАКР-630-24-У4	380	12-24	63-630	19,8	88	0,91		0,2
ВАК-630-48-У4	380	12-48	63-630	38,4	89	0,91		0,2
ВАК-1600-12-У4	380	6-12	160-1600	26	82	0,92		0,48
ВАКР-1600-12-У4	380	6-12	160-1600	26	82	0,92		0,48
ВАК-1600-24-У4	380	12-24	160-1600	53,5	87	0,90		0,3
ВАКР-1600-24-У4	380	12-24	160-1600	53,5	87	0,90		0,3
ВАК-1600-48-У4	380	24-48	160-1600	102	89	0,91		0,3
ВАК-3200-12-У4	380	6-12	320-3200	52	83	0,92		0,96
ВАКР-3200-12-У4	380	6-12	320-3200	52	83	0,92		0,96
ВАК-3200-24-У4	380	12-24	320-3200	102	89	0,90		0,6
ВАКР-3200-24-У4	380	12-24	320-3200	102	89	0,90		0,6
ВАК-3200-48-У4	380	24-48	320-3200	153,6	88	0,90		0,6
ВАКР-6300-12-2У4	380	6-12	630-6300	75,6	84	0,87		1,2
ВАК-6300-12-2У4	380	6-12	630-6300	75,6	84	0,87		0,9
ВАК-6300-24-2У4	380	12-24	630-6300	151,2	88	0,91		0,9
ВАК-12500-12-2У4	380	6-12	1250-12500	150	81	0,88		2,1
ВАК-12500-24-2У4	6-10 кВ	12-24	1250-12500	300	88	0,90		2,1
ВАК-25000-24-У4	6-10 кВ	12-24	2500-25000	600	88	0,87		5
ВАКР-25000-48-У4	6-10 кВ	24-48	2500-25000	1200	90	0,90		10
ВАК-25000-48-У4	6-10 кВ	24-48	2500-25000	1200	90	0,90	10	

Примечание Все агрегаты имеют два режима работы. Диапазон регулирования напряжения приведен для одного режима. Во втором режиме ток такой же, как и в первом режиме, а диапазон уставок стабилизированного выпрямленного напряжения снижается вдвое.

Принципиальная схема ПИТ приведена на рис. 2102.

Индуктивное и емкостное сопротивление настраиваются в резонанс:

$$\omega L = \frac{1}{\omega C}. \quad (2.232)$$

Выпрямители питаются от вторичных обмоток трансформатора. ПИТ помимо стабилизации тока нагрузки обеспечивает его регулирование в диапазоне 5-100% номинального. Ступенчатое регулирование выпрямленного тока обеспечивается переключающим устройством первичной обмотки

трансформатора. Если требуется плавное регулирование в пределах ступени РПН, то последовательно с первичной обмоткой трансформатора включается дополнительно управляемый реактор с подмагничиванием.

Ток ПИТ не зависит от сопротивления нагрузки и определяется выражением

$$I_1 = U_n/x, \quad (2.233)$$

где U_n — линейное напряжение питающей сети, В, $x = \omega L = 1/\omega C$ — реактивное сопротивление резонансных элементов схемы, Ом

Вторичный ток

$$I_2 = I_1 \frac{w_1}{w_2} \quad (2.234)$$

Напряжение вторичной обмотки

$$U_2 = R_n I_2, \quad (2.235)$$

где R_n — сопротивление нагрузки, Ом.

Вторичная обмотка трансформатора имеет схему две обратные звезды с уравнительным реактором.

Кремниевые выпрямительные агрегаты применяются также для питания графитных печей. Применение постоянного тока вместо переменного тока для графитных печей повышает коэффициент мощности установки и ее производительность. Выпрямленные агрегаты графитных печей выполняют на выпрямленное напряжение до 300 В и ток до 50 000 А. Они аналогичны агрегатам, применяемым для электролитных установок.

В установках для электрохимической обработки металлов (обезжиривание, травление, электрополировка, размерная обработка) и нанесения различных гальванических покрытий (лужение, цинкование, меднение, никелирование, хромирование и пр.) применяют кремниевые преобразовательные агрегаты с номинальными выпрямленными напряжениями 6, 12, 18, 24 и 48 В. Для таких установок требуется регулирование выпрямленного тока в широких пределах, что обеспечивается соответствующим регулированием выпрямленного напряжения. В некоторых случаях требуется периодическое изменение значения и направления тока, протекающего через ванну.

Основные технические данные агрегатов приведены в табл. 2.178.

Агрегаты выполнены на тиристорах и могут работать в режиме автоматического и ручного регулирования выпрямленного напряжения и тока.

Агрегаты типа ВАК — нереверсивные, типа ВАКР — реверсивные. В состав агрегата входят трансформатор, блок тиристоров и устройства управления, защиты и автоматики.

Агрегаты типа ВАКР имеют два комплекта тиристоров. Импульсы управления на тиристоры каждого комплекта подаются поочередно по команде, поступающей от системы реверсирования. Диапазон уставок времени протекания выпрямленного тока обратного направления 0,1 — 60 с.

Агрегаты ВАК-25000-24, ВАК-25000-48 и ВАКР-25000-48 конструктивно выполнены в виде трансформатора, на котором устанавливаются выпрямительные шкафы, шкаф управления и устройство высоковольтного ввода.

У агрегатов с сетевым напряжением 380 В трансформатор, выпрямитель и вспомогательное оборудование размещены в отдельных шкафах.

Вторичные обмотки трансформаторов у всех агрегатов выполнены в виде двух обратных звезд, нулевые точки которых соединены через уравнительный реактор.

Выпрямительные шкафы, имеющие водяное охлаждение, должны охлаждаться питьевой водой от водопроводной сети или по циркуляционной системе. Температура охлаждающей воды не должна превышать 30 °С.

2.75. СХЕМЫ, РАСПОЛОЖЕНИЕ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Схемы подстанций. В составе преобразовательной подстанции имеются РУ переменного тока, преобразовательные агрегаты и РУ выпрямленного тока. От РУ переменного тока помимо агрегатов и трансформаторов собственных нужд преобразовательной подстанции нередко питаются и другие потребители электроэнергии промышленного предприятия.

Преобразовательные подстанции, питающие электролитные установки по производству алюминия, магния и хлора, характеризуются значительным числом параллельно работающих выпрямительных агрегатов и большой мощностью. Для других производств, имеющих электролизеры на меньший ток, характерна работа одиночных агрегатов на каждую электролитную серию. Для дуговых вакуумных печей применяется одиночная работа выпрямительного агрегата на печь, а для графитных печей — параллельная работа нескольких агрегатов на одну печь.

При небольшом числе (два — четыре) агрегатов РУ переменного тока подстанции

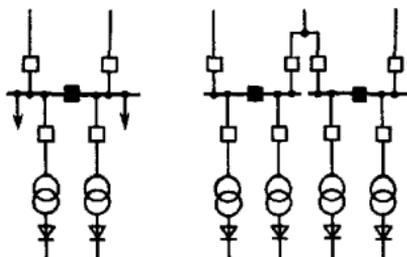


Рис. 2.103. Схемы питания преобразовательных подстанций средней и малой мощности

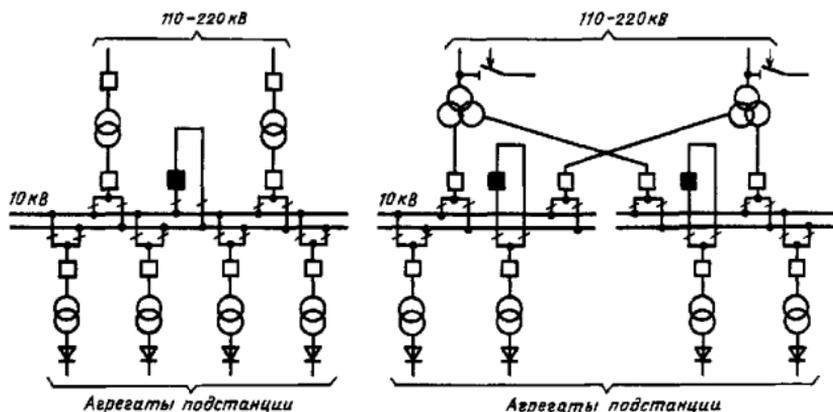


Рис. 2.104. Схемы питания преобразовательных подстанций большой мощности от сети 110–220 кВ

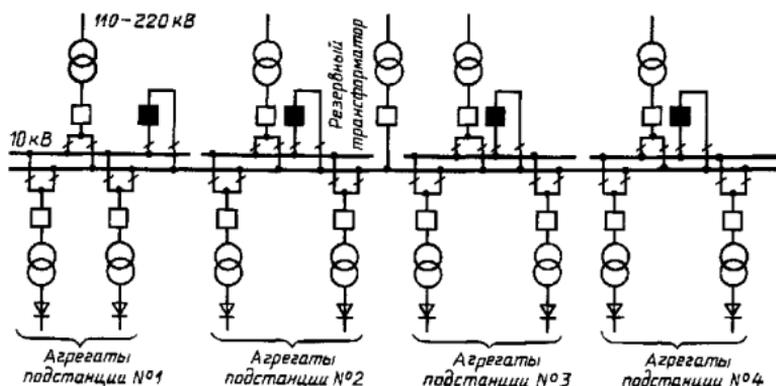


Рис. 2.105. Схемы питания нескольких преобразовательных подстанций от сети 110–220 кВ

обычно имеют одиночную секционированную систему шин (рис. 2.103).

При большом числе преобразовательных агрегатов и наличии потребителей I категории предпочтение отдают РУ с двойной системой шин (рис. 2.104 и 2.105).

Применение одиночной секционированной системы шин возможно при любом числе агрегатов, но при этом число агрегатов, присоединяемых к одной секции, для установок I категории не должно превышать числа резервных агрегатов подстанции. В противном случае при выходе из строя одной сек-

ции нормальное электроснабжение потребителей сохранить не удастся.

Обычно число резервных агрегатов на подстанции не превышает одного, максимум двух, поэтому при большом числе агрегатов требуется значительное число секций и мощных секционных выключателей.

Существенным фактором в пользу двойной системы шин могут оказаться требования пускового режима. Для большинства электролизных установок в пусковом режиме требуется регулирование выпрямленного напряжения в значительных пределах. Если

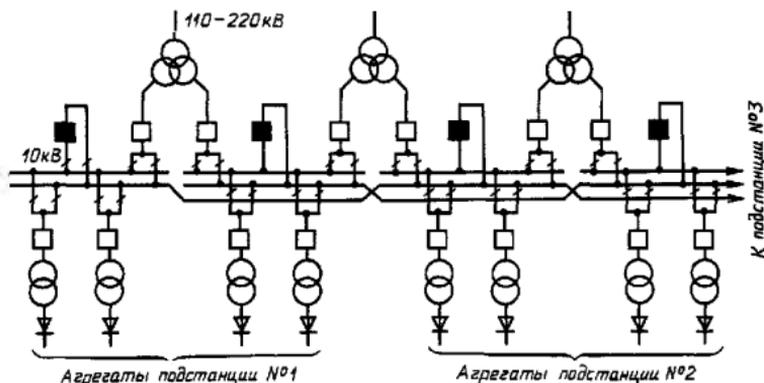


Рис. 2.106. Схемы питания нескольких мощных преобразовательных подстанций от сети 110-220 кВ через понижающие трансформаторы с расщепленными вторичными обмотками

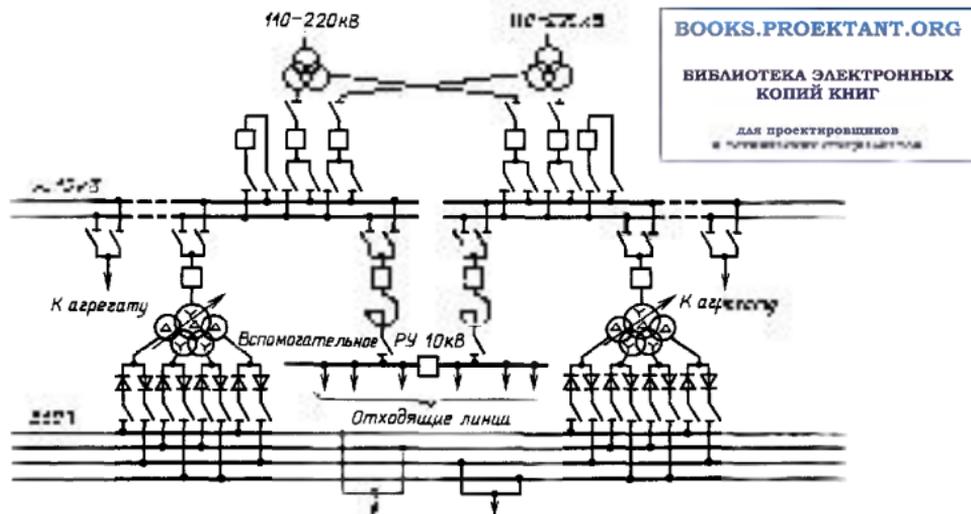


Рис. 2.107. Схема главных цепей преобразовательной подстанции с полупроводниковыми агрегатами на 25 кА, 850 В

выпрямленные агрегаты не могут обеспечить необходимого диапазона, то для дополнительного снижения напряжения временно (на пусковой период) устанавливают понижающий автотрансформатор.

При двух системах сборных шин на одну из них через автотрансформатор подается пониженное напряжение, необходимое для

преобразовательных агрегатов, а на другой системе поддерживается нормальное напряжение, необходимое для других потребителей электроэнергии.

Преобразовательные подстанции большой мощности, например алюминиевых заводов, обычно получают питание от понижающих трансформаторов 220/10 кВ мощ-

ностью в единице 180—200 МВ·А, имеющих на стороне 10 кВ расщепленные обмотки. Для уменьшения токов КЗ на шинах 10 кВ применяют раздельную работу расщепленных обмоток. Чтобы сохранить раздельную работу обмоток и при питании от резервного трансформатора, придется усложнить систему обходных шин, как показано на рис. 2.106.

Полная схема главных цепей мощной преобразовательной подстанции приведена на рис. 2.107.

На подстанции кроме главного РУ 10 кВ с двойной системой шин имеется вспомогательное РУ 10 кВ с одиночной секционированной системой шин, получающее питание от главного РУ 10 кВ через реактированные связи. Вспомогательное РУ 10 кВ выполняется из комплектных камер КРУ и служит для питания линий небольшой мощности, подключать которые к главному РУ 10 кВ, имеющему большую мощность КЗ и требующему применения дорогой коммутационной аппаратуры, экономически нецелесообразно.

На подстанции применены агрегаты, обеспечивающие 12-фазный режим выпрямления, у которых два выпрямителя питаются от вторичных обмоток трансформатора, соединенных в звезду, а два других — от обмоток, соединенных в треугольник. Так как мгновенные значения выпрямленного напряжения выпрямителей с разными схемами питания не одинаковы, между ними возникает уравнивающий переменный ток шестикратной частоты, осложняющий работу выпрямителей и вызывающий дополнительные потери энергии. Для снижения уравнивающих токов каждый полюс сборных токопроводов расщеплен на две удаленные друг от друга ветви, к каждой из которых присоединены выпрямители с одинаковой схемой питания. При таком решении уравнивающий ток замыкается в контуре, имеющем большую протяженность и реактивность.

Если преобразовательная подстанция питает несколько электролизных установок малой мощности, резервирование их от резервного агрегата производится по схеме рис. 2.108, а.

На преобразовательных подстанциях, питающих графитные печи, применяется параллельная работа нескольких агрегатов на одну печь. Так как печи работают с большими перерывами, определяемыми технологией производства, установка обычно состоит из нескольких печей, подключаемых поочередно к сборным шинам выпрямленного тока (рис. 2.108, б).

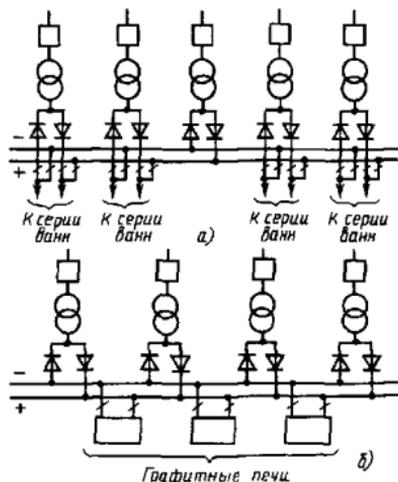


Рис. 2.108. Схемы преобразовательных подстанций

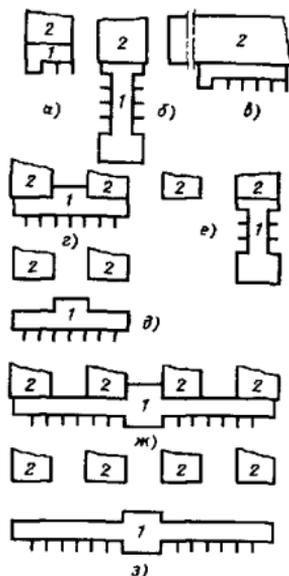


Рис. 2.109. Расположение преобразовательных подстанций относительно электролизных корпусов:

1 — преобразовательная подстанция; 2 — электролизный корпус

Расположение и конструктивные особенности преобразовательных подстанций. Преобразовательные подстанции и отдельные преобразовательные агрегаты должны быть по возможности максимально приближены к питаемым установкам. Наиболее распространенные случаи расположения преобразовательных подстанций относительно обслуживаемых ими электролизных корпусов приведены на рис. 2.109.

Размещение по рис. 2.109, а применяется при малом числе выпрямительных агрегатов, по рис. 2.109, б — при большом числе агрегатов, по рис. 2.109, в — при малом и большом числе агрегатов. При питании преобразовательной подстанцией двух электролизных корпусов применяются варианты, приведенные на рис. 2.109, г, д и е. Размещение по рис. 2.109, г обеспечивает наименьшую длину сборных токопроводов выпрямляющего тока и наименьшую площадь генплана предприятия.

Недостатками такого размещения являются ухудшение проветривания пространства между электролизными корпусами и в связи с этим большая загазованность их. Размещение по рис. 2.109, д и е обеспечивает лучшее проветривание, вызывает удлинение токопроводов и увеличение потерь в них. Возрастает несколько и площадь генплана предприятия.

Вариант рис. 2.109, д создает возможность естественного освещения большинства помещений, а также лучшие условия для размещения вентиляционных установок.

Иногда две преобразовательные подстанции, каждая из которых обслуживает серию электролизных ванн, находящихся в двух электролизных корпусах, размещают в одном здании, как показано на рис. 2.109, ж и з. Удешевление зданий в данном случае получается за счет сокращения периметра стен, использования для обеих подстанций одних и тех же вспомогательных помещений (без увеличения их размера), уменьшения числа лестничных клеток. Снижение эксплуатационных расходов достигается за счет сокращения персонала.

При резервировании нескольких подстанций от одного источника с помощью токопровода предпочтительнее варианты размещения по рис. 2.109, д, ж, з, так как при них суммарная длина сборных шин и соединительных токопроводов 10 кВ получается наименьшей. Эти же варианты размещения являются более удобными в отношении транспортировки оборудования.

На рис. 2.111 и 2.112 представлены планы первого и второго этажей и разрез по выпря-

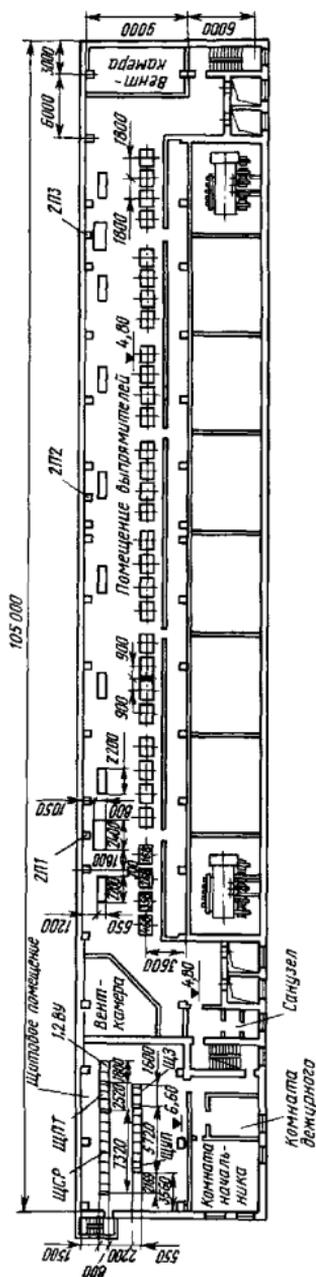


Рис. 2.110. План II этажа КПП

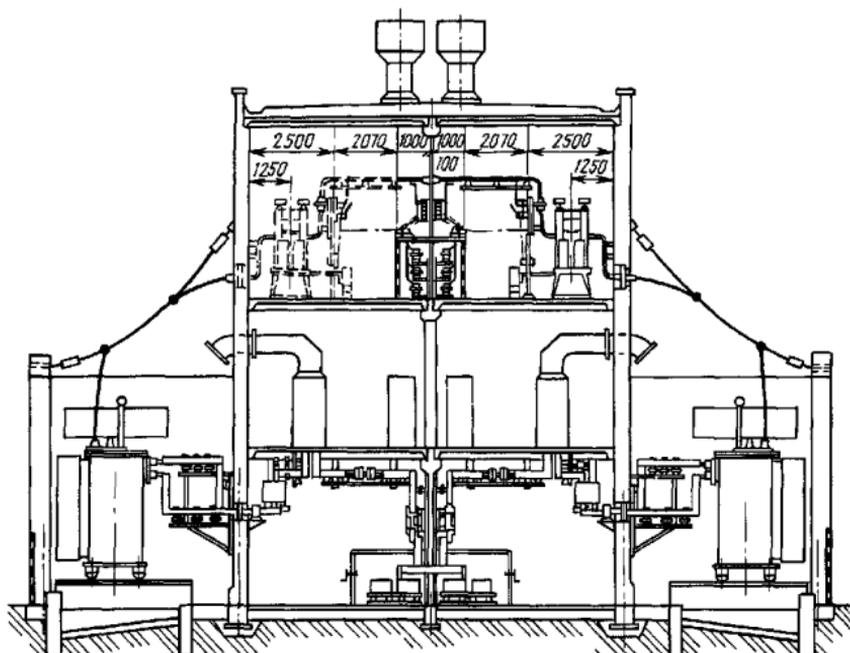


Рис. 2.112. Разрез по КПП

мительным агрегатам мощной кремниевой выпрямительной подстанции, пристроенной к торцу электролизного корпуса.

На рис. 2.110 и 2.113 показаны план второго этажа и разрез по подстанции, размещенной в отрыве от электролизных корпусов, перпендикулярно их продольным осям. В обоих случаях на третьем этаже размещено главное РУ 10 кВ с двумя системами сборных шин, на втором этаже — выпрямительные блоки и щиты их управления, а на первом — РУ выпрямленного тока. Трансформаторы выпрямительных агрегатов установлены на открытом воздухе. Характерной особенностью обеих компоновок является применение РУ 10 кВ рассредоточенного типа. Для такого устройства сборные шины 10 кВ прокладывают вдоль всего здания подстанции, а камеры масляных выключателей выпрямительных агрегатов располагают по осям симметрии ячеек этих агрегатов.

Распределительное устройство 10 кВ рассредоточенного типа позволяет осуществить

связь выпрямительных агрегатов с РУ 10 кВ шинами вместо кабелей и тем самым повысить надежность питания агрегатов при одновременном снижении капитальных затрат. При таком РУ легко подавать электроэнергию нескольким подстанциям от одного резервного источника шинными переключателями между сборными шинами 10 кВ соседних подстанций.

Разрез КПП с агрегатами совмещенной конструкции приведен на рис. 2.114.

На мощных преобразовательных подстанциях, питающих электролизные установки, номинальный ток которых измеряется десятками, а иногда и сотнями тысяч ампер, имеются сильные магнитные поля, которые нередко оказывают вредное влияние на работу реле и измерительных приборов, вызывая недопустимые погрешности.

Напряженность магнитного поля, А/м, прямого участка токопровода

$$H = \frac{I}{4\pi R} (\sin \alpha_1 - \sin \alpha_2), \quad (2.236)$$

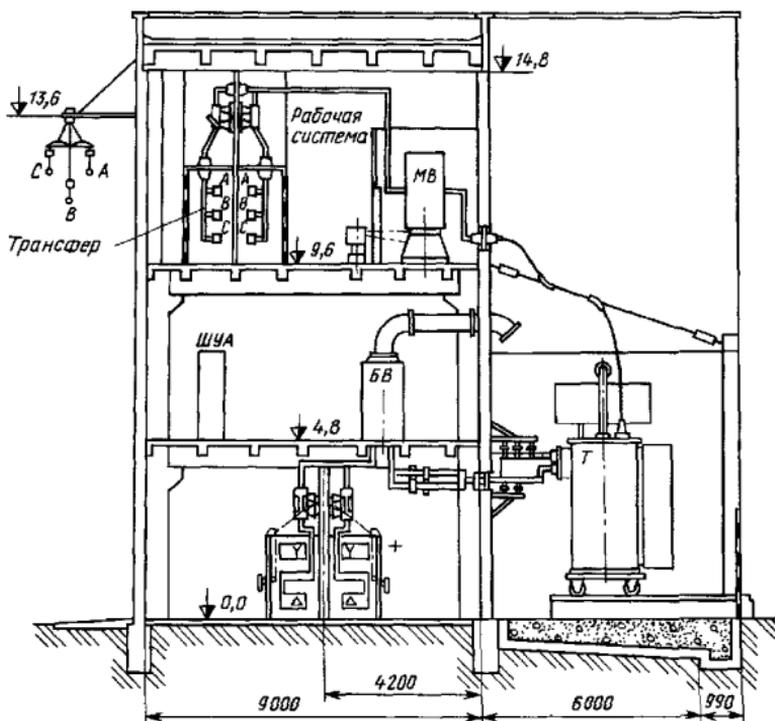


Рис. 2.113. Разрез по КПП

где I — ток в токопроводе, A ; R — длина перпендикуляра, опущенного из рассматриваемой точки на направление прямой участка токопровода, m ; α_1 — угол между перпендикуляром и прямой, соединяющей точку с дальним концом прямой участка токопровода; α_2 — угол между перпендикуляром и прямой, соединяющей точку с ближайшим концом того же участка.

Результирующая напряженность в рассматриваемой точке от нескольких прямых участков токопровода или токопроводов определяется как геометрическая сумма напряженностей отдельных участков.

Особенно большие напряженности магнитного поля получаются вблизи сборных токопроводов выпрямленного тока, когда ток в положительном и отрицательном полюсах токопровода протекает в одном направлении,

например, когда полюсы выходят из подстанции с разных сторон.

Уменьшить вредное влияние магнитных полей можно следующими средствами:

а) выполнять сборные токопроводы выпрямленного тока таким образом, чтобы ток в положительном и отрицательном полюсах протекал в разных направлениях, а полюсы были размещены на небольшом расстоянии друг от друга. В этом случае результирующее магнитное поле будет ослаблено и реле и приборы при расположении их на расстоянии 4–5 м от токопровода, как показывает опыт, не будут иметь существенных погрешностей;

б) если сборные токопроводы выполнить компенсированными невозможно, реле и приборы следует вынести из зоны сильных магнитных полей. Указанные соображения

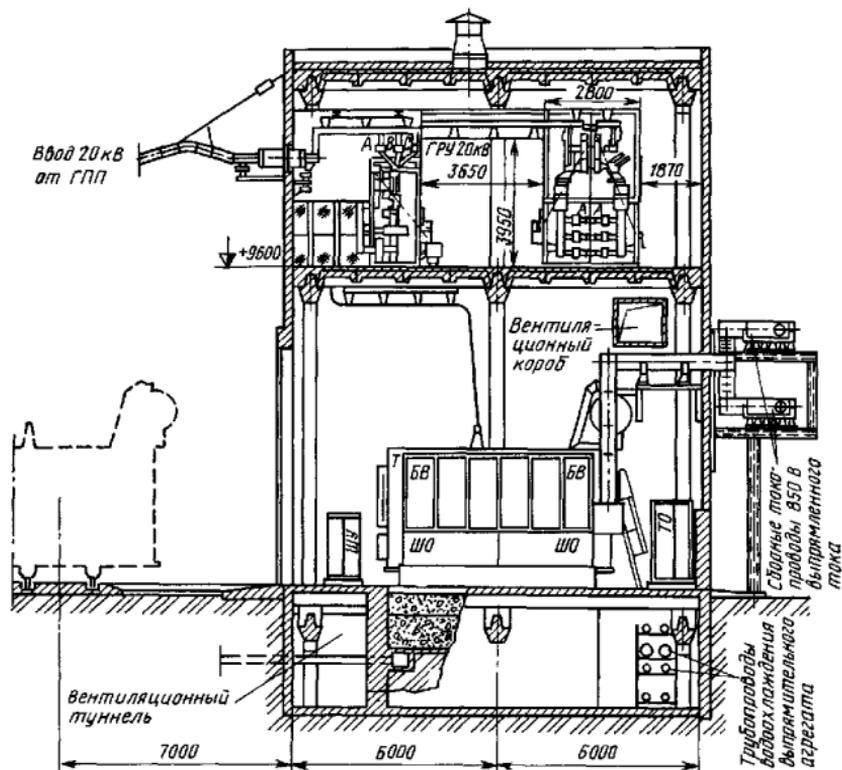


Рис. 2.114. Разрез по КПП с агрегатами совмещенного типа на 63 кА, 850 В:

БВ – блок выпрямительный, ШУ – шкаф управления, ТО – теплообменник; ШО – шкаф охлаждения

следует учитывать при проектировании мощных преобразовательных подстанций.

2.76. ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ ПОДСТАНЦИИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции (КВПП) предназначены для питания цеховых сетей постоянным током на напряжении 230 В и изготавливаются для внутрисюзовных поставок и для поставок на экспорт в страны с умеренным и тропическим климатом. Они представляют собой комплексное устройство, состоящее из силового трансформатора со шкафом высоковольтного ввода, выпрямительного шкафа, шкафа управления, защиты

и силовой и распределительных шкафов постоянного тока (рис. 2.115 и 2.116 и табл. 2.179 и 2.180).

Комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции изготавливаются для внутренней установки в помещениях с нормальной средой и температурой окружающей среды -35°C для умеренного климата и 45°C для стран с тропическим климатом.

Подстанции предназначены для открытой установки (без дополнительных ограждений) внутри цеха. Комплектные подстанции КВПП-2000-230У4 и КВПП-4000-230У4 на номинальный выпрямительный ток 2000 и 4000 А выполнены для категории размещения У4, а КВПП-1600-230У4 и КВПП-3200-230У4 с номинальным током 1600 и 3200 А – для тропического климата. Номинальное напряжение питающей сети подстанций для умерен-

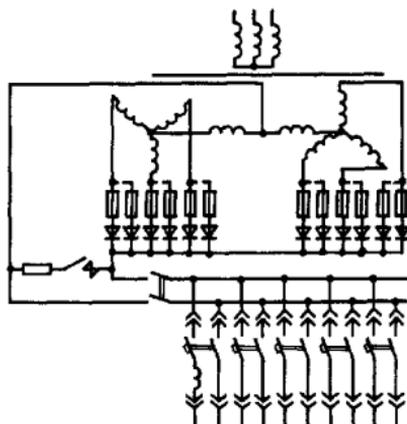


Рис. 2.115. Принципиальная схема одноагрегатной КВПП

ного климата 6 или 10 кВ при частоте 50 Гц, а подстанций для тропического климата 6; 6,3; 6,6; 10; 10,5 и 11 кВ при частоте 50 или 60 Гц. Номинальное выпрямленное напряжение 230 В. Коэффициент полезного действия 96%. Коэффициент мощности 0,925. Напряжение питания цепей собственных нужд 380 В для подстанций умеренного климата и 380, 400, 415 или 440 В для подстанций тропического климата.

Охлаждение выпрямительных шкафов воздушное принудительное с помощью вентилятора, установленного на выпрямительном

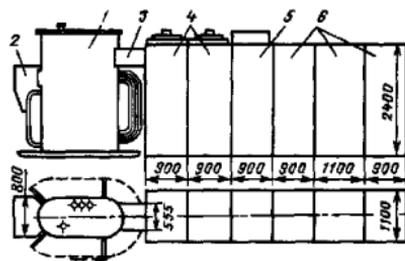


Рис. 2.116. Компактная выпрямительная полупроводниковая подстанция КВПП-4000-230-У4:

1 — трансформатор; 2 — шкаф ввода; 3 — шинный шкаф; 4 — выпрямительные шкафы; 5 — станция управления защиты и сигнализации; 6 — шкафы распределительного устройства 230 В

шкафу. Расход воздуха 1800 м³/ч на охлаждающие подстанции на 2000 и 1600 А и 3600 м³/ч подстанций на 4000 и 3200 А. Выпрямительный шкаф подстанции КВПП-4000-230У4 представляет собой два спаренных шкафа КВПП-2000-230У4. Схема выпрямления звезда — две обратные звезды с уравнительным реактором.

Для предотвращения повышенного напряжения при холостом ходе на крышке станции управления установлено балластное сопротивление, которое при токе, превышающем 1% номинального, автоматически отключается. Мощность, потребляемая собственными нуждами, составляет 0,9 кВт при

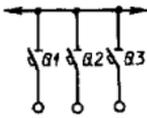
Таблица 2.179. Комплектация КВПП

Оборудование	Исполнение	Тип			
		КВПП-2000-230-У4	КВПП-4000-230-У4	КВПП-1600-230-У4	КВПП-3200-230-У4
Трансформатор	С совтоловым заполнением	ТНЗПУ-1000/10-76У3	ТНЗПУ-2000/10-77У3	ТНЗПУ-1000/10-76Т3	ТНЗПУ-2000/10-76Т3
	Сухой	ТСЗПУ-1000/10У4	ТСЗПУ-2000/10У4	—	—
Шкаф выпрямительный	Левое	ШВП-142/11	ШВП-152/11	ШВП-142/11Т	ШВП-152/11Т
	Правое	ШВП-142/12	ШВП-152/12	ШВП-142/12Т	ШВП-152/12Т
Станция управления защиты и сигнализации	Левое	ПЭХ8031-72Б3	ПЭХ8031-82Б3	ПЭХ8031-72Б3Т	ПЭХ8031-82Б3Т
	Правое	ПЭХ8031-72В3	ПЭХ8031-82В3	ПЭХ8031-72В3Т	ПЭХ8031-82В3Т
Шкафы РУ 230 В		Комплектуются в соответствии с табл. 2.192 и 2.193			

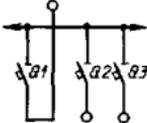
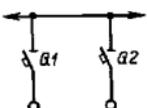
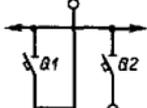
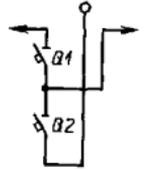
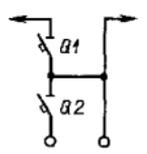
Таблица 2.180. Технические данные трансформаторов КВПП

Параметры	Тип трансформатора			
	ТНЗПУ-1000/ 10-76УЗ (ТЗ)	ТНЗПУ-2000/ 10-77УЗ (ТЗ)	ТСЗПУ-1000/10У4	ТСЗПУ-2000/10У4
Номинальное напряжение сетевой обмотки, кВ	6; 6,3; 10; 10,5	6; 6,3; 10; 10,5	6; 10	6; 10
Номинальное напряжение преобразователя, В	230	230	230	230
Номинальное напряжение пентильных обмоток, В	213	213	215	215
Номинальный ток преобразователя, А	2000 (1600)	4000 (3200)	2000	4000
Номинальная мощность сетевых обмоток, кВ·А	522 (417)	1043 (840)	527	1054
Потери короткого замыкания, В	8000	13600	9825	15270
Потери холостого хода, Вт	2300	3550	2400	3400
Напряжение короткого замыкания, %	5	6,3	6	6,8
Ток холостого хода, %	3	2	2	2
Схема соединения обмоток	Звезда — две обратные звезды с уравнительным реактором			
Способ и диапазон регулирования напряжения на стороне ВН	ПБ ± (2 × 2,5%)			
Масса (полная), кг	6000	9000	5050	8030

Таблица 2.181. Шкафы для набора КВПП

Исполнение (однoliniйная схема)	Тип шкафа	Обозначение автоматического выключателя	Тип автоматического выключателя	Номинальный ток автоматического выключателя, А	Номинальные токи расцепителей, А
	ПЭХ8022-4А2Б2	Q1, Q2, Q3	АВМ-4НВ	400	120, 150, 200, 250, 300, 400
	ПЭХ8022-62В2	Q1, Q2, Q3	АВМ-10НВ	800	500, 600, 800
	ПЭХ8022-62Г2	Q1, Q2, Q3	АВМ-10НВ; АВМ-4НВ	400	120, 150, 200, 250, 300, 400
	ПЭХ8022-62Е2	Q1, Q2, Q3	АВМ-4НВ АВМ-10НВ	800	500, 600, 800

Продолжение табл. 2.181

Исполнение (однолинейная схема)	Тип шкафа	Обозначение автоматического выключателя	Тип автоматического выключателя	Номинальный ток автоматического выключателя, А	Номинальные токи распределителей, А
	ПЭХ8022-4А2В2	$Q1, Q2, Q3$	АВМ-4НВ	400	120, 150, 200, 250, 300, 400
	ПЭХ8022-62В2	$Q1, Q2, Q3$	АВМ-10НВ	800	500, 600, 800
	ПЭХ8022-62Д2	$Q1, Q2, Q3$	АВМ-10НВ АВМ-4НВ	400	120, 150, 200, 250, 300, 400
	ПЭХ8022-62Ж2	$Q1, Q2, Q3$	АВМ-4НВ АВМ-10НВ	800	500, 600, 800
	ПЭХ8023-62Б2	$Q1, Q2$	АВМ-15НВ	1200	800, 1200
	ПЭХ8023-72Б2	$Q1, Q2$	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8023-62В2	$Q1, Q2$	АВМ-15НВ	1200	800, 1200
	ПЭХ8023-72В2	$Q1, Q2$	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72Н2	$Q1, Q2$	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72М2	$Q1, Q2$	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000

Продолжение табл. 2.181

Исполнение (однолинейная схема)	Тип шкафа	Обозначение автомати- ческого выключателя	Тип автома- тического выключателя	Номиналь- ный ток автомати- ческого выключателя, А	Номиналь- ные токи расцепи- телей, А
	ПЭХ8024-72П2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72В2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72Г2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72Д2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72Е2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72Ж2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000

Продолжение табл. 2.181

Исполнение (однолинейная схема)	Тип шкафа	Обозначение автоматического выключателя	Тип автоматического выключателя	Номинальный ток автоматического выключателя, А	Номинальные токи расцепителей, А
	ПЭХ8024-72К2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000
	ПЭХ8024-72Л2	Q1, Q2	АВМ-20НВ	2000	1000, 1200, 1600, 2000

Таблица 2.182. Исполнение шкафов РУ 230 В

Исполнение (однолинейная схема)	Тип шкафа	Исполнение (однолинейная схема)	Тип шкафа
	ПЭХ8028-82Б2		ПЭХ8028-82Г2
	ПЭХ8028-82В2		ПЭХ8028-82И2
	ПЭХ8028-82В2		ПЭХ8028-82Д2
	ПЭХ8028-82Ж2		ПЭХ8028-82К2

Примечание. Распределительное устройство состоит из шкафов типа П2713/2 с переключателем. Масса шкафа 540 кг, габариты 2200 × 950 × 1100

Таблица 2.183. Исполнение шкафов ввода для КВПП-3200Т

Исполнение (однолинейная схема)	Тип шкафа	№ выключателя	Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Номинальные токи распределителей, А	Масса, кг, не более
	ШЭС8306-92А2Т	Q1	Э40-3ВТ	4000	4000	970
	ШЭС8306-92Б2Т					
	ШЭС8306-92В2Т					
	ШЭС8306-92Г2Т					

Примечание Шкафы ввода имеют один автоматический выключатель. По требованию заказчика шкафы могут поставяться без автоматических выключателей.

$\cos \varphi = 0,25$. Допустимое время исчезновения питания собственных нужд без отключения подстанции не более 1,5 с.

Распределительное устройство постоянного тока, входящее в состав КВПП (табл. 2.179) набирают из стандартных шкафов (табл. 2.181; 2.182 и 2.183) с двусторонним обслуживанием шириной 750 или 950 мм, правого и левого исполнения. Вывод из шкафов РУ можно выполнять кабелем или шинами снизу и сверху.

КВПП допускают параллельную работу двух подстанций одного типа на общую нагрузку, которая не должна превышать 1,3; 1,5 и 1,8 номинального тока подстанции в зависимости от разности напряжений на входе трансформаторов в 3,2 и 1% соответственно.

2.77. БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЕ ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Катодные быстродействующие выключатели применяют для защиты полупроводни-

ковых преобразователей при параллельной работе, а также при питании приемников со значительной противо-ЭДС для отключения преобразователя от сборных шин в случае внутреннего повреждения.

Катодные быстродействующие выключатели

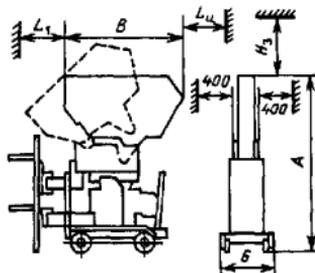


Рис. 2.117. Габариты и установочные размеры быстродействующих выключателей

Таблица 2 184 Технические данные быстродействующих автоматических выключателей

Тип	Назначение	Номинальные данные		Рабочий ток при перегрузке по ГОСТ 2585-81Е при установке выключателя вне шкафа/в шкафу, А	Ток уставки, А	Время отключения полюса и без индуктивной цепи, с	Предельный отключаемый ток, А		Цепи управления (постоянный ток)				
		Напряжение, В	Ток, А				Безиндуктивная цепь	при индуктивности (мГн, не более)	Напряжение, В	Ток выключения, А	Ток удерживания/ток отключения	Датчик отключения	
ВАТ-42-2000/6Л ВАТ-42-2000/10Л ВАТ-42-2000/10ЛА ВАТ-43-2000/10Л	Для защиты полупроводниковых преобразователей электрических машин и линий постоянного тока при КЗ и перегрузках в промышленных установках	660	2000	2000/1900	800-2000	0,012	40000	32000 (при 0,55 мГн)	220	40	1,5	РДШ	
1050		2000	2000/1900	или									
1050		2000	2000/1900	1600-1400				110	65	3		РДШ	
1050		2000	2000/1900	или									
				2400-6000									
ВАТ-42-4000/6Л ВАТ-42-4000/10Л ВАТ-42-4000/10ЛА		660	4000	3500,3200	1600-4000	0,015	50000	3200 (при 0,55 мГн)	220	40	1,5	РДШ	
1050		4000	3500/3200	или									
1050		4000	3500/3200	2400-6000				40000 (при 0,34 мГн)	110	65	3		
				или				27000 (при 8 мГн)					
				4000-8000									
ВАБ-43-4000/30Л	3300	4000	3500	3000-5000	-	-	-	220	36	0,6	РДШ		
								110	73	2,5/5			
ВАТ-42-6300/6Л ВАТ-42-6300/10Л ВАТ-42-6300/10ЛА ВАТ-42-6300/10Л	660	6300	4500/4000	4000-8000	0,015	70000	50000 (при 0,34 мГн)	220	40	1,5	РДШ		
1050	6300	4500/4000	или										
1050	6300	4500/4000	6000-12000		0,015	70000		110	65	3			
1050	6300	4500/4000			0,015	70000							
					0,02	50000							
ВАТ-42-10000/10Л ВАТ-42-1000/10Л	1050	10000	9000	2400-6000	0,015	70000	70000 (при 0,15 мГн)	220	80	3	2РДШ		
1050	10000	9000	или										
				4000-8000	0,025	7000		110	130	3,8			
ВАБ-43-4000/10К ВАБ-43-6000/10К	Для защиты преобразовательных установок от обратных токов	1050	4000	3200	1200-2500	0,02	50000	-	-	-	-		
1050		6300	4500	1200-2500	0,02	70000	-	-	-	-	-		

Примечание Выключатели ВАБ-43-4000/10К и ВАБ-43-6000/10К имеют два полюса, подключенных параллельно, другие типы выключателей имеют один полюс

Таблица 2.185. Габариты быстродействующих выключателей

Тип	Габариты, мм (см. рис. 2.117)						Масса, кг
	А	Б	В	L ₁	L ₂	H ₁	
ВАТ-42-2000/6Л	1300	365	780	350	450	840	345
ВАТ-42-2000/10Л	1365	365	886	400	500	840	345
ВАТ-42-2000/10ЛА	1365	770	886	400	500	1000	550
ВАТ-43-2000/10Л	1250	260	886	400	500	1000	200
ВАТ-42-4000/6Л	1300	365	780	350	450	840	386
ВАТ-42-4000/10Л	1365	365	886	400	500	840	386
ВАТ-42-4000/10ЛА	1365	770	886	400	500	1000	550
ВАТ-43-4000/30Л	1850	365	1180	600	600	850	263
ВАТ-42-6300/6Л	1300	365	780	400	500	900	355
ВАТ-42-6300/10Л	1365	365	886	450	500	1000	355
ВАБ-42-6300/10Л	1365	365	886	500	500	1000	256
ВАТ-42-10000/10Л	1365	442	886	500	500	1000	687
ВАБ-42-10000/10Л	1365	442	886	500	500	1000	486
ВАБ-43-4000/10К	1335	365	886	400	500	1000	221
ВАБ-43-6300/10К	1335	365	886	400	500	1000	241

чателю используются так же, как и коммутационные аппараты.

В некоторых схемах катодные выключатели используются для защиты преобразовательных агрегатов от КЗ в сети выпрямленного тока [2.17]. В этом случае в качестве катодных выключателей используются неполяризованные линейные выключатели (см. § 2.87).

В качестве катодных быстродействующих выключателей применяют выключатели типа ВАБ-43, в качестве линейных (рис. 2.117) — типов ВАБ-42 и ВАТ-43. Разновидностью токоограничивающих выключателей являются агрегатные выключатели, например ВАТ-42-4000/10ЛА.

Технические данные быстродействующих выключателей приведены в табл. 2.184, а габариты и массы — в табл. 2.185.

Быстродействующие выключатели для удобства эксплуатации изготовляют на тележках на номинальные токи до 4000 А включительно, оборудуют разъемными контактами как главных, так и вспомогательных цепей (рис. 2.117). Выключатели на номинальный ток 6300 А и более имеют шпунтовое соединение только вспомогательных цепей, а главные цепи оборудованы болтовым соединением. Выключатели изготовляют для внутренней установки в помещениях с нормальной средой и температурой окружающей среды -40°C для умеренного климата и до 45°C для стран с тропическим климатом, а также в холодоустойчивом исполнении УХЛ4.

2.78. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО ТРАНСПОРТА

Основными потребителями электроэнергии промышленного электрифицированного транспорта являются электровагоны и моторные вагоны (думпкары), на которых устанавливают тяговые электродвигатели постоянного тока.

Тяговые подстанции для питания промышленного электрифицированного транспорта бывают преобразовательные постоянного тока, на которых устанавливают выпрямительные агрегаты, преобразующие переменный трехфазный ток в выпрямленный постоянный, который подается в тяговую сеть («плюс» к контактному проводу, «минус» к ходовому рельсу), и однофазного переменного тока, на которых устанавливают, как правило, стандартные, трехфазные понижающие трансформаторы, питающие тяговую сеть переменным однофазным током. В этом случае преобразовательные агрегаты для питания тяговых двигателей постоянного тока устанавливают на электровагах.

Тяговые подстанции промышленных предприятий часто совмещают с подстанциями для питания силовых потребителей карьеров или цехов предприятий. В этих случаях подстанции называются совмещенными. Питание силовых потребителей на совмещенных тяговых подстанциях производится от шин напряжением 35, 10 или 6 кВ,

Таблица 2.186. Классификация тяговых подстанций промышленного транспорта

Система тока	Напряжение контактной сети, В	Первичное напряжение питания подстанции, кВ	Назначение подстанции
Однофазный переменный	27 500	220, 110	Питание электрифицированного транспорта подъездных и внутризаводских дорог, горно-обогатительных комбинатов и карьеров
	10 500	220, 110, 35	Питание электрифицированного транспорта внутризаводских железных дорог, горно-обогатительных комбинатов, карьеров и угольных разрезов
Постоянный	3300	220, 110, 35	Питание электрифицированного транспорта подъездных и внутризаводских железных дорог промпредприятий, горно-обогатительных комбинатов, карьеров и угольных разрезов
	1650	110, 35, 6—10	Питание внутризаводского электрифицированного транспорта промпредприятий, горно-обогатительных комбинатов, карьеров и угольных разрезов
	1200, 1500	110, 35, 6—10	Питание троллейвозного транспорта карьеров
	440, 220	6—10	Питание внутрицехового и шахтного электрифицированного железнодорожного транспорта

Классификация тяговых подстанций электрифицированного транспорта приведена в табл. 2.186.

При электрификации промышленного железнодорожного транспорта в зависимости от результатов проведенных технико-экономических расчетов, как правило, следует применять:

1) на открытых горных разработках, внутризаводском транспорте промышленных предприятий и подъездных путях к ним:

постоянный ток напряжением 3 или 1,5 кВ (3,3 и 1,65 кВ на шинах тяговых подстанций);

переменный однофазный ток частотой 50 Гц, напряжением 25 или 10 кВ (27,5 и 10,5 кВ на шинах тяговых подстанций);

2) для внутрицехового транспорта промышленных предприятий — постоянный ток напряжением 440 или 220 В (460 и 230 В на шинах тяговых подстанций).

Напряжения постоянного тока 550 и 750 В (600 и 825 В на шинах тяговых подстанций) допускается применять только при

реконструкции и расширении действующих предприятий с существующим на этих напряжениях электрифицированным транспортом.

Тяговые подстанции постоянного и переменного тока и совмещенные тяговые подстанции должны размещаться в центре электрических нагрузок, но вне зоны взрывных работ (карьеров). Применение отдельных тяговых подстанций или совмещенных должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

Необходимую мощность и количество тяговых и понизительных трансформаторов как для совмещенных, так и для несомещенных тяговых подстанций постоянного и переменного тока выбирают, исходя из условий обеспечения требуемой надежности электроснабжения, допустимой перегрузочной способности обмоток трансформаторов как по тепловому износу их изоляции, так и по динамическому воздействию ликовых толчковых нагрузок и с учетом использования устройств компенсации реактивной мощности.

Электроприемники электрифицированного железнодорожного транспорта промышленных предприятий относятся по надежности электроснабжения в основном к электроприемникам II категории. В отдельных своих частях они могут быть отнесены к I и III категориям, что определяется технологией производства и решается при конкретном проектировании.

На тяговых подстанциях переменного и постоянного тока, как правило, предусматривается параллельная работа трансформаторов и выпрямительных агрегатов на шины тягового напряжения. Сборные шины тягового распределительного устройства следует проектировать одинарными. Секционирование сборных шин осуществляется выключателями и только для подстанций переменного тока. На распределительных устройствах тяговых подстанций предприятий с непрерывной трехфазной работой электротранспорта, относящегося по надежности электроснабжения к потребителям I категории, следует предусматривать обходную шину и обходной выключатель, обеспечивающие замену любого выключателя отходящих линий. Для тяговых подстанций с потребителями III категории (по условиям надежности электроснабжения) обходная шина и выключатель не предусматриваются.

Питание тяговых сетей от тяговых подстанций, как правило, должно быть односторонним. Параллельное питание тяговой сети от смежных тяговых подстанций допускается применять при соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении безопасных условий эксплуатации электроустановок.

Выбранное электрооборудование и схемы тяговых подстанций (в том числе и на стороне выпрямленного напряжения тяговых

подстанций постоянного тока) должны обеспечивать надежную защиту тяговой сети и оборудования подстанций от токов короткого замыкания как в максимальном режиме, так и селективное отключение повреждаемого участка сети с минимальным током короткого замыкания в наиболее удаленной точке тяговой сети.

Допустимые максимальные и минимальные напряжения на токоприемнике электроваза и шинах тяговых подстанций приведены в табл. 2.187.

При электрификации промышленного железнодорожного транспорта должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие защиту линий связи, подземных и надземных коммуникаций и сооружений от влияния тяговых сетей, нормируемые параметры качества электроэнергии в питающей сети тяговых подстанций в соответствии с требованиями действующего ГОСТа на качество электроэнергии.

Тяговые подстанции и распределительные посты должны быть телеуправляемыми с возможно большим объемом автоматизации и, как правило, без дежурного персонала, кроме того, так как они относятся к электроустановкам с большими токами замыкания на землю, их заземляющие устройства должны соответствовать требованиям ПУЭ.

Для защиты электрооборудования распределительных устройств от атмосферных перенапряжений на концевых опорах питающих линий контактной сети у подстанций и распределительных постов и линий, питающих распределительные посты, устанавливаются вентильные разрядники.

На тяговых подстанциях постоянного тока применяются преобразовательные агрегаты с полупроводниковыми преобразова-

Таблица 2.187 Допустимые напряжения на шинах тяговых подстанций и в контактной сети

Род тока	Напряжение в тяговой сети, В				
	на шинах тяговой подстанции		на токоприемнике электроподвижного состава		
	номинальное	наибольшее	номинальное	наибольшее	наименьшее
Переменный	27 500	29 000	25 000	29 000	19 000
	10 500	11 500	10 000	11 500	7 500
Постоянный	3 300	3 850	3 000	3 850	2 200
	1 650	1 950	1 500	1 950	1 100
	825	975	750	975	550
	600	700	550	700	400
	460	570	440	570	325
	230	285	220	285	160

телями. В качестве коммутационных и защитных аппаратов на линиях постоянного тока используются однополюсные быстродействующие воздушные выключатели (см. § 2.77).

На тяговых подстанциях однофазного переменного тока применяются трехфазные трансформаторы общепромышленного исполнения.

На совмещенных тяговых подстанциях переменного тока применяются, как правило, отдельные трансформаторы для питания силовых и тяговых нагрузок (по соображениям допустимой несимметрии напряжений).

Из-за отсутствия специального оборудования переменного тока в однофазном исполнении на тяговых подстанциях переменного однофазного тока 10 кВ применяется, как правило, обычное оборудование в трехфазном исполнении.

В качестве выключателей на линиях тяговой сети однофазного переменного тока 10 кВ желательно применять выключатели, предназначенные для частых операций (например, электромагнитные выключатели типа ВЭ или ВЭМ) с электромагнитными приводами постоянного тока.

Для однофазного переменного тока 27 кВ применяются специальные однофазные масляные или вакуумные выключатели.

2.79. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Назначением тяговых подстанций постоянного тока является преобразование трехфазного переменного тока в постоянный и распределение электроэнергии постоянного тока между участками контактной сети.

Основным оборудованием тяговых подстанций постоянного тока являются преобразовательные агрегаты, быстродействующие автоматические выключатели и специальные устройства для сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения. В качестве преобразователей применяются полупроводниковые выпрямительные агрегаты с воздушным принудительным или естественным охлаждением. Технические характеристики агрегатов приведены в табл. 2.188.

Преобразовательные агрегаты состоят из шкафов, в которых размещены кремниевые вентили, преобразовательных трансформаторов, быстродействующего автоматического выключателя, шкафов защиты и управления, специальных устройств для защиты от перенапряжений.

Для защиты преобразовательных установок от перенапряжений применяют разрядники и защитные контуры (состоящие из емкостей и сопротивлений), подключаемые к цепи выпрямленного тока и анодным цепям. Применение для преобразователей вентилей с контролируемым лавинообразованием, которые в меньшей степени чувствительны к перенапряжениям, позволяет в ряде случаев отказаться от специальных устройств по защите от перенапряжений.

В настоящее время разработан и изготавливается универсальный выпрямительный агрегат наружной установки на выпрямленное напряжение 3,3 кВ типа ТПЕД-3150-3,3К-У1, который в зависимости от применяемой схемы выпрямления, имеет следующие модификации: двенадцатипульсная последовательная, две обратные звезды с уравнительным реактором, мостовая трехфазная.

Схемы главных цепей и установочные размеры агрегата типа ТПЕД-3150-3,3К-У1 приведены на рис. 2.118 и 2.119.

Технические характеристики трансформаторов, применяемых для питания преобразовательных установок тяговых подстанций, приведены в табл. 2.189.

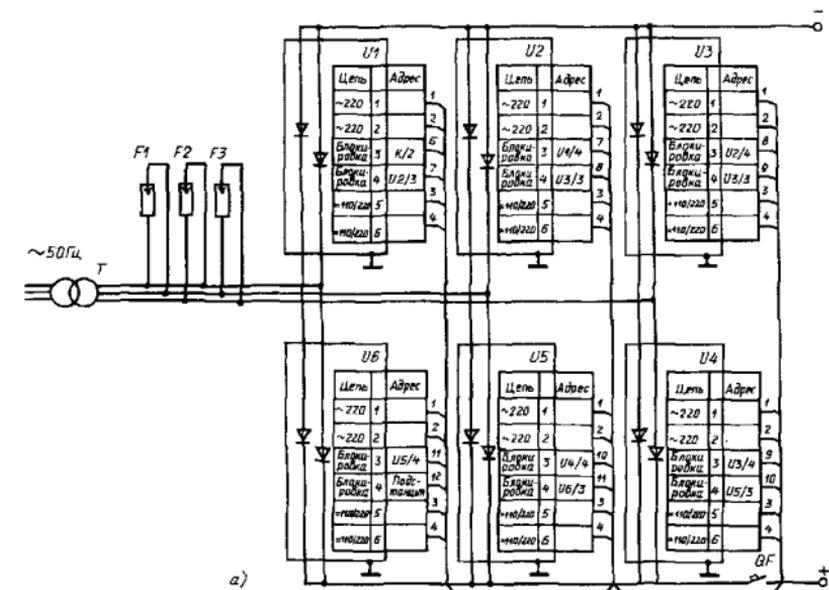
Трансформаторы типа ТРДП, указанные в таблице, являются агрегатными, обеспечивающими бесконтактное регулирование напряжения под нагрузкой. Кроме трансформатора в питающий агрегат входят управляемый реактор, предназначенный для лавинного бесконтактного регулирования напряжения преобразователя под нагрузкой, и шкаф управления в комплекте с датчиком напряжения, предназначенный для автоматического управления реактором.

На рис. 2.120 и 2.121 приведены принципиальные схемы и установочные размеры выпрямительных установок ПВЭ-3 (3300 В).

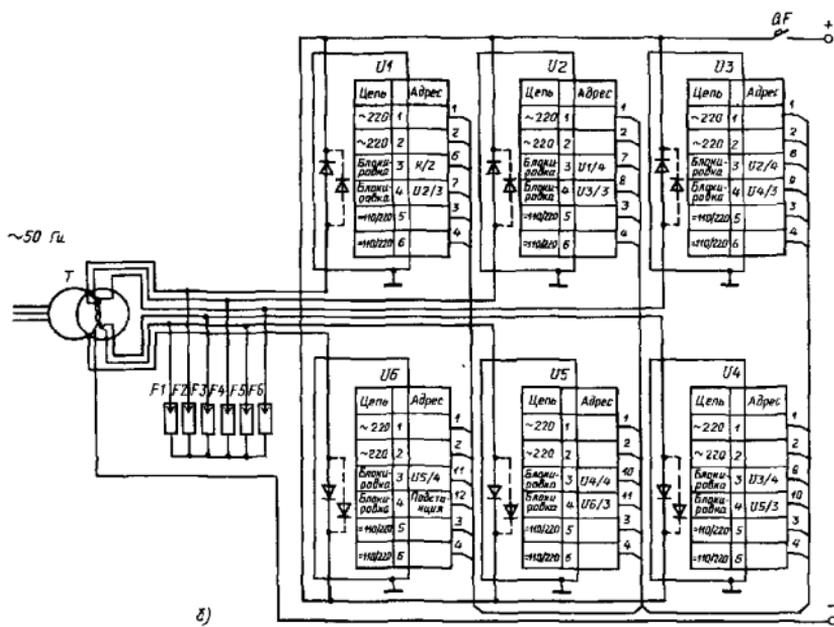
Выбор мощности и числа параллельно

Рис. 2.118. Выпрямительный агрегат типа ТПЕД-3150-3, 3К-У1 (3300 В, 3150 А):

a — схема выпрямления мостовая трехфазная; *T* — трансформатор ТДП-12 500/10ЖУ1; *F1-F3* — разрядники вентильные РВКУ-3,3А101; *U1-U6* — шкафы с диодами, *QF* — быстродействующий выключатель ВАБ-28-2500/30-К; *b* — схема выпрямления две обратные звезды с уравнительным реактором; *T* — трансформатор 2 × ТМПУ-6300/35ЖУ1; *F1-F6* — разрядники вентильные РВКУ1-3,3А101; *U1-U6* — шкафы с диодами; *QF* — быстродействующий выключатель ВАБ-28-2500/30-К; *в* — схема выпрямления двенадцатипульсная последовательная; *T* — трансформатор ТРДП-12 500/10ЖУ1; *F1-F6* — разрядники вентильные РВКУ-1,65Э01; *U1-U6* — шкафы с диодами; *QF* — быстродействующий выключатель ВАБ-28-2500/30-К



а)



б)

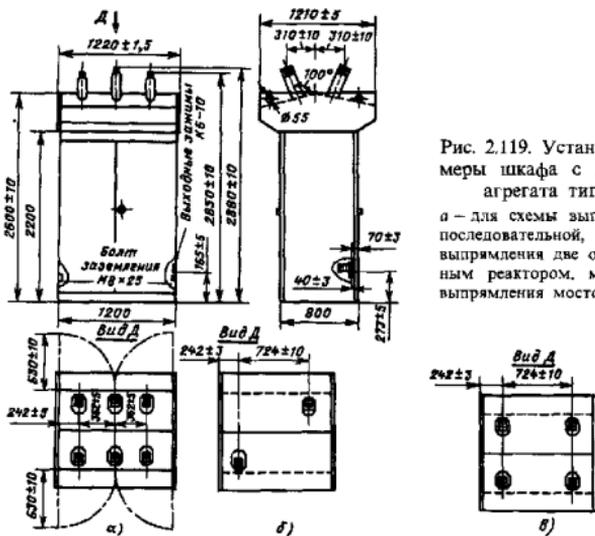
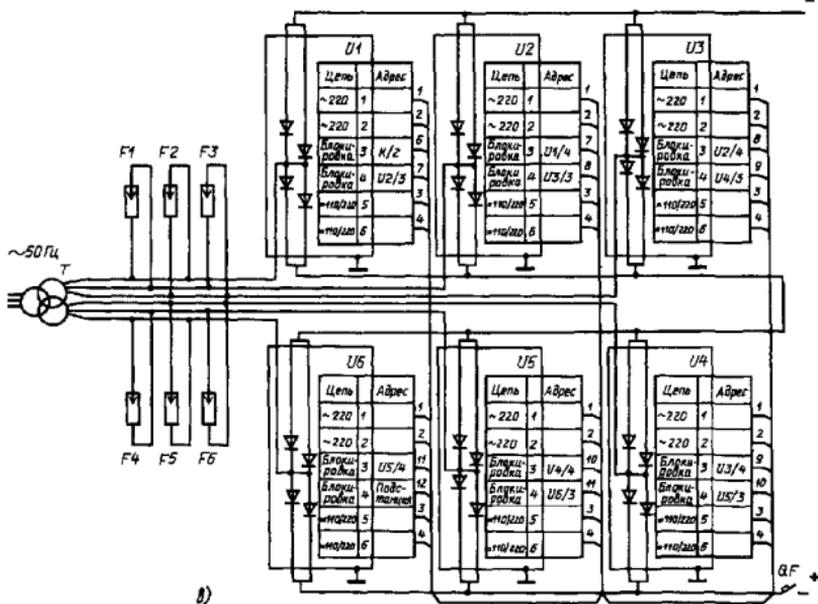


Рис. 2.119. Установочные и габаритные размеры шкафа с диодами выпрямительного агрегата типа ТПЕД-3150-3,3К-У1:

а — для схемы выпрямления двенадцатипульсовой последовательной, масса 850 кг, б — для схемы выпрямления две обратные звезды с уравнительным реактором, масса 800 кг; в — для схемы выпрямления мостовой трехфазной, масса 810 кг

Таблица 2.188. Технические характеристики кремниевых преобразовательных агрегатов промышленного транспорта

Характеристика	ПВЭ-3У	ПВЭ-3М	ТПЕД-3150-3,3К-У1	ВАКЛЕ-2000/600Н
Номинальное выпрямленное напряжение, В	3300	3300	3300	600
Номинальный выпрямленный ток, А	3000	3000	3150	2000
КПД, %, не менее	98	98	99,2	97—98
Схема выпрямления	Шести- фазная нуле- вая	Мостовая	См. примеч. 2	Шести- фазная нулевая
Охлаждение воздушное принудительное, скорость воздуха, м/с	10	10	Охлаждение естественное	5—7
Габариты, мм	2800 × 900 × × 2800	—	6(1200 × 1200 × × 2880)	1300 × 750 × 2350
Установка	Внутренняя	Внутрен- няя	Наружная	Внутренняя

Примечания: 1. Для подстанций с номинальным выпрямленным напряжением 1650 В применяются агрегаты типа ПВЭ или ТПЕД на 3300 В в комплекте с трансформатором ТМПУ-6300/35Ж с номинальным напряжением 1650 В, гоком 2500 А.

2. Агрегат типа ТПЕД по требованию заказчика может быть изготовлен по мостовой схеме выпрямления и схеме две обратные звезды с уравнительным реактором или двенадцатипульсной с последовательным соединением трехфазных мостов.

Коэффициент мощности для мостовой схемы и схемы две обратные звезды с уравнительным реактором не менее 0,93, а для двенадцатипульсной схемы не менее 0,97.

Допустимые амплитуды перенапряжений, не более, на шинах переменного тока для схем:

две обратные звезды с уравнительным реактором 18000 В;

трехфазной мостовой 9000 В;

двенадцатипульсной 4500 В;

на шинах постоянного тока 9000 В.

работающих выпрямительных агрегатов на подстанции производят, исходя из условий обеспечения требуемой надежности электрообеспечения электротранспорта, с учетом возможного выхода из строя одного выпрямительного агрегата, допустимых ликовых и длительных перегрузок, оставшихся в работе выпрямительных агрегатов, уровней токов короткого замыкания в тяговой сети постоянного тока и коммутационной способности быстродействующих автоматических выключателей. При этом на подстанции должно быть не менее двух выпрямительных агрегатов. Применение одноагрегатных тяговых подстанций должно производиться с учетом возможного выхода из строя такой подстанции и обеспечения при этом питания тяговой сети от смежных оставшихся в работе тяговых подстанций.

Подключение выпрямительных агрегатов к РУ постоянного тока, как правило, выполняют к шине «плюс» через быстродействующий автоматический выключатель, к шине «минус» через разъединитель. При этом автоматический выключатель должен быть либо обратного тока, либо оборудован устройством автоматического повторного включения (АПВ).

Токи КЗ в тяговых сетях напряжением 1650—3300 В мощных тяговых подстанций (с двумя и более выпрямительными агрегатами) превышают максимально допустимые отключаемые токи существующих быстродействующих выключателей. Для повышения отключающей способности быстродействующих выключателей тяговых подстанций напряжением 1650—3300 В в ряде случаев устанавливают в РУ постоянного тока на каждой

Таблица 2.189. Технические

Тип	Сетевая обмотка		Параметры, схема соединений вентиляционной обмотки			
	Мощность, кВ А	Напряжение, кВ	Напряжение, В		Ток, А	
			Режим работы			
			инверторный	выпрямительный	инверторный	выпрямительный
ТМП-6300/35ИУ1	4660	$\frac{6,0}{10,0}$ $\frac{35,0}{35,0}$	3300	2620	817	1020
ТДП-12500/10ИУ1	11900	$\frac{6,0}{10,0}$	3300	2620	1630	2610
ТМПУ-6300/35ЖУ1	4640	$\frac{6,0}{10,0}$ $\frac{35,0}{35,0}$	—	3030	—	361
	4680	$\frac{6,0}{10,0}$ $\frac{35,0}{35,0}$	—	1530	—	722
ТРДП-12500/10ЖУ1	11400	6,0	—	1305	—	2610
ТРДП-16000/10ЖУ1	13430	10,5	Д(1514)	$\frac{Д(1514)*}{Д(1282)}$	—	—
			У(4538)	$\frac{У(1538)*}{У(1302)}$	1630	2610
ТРДП-16000/35ЖУ1	13430	3560	—	—	—	—

* В числителе — параметры при выведенной регулировочной обмотке, в знаменателе — при вве

тяговой линии по два последовательно соединенных быстродействующих выключателя. Эта мера хотя и повышает почти вдвое отключающую способность выключателей линии, но полностью не решает проблемы, так как токи КЗ тяговых подстанций с числом выпрямительных агрегатов более двух достигают 50–70 кА (и более) при индуктивности тяговой сети 5–6 мГн.

Для возможности использования существующих быстродействующих выключателей на мощных тяговых подстанциях про-

мышленного электрифицированного транспорта и в целях повышения надежности электроснабжения в распределительном устройстве постоянного тока применяют специальные тиристорные токоограничивающие устройства или оборудуют быстродействующие выключатели системой релейной защиты, обеспечивающей отключение аварийных сверхтоков в тяговой сети быстродействующими выключателями [2.19, 2.20].

Тяговые подстанции постоянного тока промышленного транспорта состоят из РУ

данные трансформаторов

Напря- жение, В	Преобразователь		Потери, кВт		Напря- жение КЗ, %	Ток, XX, %	Масса, кг
	Ток, А		КЗ	XX			
	Режим работы						
инвер- торный	выпрямительный						
3300	1000	1250	35,5	9,1	8,6	1,3	15400
3300	2000	3200	77	16,0	8,2	0,8	23100
3300	—	1250	45	11,0	7,2 9,5	1,3	18100 21200
1650	—	2500					
3300	—	3200	71,5	16,0	8,0	1,1	22500
3800* 3300	—	—	84	18,7	8,2	0,8	25400
—	—	2000					
—	—	—					

денной.

переменного тока, выпрямительных агрегатов, РУ постоянного тока, сглаживающих устройств и устройств собственных нужд.

Как правило, на тяговых подстанциях промышленного транспорта выпрямительные агрегаты имеют напряжение 35 или 6—10 кВ. При напряжении 110—220 кВ на подстанциях устанавливаются понижающие трансформаторы с напряжением 110/10 (220/10) кВ для чисто тяговых подстанций и 110/35/6 (220/35/6) или 110/6 (220/6) кВ для совмещенных подстанций. Выпрямительные

агрегаты присоединяются к шинам переменного тока с помощью выключателей. На стороне постоянного тока принята параллельная работа выпрямительных агрегатов. При нулевой схеме выпрямления катоды всех выпрямительных агрегатов присоединяются с помощью быстродействующих выключателей к общей сборной шине «плюс», а нулевые точки преобразовательных трансформаторов — с помощью разъединителей к сборной шине «минус». К шине «плюс» также с помощью быстродействующих вы-

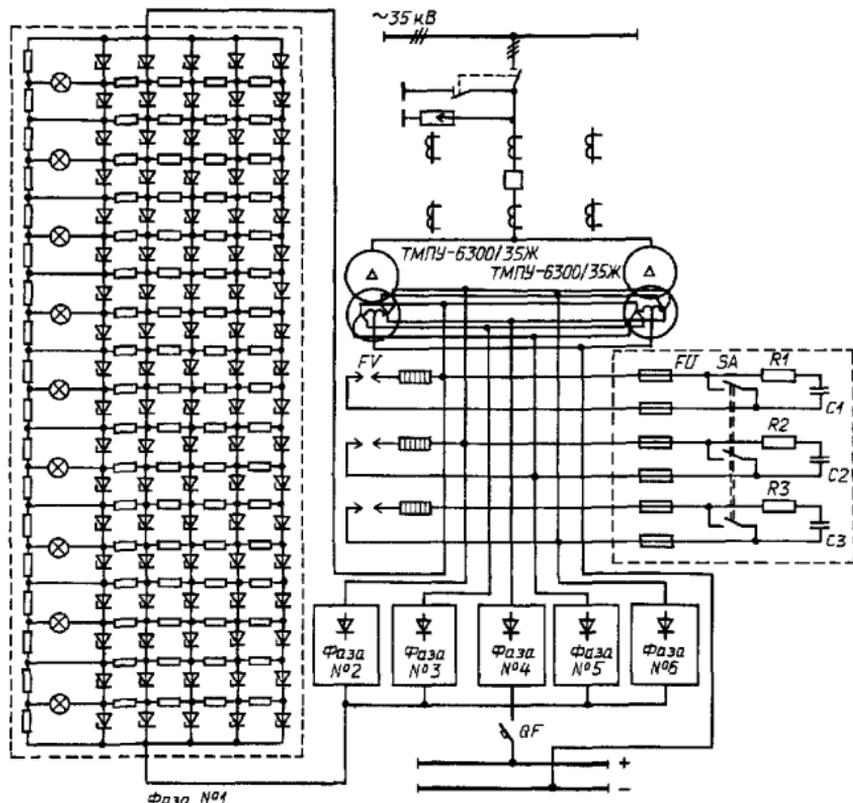


Рис. 2.120. Принципиальная электрическая схема выпрямительной установки ПВЭ-3У (3300 В, 3000 А):

фаза № 1 — фаза № 6 — шкафы с диодами; FU — разрядники; QF — быстродействующий выключатель; R1 — R3 — сопротивления; C1 — C3 — емкости; FU — предохранители; SA — разъединитель

ключателей подсоединяются питающие линии контактной сети, а к шине «минус» — отсасывающие линии. Цепи отсоса на подстанциях могут выполняться воздушными, рельсовыми или кабельными линиями, а также комбинированные — воздушно-рельсовые, кабельно-воздушные и т. д. Воздушные отсасывающие линии, а также рельсовые отсасывающие линии, проложенные по территории промплощадки предприятия и на территории подстанции, должны быть изолированы от земли на напряжение не менее 1000 В. Выводы отсасывающих линий на подстанции должны быть рассчитаны на суммарную установленную мощность выпрямитель-

ных агрегатов. Из-за возможности разрушения блуждающими токами контура заземления подстанции подключение к нему отсасывающих линий запрещается.

Распределительное устройство постоянного тока, как правило, состоит из трех несекционированных шин — шины «минус» и двух шин «плюс», из которых одна является обходной и служит для замены (практически без перерыва питания) любого выключателя питающих линий обходным.

Все разъединители РУ постоянного тока должны иметь стационарные заземляющие ножи, облокированные с главными ножами.

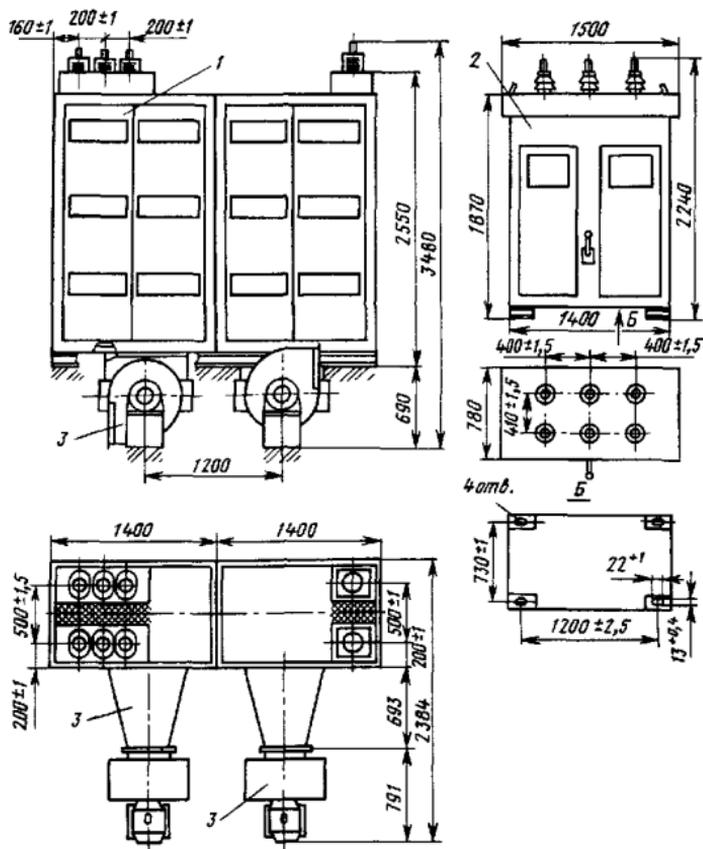


Рис. 2.121. Габариты и установочные размеры преобразовательной установки ПВЭ-3М (3300 В, 3000 А):

1 - выпрямитель; 2 - шкаф цепочек RC со стороны трансформатора; 3 - система воздушного принудительного охлаждения

При применении обходной системы шин с обходным выключателем в РУ постоянного тока должны быть предусмотрены соответствующие блокировки обходных разъединителей, исключающие возможность их переключений при протекании через них нагрузочных или аварийных токов.

В цепи каждой отходящей линии постоянного тока предусматривают установку вентиляльных разрядников (типа РМВУ), как правило, в комплекте с дополнительным роговым разрядником с плавкой вставкой, которая необходима для защиты от взрыва

вентильного разрядника при протекании опасных токов, появляющихся под действием волн перенапряжений, набегających со стороны контактной сети. Для защиты оборудования постоянного тока от коммутационных перенапряжений в РУ постоянного тока предусматривают вентиляльный разрядник типа РВПК.

Для защиты РУ постоянного тока при замыкании на землю применяют так называемую земляную защиту. Для обеспечения действия земляной защиты на подстанции должен быть сооружен самостоятельный

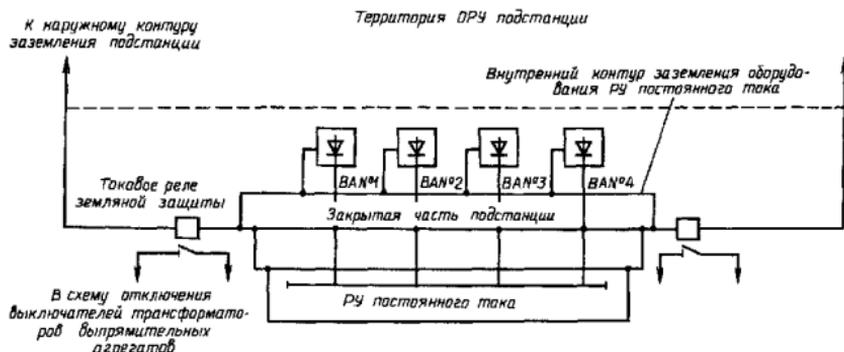


Рис. 2.122. Структурная схема земляной защиты

контур заземления системы оборудования постоянного тока, который присоединяется двумя магистралями заземления к основному (паружному) контуру заземления подстанции. В эти соединительные магистрали заземления врезаются токовые реле земляной защиты (рис. 2.122). Для обеспечения надежной работы земляной защиты контур заземления системы оборудования постоянного тока, включая соединительные магистрали заземления до токовых реле земляной защиты, не должен иметь металлической связи (через арматуру здания подстанции) с основным контуром подстанции. С этой же целью все кабели, связанные с РУ постоянного тока и выпрямленными агрегатами, должны быть небронированными в неметаллической оболочке. Питание оперативных цепей земляной защиты осуществляется отдельным кабелем, который прокладывается изолированно от других кабелей и подключается к отдельному автоматическому выключателю на щите собственных нужд постоянного тока.

Земляная защита при всех случаях замыкания на землю в РУ постоянного тока должна действовать на отключение всех выпрямительных агрегатов, а в случае параллельной работы подстанций — и на отключение всех линейных выключателей, питающих контактную сеть. При необходимости сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения, создаваемых выпрямительными агрегатами, на подстанциях устанавливают сглаживающий реактор и специальные резонансные контуры. Уменьшение отрицательного влияния тяговых сетей на проводные воздушные линии связи путем отнесения линий связи на расстояние, при которых мешающее влияние контактной сети будет находиться в пределах

допустимых норм, применения на тяговых подстанциях специальных сглаживающих реакторов и резонансных фильтров, выполнения линий связи с помощью кабелей или применения других мероприятий должно решаться в каждом конкретном проекте на основании технико-экономических расчетов.

Помехоподавляющие резонансные фильтры при применении на тяговых подстанциях должны подключаться к сборным шинам постоянного тока по кратчайшему расстоянию медными проводами без стальной брони и свинцовой оболочки. Все резонансные контуры должны иметь общее разрядное сопротивление.

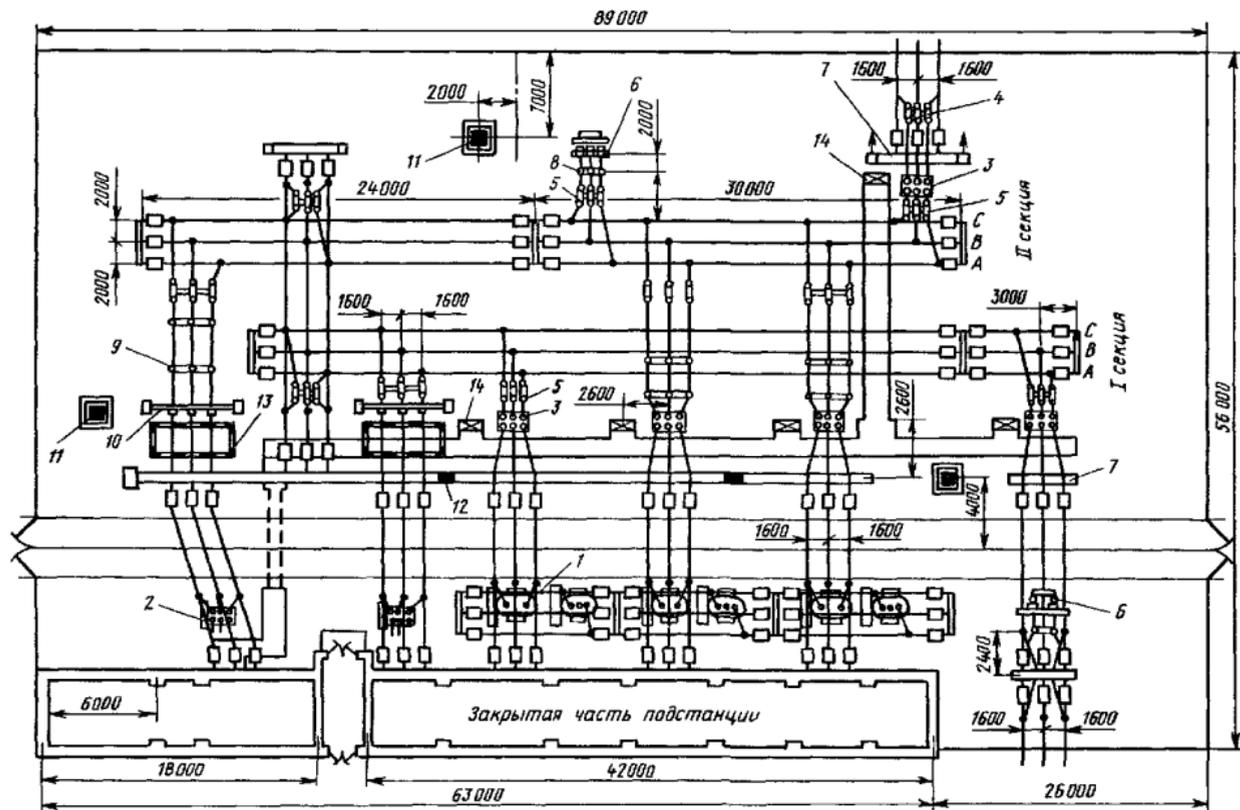
Для снижения радиопомех и защиты каналов высокочастотных воздушных линий связи на подстанциях включают конденсаторы емкостью 10 мкФ между положительным полюсом выпрямителя и основным контуром заземления подстанции. При этом общая длина провода подсоединения конденсатора не должна превышать 6 м, а использование контура заземления системы постоянного тока не допускается.

Для питания собственных нужд на подстанции должны предусматриваться два понижающих трансформатора собственных нужд с подключением этих трансформаторов:

на тяговых подстанциях с питающим напряжением 6, 10 и 35 кВ — к шинам питающего напряжения;

на совмещенных подстанциях — к шинам силовых или районных потребителей.

Подключение погоронних потребителей к шинам собственных нужд тяговых подстанций не допускается.



2.124. План расположения основного оборудования тяговой подстанции постоянного тока:

- 1 – трансформатор ТМПУ-6300/35Ж, 2 – трансформатор собственных нужд, 3 – масляный выключатель; 4, 5 – разъединители; 6 – трансформаторы напряжения, 7 – трансформаторы тока; 8 – разрядники, 9 – опорный изолятор, 10 – предохранители, 11 – молниезвод, 12 – порталый молниезвод; 13 – ограждение зоны срабатывания стреляющих предохранителей; 14 – шкаф зажимов

Сборные шины собственных нужд переменного тока секционированы на две секции с устройством АВР при отключении одного трансформатора.

В качестве источников оперативного тока для быстродействующих выключателей, как правило, следует применять выпрямительные устройства. На мощных совмещенных тяговых подстанциях, имеющих в качестве источника оперативного тока аккумуляторную батарею, допускаются оперативные цепи быстродействующих выключателей питать от аккумуляторной батареи.

Схема главных цепей тяговой подстанции постоянного тока приведена на рис. 2.123, а план расположения основного оборудования дан на рис. 2.124.

2.80. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ОДНОФАЗНОГО ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

В состав тяговых подстанций однофазного переменного тока входят РУ первичного напряжения, понизительные тяговые трансформаторы, РУ тягового напряжения и устройства собственных нужд.

Для тяговых подстанций переменного тока наиболее распространено первичное напряжение 110 кВ.

На совмещенных тяговых подстанциях переменного тока (при потребителях электроэнергии I и II категорий) устанавливаются, как правило, два тяговых и отдельно два трансформатора для питания силовой нагрузки.

Установка совмещенных трехобмоточных трансформаторов для питания тяговых и силовых нагрузок может применяться при обеспечении допустимых норм несимметрии напряжения, регламентируемых действующим стандартом на качество электроэнергии.

В качестве тяговых трансформаторов на тяговых подстанциях переменного тока и в качестве понизительных трансформаторов, как правило, применяют трехфазные трансформаторы общепромышленного исполнения со стандартными устройствами регулирования напряжения. Схема регулирования напряжения для тяговых подстанций должна разрабатываться с учетом несимметрии напряжения по фазам. Несимметрия напряжения на шинах 6, 10 и 35 кВ не тяговых потребителей для совмещенных тяговых подстанций не должна превышать 2% в нормальном режиме и 5% в послеаварийном. Для симметрирования нагрузок фаз питающей энергосистемы при питании от одной районной подстанции или по одной линии

нескольких тяговых подстанций необходимо так выполнить схему присоединения тяговых подстанций, чтобы по возможности фазы питающей энергосистемы загрузились равномерно.

Обмотки трехфазных трансформаторов, предназначенные для питания электро-транспорта, должны быть соединены по схеме треугольника и присоединены к секциям шин через трехфазные выключатели. В качестве секционного выключателя также следует применять трехфазный выключатель.

В РУ осуществляется питание от двух рабочих фаз однофазным переменным током линий контактной сети, а от заземленной третьей фазы — через разъединители одной или нескольких линий отсоса. На подстанциях промышленного транспорта, как правило, заземляется фаза В, а рабочими являются фазы А и С. Распределительные устройства тягового напряжения 10 кВ секционируются на две секции и состоят из камер КРУ с трехфазными выкатными выключателями.

В отдельных случаях применяются и другие исполнения, например в РУ 27 кВ используются специальные однофазные масляные или вакуумные выключатели наружной установки.

В распределительных устройствах тягового напряжения рекомендуется применять выключатели, предназначенные для частых операций с электромагнитными приводами постоянного тока. Для потребителей I и II категорий следует предусматривать на каждую фазу обходную шину с обходным выключателем для питания контактной сети.

Цепи отсоса подстанций переменного тока, как правило, выполняются двумя независимыми линиями и подключаются к тяговому распределительному устройству через разъединители, при этом должны быть выполнены соответствующие блокировки, обеспечивающие безопасность обслуживания разъединителей. Вывод каждой цепи отсоса должен быть рассчитан на суммарный ток тяговой подстанции.

На совмещенных тяговых подстанциях постоянного и переменного тока, расположенных на станциях стыкования обеих систем электротяги, а также на подстанциях, совмещенных с промышленными или районными подстанциями, цепи отсоса должны быть изолированы от контура заземления подстанции.

В распределительном устройстве тягового напряжения рекомендуется в качестве трансформаторов напряжения использовать два однофазных трансформатора напряжения, соединенных в разомкнутый треуголь-

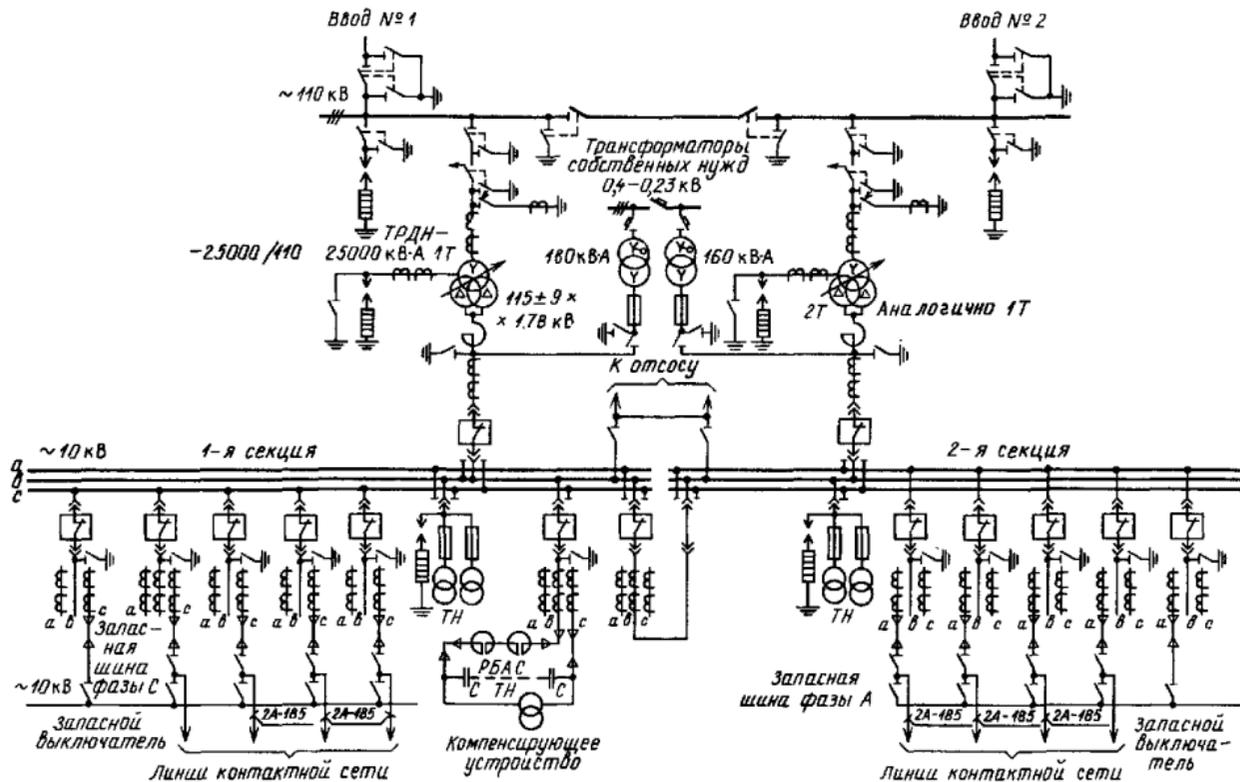


Рис. 2.125. Схема главных цепей тяговой несомщенной подстанции однофазного переменного тока 110/10 кВ

ник. Общая точка обмоток трансформаторов напряжения присоединяется к заземленной фазе, а разомкнутые концы обмоток — к шинам тягового распределительного устройства, питающим контактную сеть.

Коэффициент мощности тяговых нагрузок в рабочем диапазоне составляет примерно 0,7. Повышение коэффициента мощности на шинах тягового напряжения производится с помощью специальных однофазных компенсирующих устройств, состоящих из конденсаторных батарей и включенных последовательно с ними реакторов. Мощность конденсаторной батареи и индуктивность реактора для заданной батареи от высших гармонических определяются расчетом конкретного проекта.

Компенсирующие устройства через выключатель присоединяют к одной фазе (как правило, к отходящей фазе для симметрирования нагрузки), питающей контактную сеть, и к заземленной фазе тягового распределительного устройства параллельно подключению тяговых нагрузок.

Ошиновку конденсаторов батареи следует выполнять гибкими медными проводами или кабелями. Параллельно батарее должно быть подключено разрядное сопротивление, обеспечивающее быстрый разряд батареи после ее отключения.

На тяговых подстанциях переменного тока высоковольтные кабели тягового напряжения должны выполняться небронированными и в неметаллической оболочке. Кроме того, в распределительном устройстве должны быть предусмотрены меры, исключающие нагрев металлоконструкций однофазным переменным током.

Для питания собственных нужд подстанции, как правило, предусматривают два понижающих трансформатора собственных нужд с подключением этих трансформаторов:

на совмещенных тяговых подстанциях — к шинам силовых или районных потребителей;

на тяговых подстанциях с питающим напряжением 35 кВ — к шинам этого напряжения;

на тяговых подстанциях с питающим напряжением выше 35 кВ — к шинам тягового напряжения.

Сборные шины собственных нужд секционируются на две секции с устройством АВР при отключении одного трансформатора. Подключение посторонних потребителей к шинам собственных нужд тяговой подстанции не допускается.

В распределительном устройстве тя-

вого напряжения, как правило, предусматривают приборы для измерения напряжения на сборных шинах, приборы для измерения нагрузки в каждой фазе, счетчики активной и реактивной энергии на вводах от тяговых трансформаторов, приборы для измерения нагрузки на каждой питающей тяговой линии.

Схема главных цепей несомещенной тяговой подстанции с двумя трансформаторами 110/10 кВ приведена на рис. 2.125, а план и разрезы подстанции показаны на рис. 2.126.

Выбор мощности трехфазных тяговых трансформаторов. Необходимая мощность трехфазной тяговой обмотки трансформатора (или трансформаторов), кВ·А,

$$S_T = U_{T,c} (2I_{T1} + 0,65I_{T2}),$$

где $U_{T,c}$ — номинальное напряжение на шинах тяговой сети, кВ; I_{T1} — эффективный ток более нагруженного плеча питания, А; I_{T2} — эффективный ток менее нагруженного плеча питания, А.

Окончательная расчетная мощность трехфазных тяговых трансформаторов определяется с учетом ряда коэффициентов:

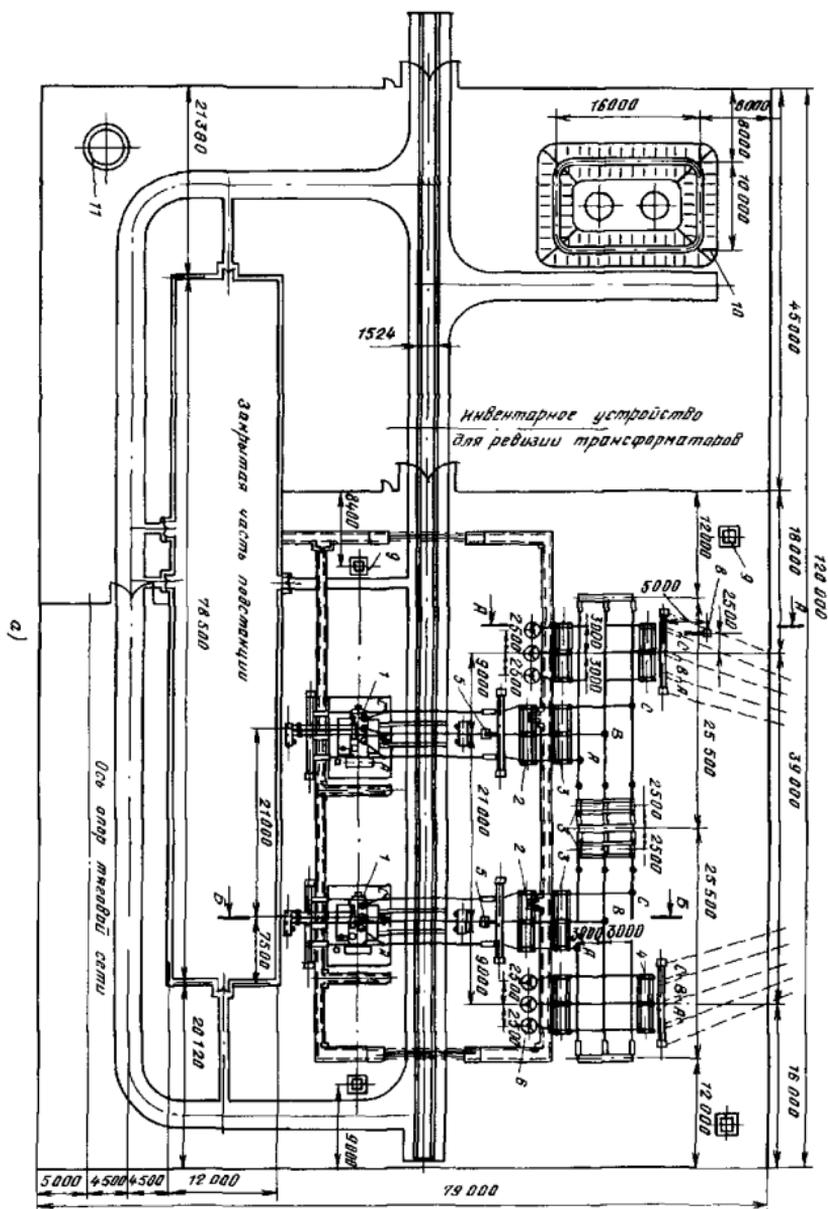
$$S_{TP} = K_1 K_n K_1 K_2 K_3 K_4 S_T,$$

где K_1 — коэффициент, меньший единицы и учитывающий неравномерную загрузку фаз трансформатора; $K_1 = 0,87 + 0,04I_{T2}/I_{T1}$; K_n — коэффициент, меньший единицы и учитывающий неравномерную во времени загрузку тяговых трансформаторов (для трехфазных трансформаторов может быть принят 0,9); K_2 учитывает потери электроэнергии в тяговой сети (при отсутствии точных данных может быть принят 1,08); K_3 учитывает расход электроэнергии на собственные нужды электропроводов ($K_3 \approx 1,05$); K_4 учитывает расход электроэнергии на маневровую работу подвижного состава ($K_4 \approx 1,15$); K_5 учитывает хозяйственные перевозки и холостые пробеги ($K_5 = 1,1$).

При наличии районной нагрузки S_p мощность трехфазного трехобмоточного трансформатора для питания тяговой и районной нагрузки, кВ·А,

$$S_T = U_{T,c} (2I_{T1} + 0,65I_{T2}) + S_p.$$

Выбранные трансформаторы должны быть проверены по эффективному току отсоса в режиме работы одного трансформатора и по току наиболее нагруженной обмотки при работе одного трансформатора в максимальном режиме. При этом ток отсоса не должен превышать линейный ток трансформатора более чем в 1,4 раза. Ток наиболее нагруженной обмотки трансформа-



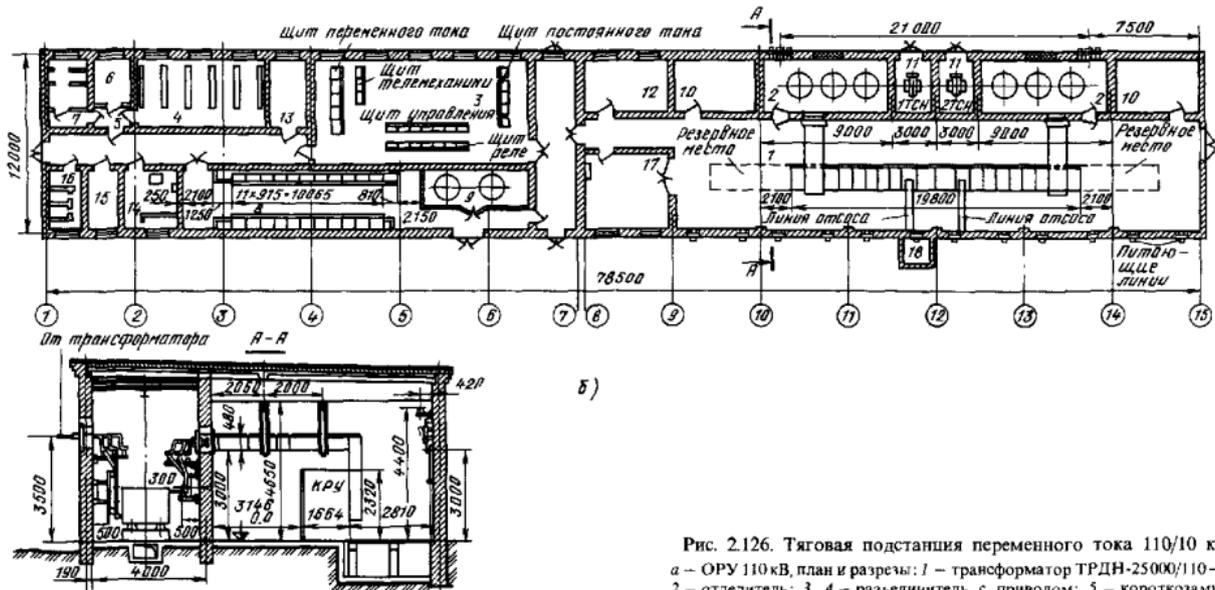


Рис. 2.126. Тяговая подстанция переменного тока 110/10 кВ:

а — ОРУ 110 кВ, план и разрез: 1 — трансформатор ТРДН-25000/110-66; 2 — отделитель; 3, 4 — разъединитель с приводом; 5 — короткозамыкатель с приводом; 6 — разрядники; 7 — высокочастотный заградитель; 8 — конденсатор связи; 9 — молниезвод; 10 — открытый склад масла; 11 — подземный бак для аварийного сброса масла; б — закрытая часть подстанции: 1 — помещение КРУ 10 кВ; 2 — помещение вводных реакторов; 3 — щитовое помещение; 4 — помещение аккумуляторной батареи 220 В; 5 — тамбур; 6 — кислотная; 7 — вентиляционное помещение аккумуляторной батареи; 8 — помещение конденсаторной батареи; 9 — отсеки реакторов компенсирующего устройства; 10 — вентиляционное помещение вводных реакторов; 11 — помещение трансформатора собственных нужд; 12 — служебное помещение; 13 — помещение дежурного; 14 — вентиляционное помещение конденсаторной батареи; 15 — кладовая; 16 — санузел; 17 — мастерская для ремонта выключателей КРУ; 18 — помещение рельсового отсека

основной частоты, что требует увеличения последовательно и параллельно включенных конденсаторов в b раз:

$$b \approx \sqrt{1 + \frac{P_3^2}{3}}$$

где $P_3 = I_3/I_1$ — отношение тока 3-й гармоники к току основной частоты.

Необходимость включения реактора последовательно с конденсаторной батареей вызывается, с одной стороны, требованием разгрузки конденсаторов от высших гармонических, протекающие которых через конденсаторы вызывает повышенные потери электроэнергии в них, а с другой стороны — целесообразностью шунтирования наибольших гармоник токов электровозов с помощью конденсаторной батареи и недопущения их выхода в питающую сеть.

С этой целью реактор выбирается с емкостью батареи в резонанс напряжений по 3-й гармонике, т. е. должно соблюдаться условие

$$3\omega L \approx \frac{1}{3\omega C},$$

где $\omega = 314$ рад/с — угловая частота при $f = 50$ Гц.

Следовательно, на частоте 50 Гц сопротивление реактора должно быть

$$X_L = \omega L = \frac{1}{9\omega C} = \frac{1}{9} X_C,$$

т. е. сопротивление реактора X_L на частоте 50 Гц должно быть равно 1/9 емкостного сопротивления X_C конденсаторной батареи.

Количество последовательно соединенных конденсаторов в батарее

$$M \geq \frac{U_{T,c} K_1 K_2 b}{U_{c1} K_3},$$

где $U_{T,c}$ — напряжение на шинах тягового РУ; U_{c1} — номинальное напряжение конденсатора; K_1 — коэффициент, учитывающий наличие реактора ($K_1 = 1,125$ при резонансе на 3-й гармонике); K_2 — коэффициент, учитывающий разброс емкости конденсаторов (принимается $K_2 = 1,05$); K_3 — коэффициент, учитывающий возможное повышение температуры сверх 40°C (для 45°C $K_3 = 0,95$); b — коэффициент, учитывающий наличие в токе компенсирующего устройства 3-й гармоники (см. выше).

Количество параллельных ветвей в батарее

$$N = \frac{Q_{\text{полезн}} U_{c1} K_2 b}{Q_{c1} U_{T,c} K_3},$$

где $Q_{\text{полезн}}$ — мощность конденсаторов, требующаяся для повышения $\cos \varphi$, до заданного; Q_{c1} — мощность конденсатора.

Остальные величины, входящие в формулу, приведены выше.

Схема компенсирующего устройства с разбивкой конденсаторов по платформам, приведена на рис. 2.127.

Пример для расчета компенсирующего устройства. Задано: коэффициент мощности тяговой нагрузки $\cos \varphi_T = 0,7$; действующие значения тяговых токов $I_{T1} = 697$ А; $I_{T2} = 762$ А; максимальные значения $I_{T1\text{max}} = 1600$ А; $I_{T2\text{max}} \approx 1800$ А; напряжение тяговой сети $U_{T,c} = 10,5$ кВ; входные оптимальные реактивные мощности, задаваемые питающей энергосистемой, $Q_{T1} = Q_{T2} = 6900$ квар.

Определение тяговых нагрузок (действующих):

$$S_T = U_{T,c} (I_{T1} + I_{T2}) = 10,5 (697 + 762) = 15\,300 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$P_T = S_T \cos \varphi_T = 15\,300 \cdot 0,7 = 10\,700 \text{ кВт};$$

$$Q_T = P_T \operatorname{tg} \varphi_T = 10\,700 \cdot 1,02 = 10\,900 \text{ квар}.$$

Требуемая мощность компенсирующего устройства

$$Q_{\text{к.у.}} = Q_T - Q_{T1} = 10\,900 - 6900 = 4000 \text{ квар}.$$

С учетом потерь мощности в тяговых трансформаторах $Q_{\text{тр}} = 150$ квар и коэффициента неравномерности тяговых нагрузок $K_{\text{н}} = 1,15$ полезная мощность компенсирующего устройства

$$Q_{\text{полезн}} = (Q_T + Q_{\text{тр}}) K_{\text{н}} = (4000 + 150) 1,15 = 4773 \text{ квар}.$$

Значение тока 3-й гармоники, протекающего через компенсирующее устройство, определяется:

по действующим значениям тяговых токов

$$I_3 = 0,25 I_{T2} + \frac{0,25}{2} I_{T1} = 0,25 \cdot 762 + 0,125 \cdot 697 = 277 \text{ А};$$

по максимальным тяговым токам

$$I_{3\text{max}} = 0,25 I_{T2\text{max}} + \frac{0,25}{2} I_{T1\text{max}} = 0,25 \cdot 1800 + 0,125 \cdot 1600 = 537 \text{ А}.$$

Ток 1-й гармоники, протекающий через компенсирующее устройство, принимается

приблизительно равным $450 \text{ А} \left(\frac{Q_{\text{полезн}}}{U_{T,c}} \right)$.

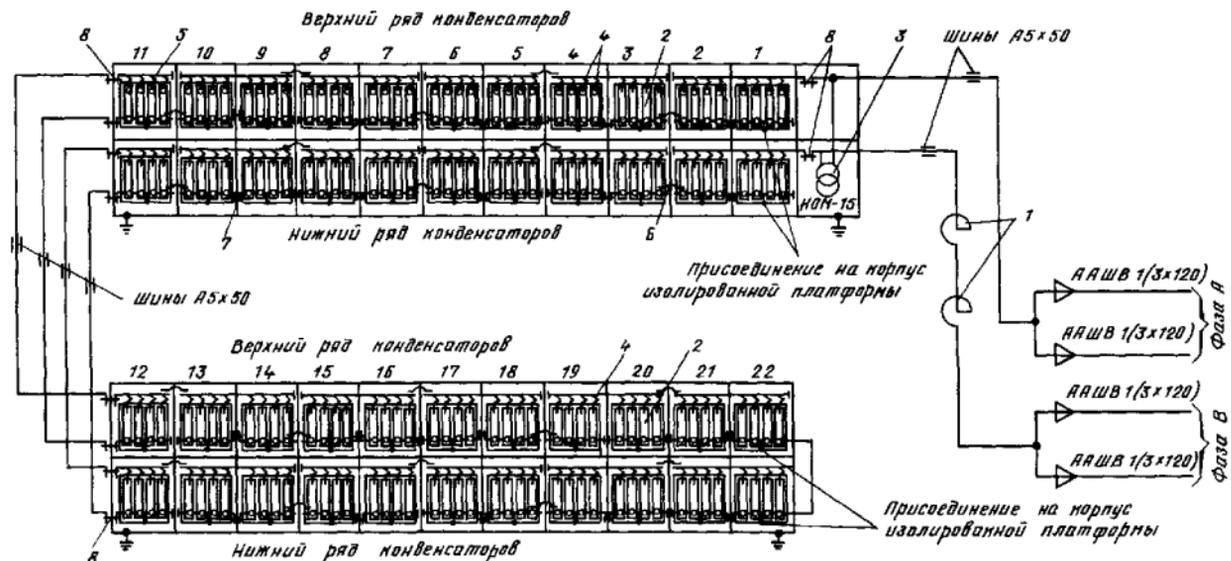


Рис. 2.127. Схема компенсирующего устройства 10 кВ:

1 — реактор РБАС-10-2 × 600-6; 2 — конденсатор КС2(А)-0,66-40; 3 — трансформатор напряжения НОМ-15; 4 — шина М (5 × 50); 5 — провод СГГ-16; 6 — конденсатор; 7 — съемная накладка; 8 — переходная пластина МА 50 × 6

Примечания: 1. Установленная мощность конденсаторной батареи 7040 квар.

2. Число параллельно включенных конденсаторов в группе 8 шт.; число последовательно включенных групп конденсаторов 22 шт.

Коэффициент b , учитывающий 3-ю гармонику,

$$b = \sqrt{1 + \frac{P_3^2}{3}} = \sqrt{1 + \left(\frac{277}{450}\right)^2} : 3 = \sqrt{1,127} = 1,07.$$

Используются конденсаторы типа КС2-1.05-50; $U_{c1} = 1,05$ кВ; $Q = 50$ квар; $C_1 = 144$ мкФ.

Число последовательно соединенных конденсаторов

$$M = \frac{U_{\tau,c} K_1 K_2 b}{U_{c1} K_3} = \frac{10,5 \cdot 1,125 \cdot 1,05 \cdot 1,07}{1,05 \cdot 1} = 12,7,$$

принимая $M = 13$.

Количество параллельно соединенных ветвей

$$N = \frac{Q_{\text{полем}} U_{c1} K_2 b}{Q_{c1} U_{\tau,c}} = \frac{4773 \cdot 1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,07}{50 \cdot 10,5} = 10,7,$$

принимая $N = 11$.

Сопротивление, Ом, и номинальный ток, А, конденсатора

$$X_{c1} = \frac{10^6}{\omega c_1} = \frac{10^6}{314 \cdot 144} = 22;$$

$$T_{c1} = \frac{Q_{c1}}{U_{c1}} = \frac{50}{1,05} = 47,5.$$

Сопротивление батареи конденсаторов, Ом,

$$X_6 = \frac{X_{c1} M}{N} = \frac{22 \cdot 13}{11} = 26.$$

Сопротивление реактора при резонансе на 3-й гармонике, Ом,

$$X_p = \frac{X_6}{9} = \frac{26}{9} = 2,9.$$

В качестве реактора приняты две включенные последовательно фазы двоядного реактора типа РБАС-10-2 \times 1000-10. Отпайка на второй фазе подбирается таким образом, чтобы общее сопротивление составляло 2,9 Ом.

Сопротивление компенсирующего устройства будет

$$X_{k,y} = X_6 - X_p = 26 - 2,9 = 23,1 \text{ Ом}.$$

Уточненный ток 1-й гармоники через компенсирующее устройство

$$I_{k,y1} = \frac{U_{\tau,c}}{X_{k,y}} = \frac{10\,500}{23,1} = 455 \text{ А}.$$

Напряжения на батарее конденсаторов

$$U_6 = I_{k,y1} X_6 = 455 \cdot 26 = 11\,830 = 11,8 \text{ кВ}.$$

Полезная мощность компенсирующего устройства

$$Q_{\text{полем}} = U_{\tau,c} I_{k,y1} = 10,5 \cdot 455 = 4780 \text{ квар}.$$

Установленная мощность компенсирующего устройства

$$Q_{\text{уст}} = Q_{c1} M N = 50 \cdot 13 \cdot 11 = 7150 \text{ квар}.$$

Коэффициент использования конденсаторов

$$K_{\text{исп}} = \frac{Q_{\text{полем}}}{Q_{\text{уст}}} = \frac{4780}{7150} = 0,67.$$

Номинальный ток компенсирующего устройства (по установленным конденсаторам)

$$I_{k,y,\text{ном}} = I_{c1} = 11 \cdot 47,5 = 522 \text{ А}.$$

Допустимый длительный ток через батарею

$$I_{\text{доп}} = 1,3 I_{k,y,\text{ном}} = 1,3 \cdot 522 = 678 \text{ А}.$$

Полный ток, протекающий через компенсирующее устройство при действующих значениях тяговых токов

$$I_{k,y,\text{действ}} = \sqrt{I_{k,y1}^2 + I_3^2} = \sqrt{455^2 + 277^2} = 533 \text{ А},$$

т. е. $I_{k,y,\text{действ}} < I_{\text{доп}}$.

При совпадении максимальных значений токов в плечах тяговой нагрузки

$$I_{k,y,\text{max}} = \sqrt{I_{k,y1}^2 + I_{3,\text{max}}^2} = \sqrt{455^2 + 537^2} = 690 > 678.$$

В этом случае может произойти отключение компенсирующего устройства релейной защиты. Дальнейшее включение в работу компенсирующего устройства должно быть выполнено обслуживающим персоналом подстанции.

2.81. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПОСТЫ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

Распределительным постом называется распределительное устройство тягового напряжения, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на тяговом напряжении без его преобразования и трансформации и не входящее в состав тяговой подстанции. Распределительные посты применяют при электрификации промышленного транспорта при невозможности или нецелесообразности расширения тягового устройства подстанций, затруднительного вывода боль-

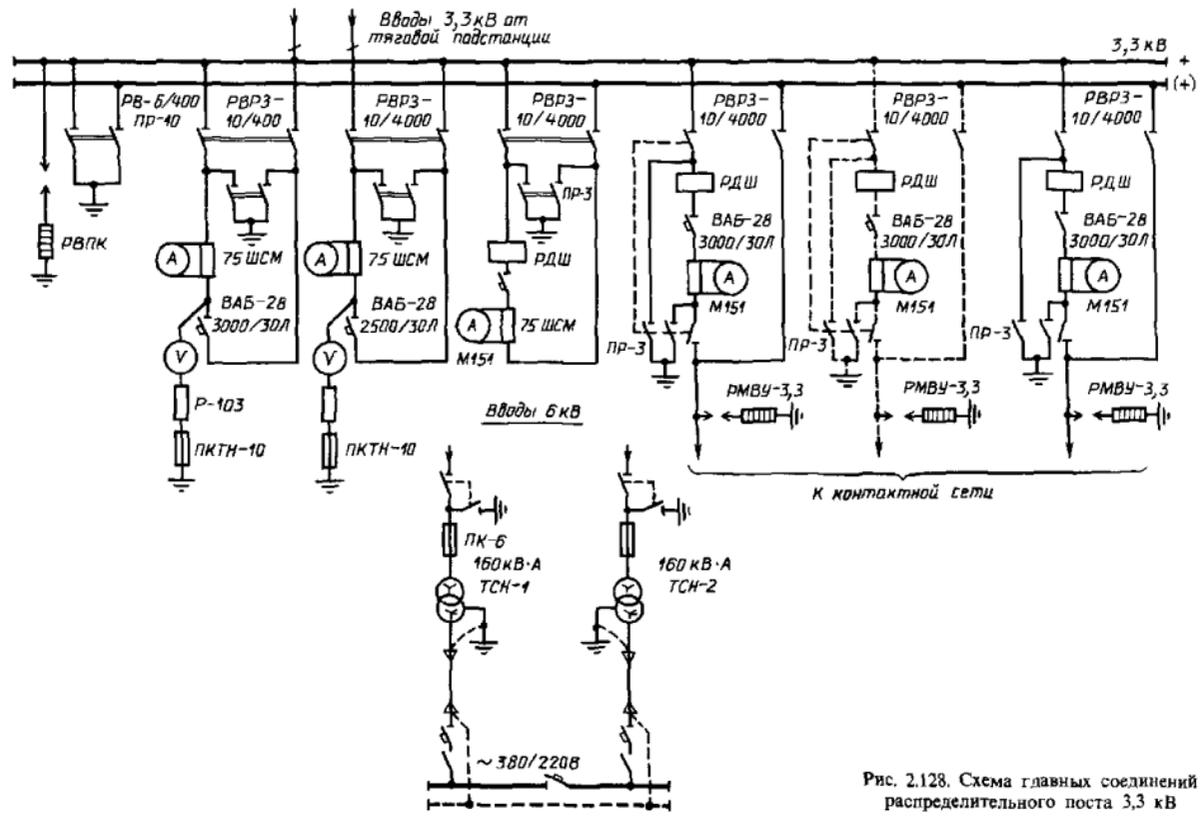


Рис. 2.128. Схема главных соединений распределительного поста 3,3 кВ

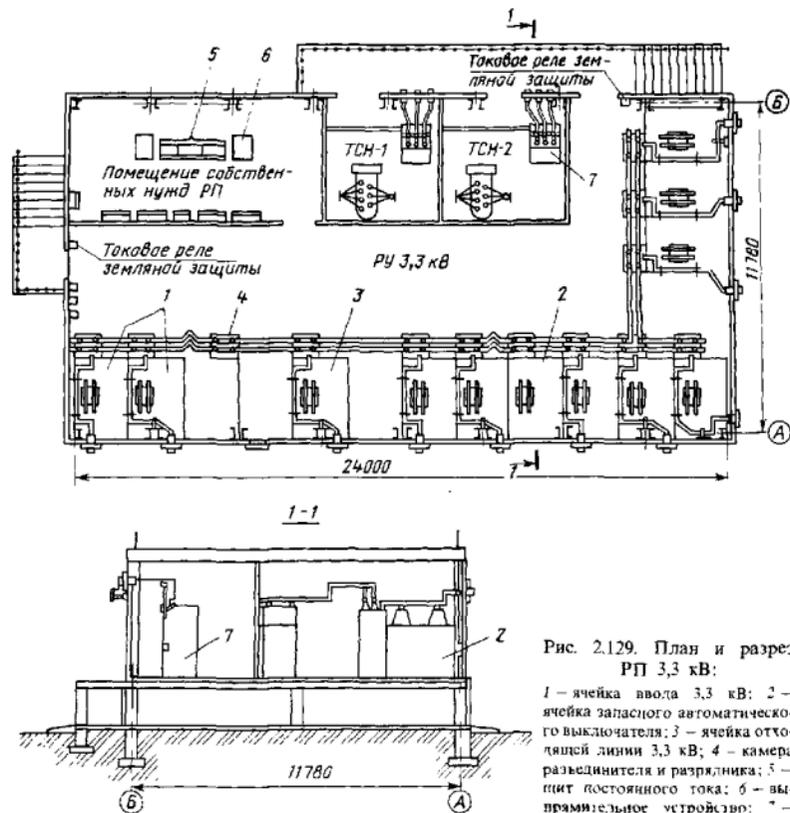


Рис. 2.129. План и разрез РП 3,3 кВ:

1 — ячейка ввода 3,3 кВ; 2 — ячейка запасного автоматического выключателя; 3 — ячейка отходящей линии 3,3 кВ; 4 — камера разъединителя и разрядника; 5 — щит постоянного тока; 6 — выпрямительное устройство; 7 — камера ввода 6 кВ

шого числа протяженных (более 0,5 км) питающих линий в удаленные районы контактной сети, экономической целесообразности сооружения в этих районах новых тяговых подстанций. Распределительные посты, как правило, проектируются на базе комплектных распределительных устройств наружной установки. Допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании применение стационарных распределительных постов закрытого исполнения с сооружением зданий облегченной конструкции. Распределительные посты должны проектироваться не менее чем на четыре питающие линии контактной сети. Комплектные и стационарные распределительные посты, имеющие более четырех отходящих питающих линий, должны иметь два ввода от тяговой подстанции.

Распределительные посты переменного однофазного тока, как правило, проектируются для каждой фазы отдельно. При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается сооружение распределительного поста с питанием от него контактной сети разных фаз, при этом питающие вводы от подстанций к распределительному посту должны быть двухфазными (с установкой одного трехфазного выключателя на обе фазы).

Распределительные посты постоянного тока должны быть оборудованы устройством «земляной» защиты, действующей на отключение питающих вводов тягового напряжения. Катушки токовых реле «земляной» защиты врезаются в две магистрали заземления, соединяющие систему заземления РУ постоянного тока с наружным контуром заземления распределительного поста. Допускается дополнительно заземлять распределительный пост на тяговые рельсы электрифицированных путей при расстоянии до них не более 50 м.

Распределительные посты переменного однофазного тока при экономической целесообразности рекомендуется заземлять на рельсы близлежащих рельсовых железнодорожных путей электрифицированного транспорта.

Для питания собственных нужд распределительного поста, как правило, следует предусматривать комплектную подстанцию 6—10/0,4 кВ наружной установки. Мощность и количество трансформаторов определяются конкретным проектом. На распределительных постах переменного тока, выполненных из комплектных камер, рекомендуется предусматривать установку трансформаторов собственных нужд в шкафах КРУ. Питание

собственных нужд распределительных постов на напряжении 380/220 кВ от ближайших источников питания и питание сторонних потребителей от трансформаторов собственных нужд распределительного поста не допускаются.

Площадка для размещения распределительного поста должна по возможности иметь железнодорожный или автомобильный подъезд. Камеры распределительного поста размещают вплотную друг к другу с таким расчетом, чтобы обеспечить удобство выводов питающих линий от камер распределительного поста к конечным опорам питающих линий, которые располагают вдоль фронта камер распределительного поста на расстоянии не более 7 м. Территория распределительного поста с установленными конечными опорами питающих линий должна быть ограждена забором высотой 2,4 м. Ограда распределительного поста должна располагаться не ближе 1 м от фундаментов конечных опор питающих линий. Для удобства обслуживания вокруг камер распределительного поста предусматривают дорожку с твердым покрытием шириной не менее 1 м.

Распределительные посты, как правило, проектируются телеуправляемыми. От распределительного поста предусматривается телефонная связь с энергодиспетчером или с дежурным питающей тяговой подстанцией.

Распределительные посты постоянного тока с быстродействующими выключателями оборудуются устройствами электрической подогрева, обеспечивающими автоматическое поддержание температуры в отсеке быстродействующего выключателя не ниже 5°С.

Пример выполнения схем главных цепей стационарного распределительного поста 3,3 кВ постоянного тока, план и разрез поста приведены соответственно на рис. 2.128 и 2.129

К. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

2.82. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является неотъемлемой частью задачи электроснабжения промышленного предприятия. Компенсация реактивной мощности одновременно с улучшением качества электроэнергии в сетях промышленных предприятий является одним из основных способов сокращения потерь электроэнергии.

При проектировании определяют наибольшее суммарное расчетное активную P_{Σ}

и реактивную Q_m составляющие электрических нагрузок предприятия (при естественном коэффициенте мощности).

Наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности компенсирующих устройств,

$$Q_{m1} = KQ_m, \quad (2.237)$$

где K — коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольших активной нагрузки энергосистемы и реактивной мощности промышленной или предприятия.

Значения коэффициента несовпадения K для всех объединенных энергосистем (ОЭС) принимаются в зависимости от отрасли промышленности и равны:

Нефтеперерабатывающая, текстильная	0,95
Черная и цветная металлургия, химическая, нефтедобывающая, строительные материалы, бумажная	0,9
Угольная, газовая, машиностроительная и металлообрабатывающая	0,85
Торфоперерабатывающая, деревообрабатывающая	0,8
Прочие	0,75

Значения наибольших суммарных реактивной Q_{m1} и активной P_m нагрузок сообщаются в энергосистему для определения значения экономически оптимальной реактивной (входной) мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы соответственно Q_{21} и Q_{22} .

По входной реактивной мощности Q_{21} определяется суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ) Q_{k1} предприятия:

$$Q_{k1} = Q_{m1} - Q_{21}, \quad (2.238)$$

а в соответствии со значением Q_{22} — регулируемая часть КУ $Q_{k,per}$:

$$Q_{k,per} = Q_{k1} - Q_{22}. \quad (2.239)$$

По согласованию с энергосистемой, выдавшей технические условия на присоединение потребителей, допускается принимать большую по сравнению с Q_{k1} суммарную мощность КУ (соответственно меньшее значение Q_{21}), если это снижает приведенные затраты на систему электроснабжения в целом по предприятию.

Электрические сети предприятий по функциональным признакам работы электро-

установок и средствам КРМ условно подразделяют на сети общего назначения и сети со специфическими (нелинейными, несимметричными и резкопеременными) нагрузками. В качестве средств КРМ в сетях общего назначения применяют высоковольтные и низковольтные конденсаторные батареи и синхронные электродвигатели. В сетях со специфическими нагрузками, кроме того, применяют фильтры высших гармоник, статические компенсаторы реактивной мощности, специальные быстродействующие синхронные компенсаторы, симметрирующие и фильтросимметрирующие устройства. Эти специальные средства компенсации должны обеспечивать также надлежащие показатели качества электроэнергии у электроприемников и на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в соответствии с ГОСТ 13109—67*.

2.83. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 И 10(6) кВ

К сетям напряжением до 1 кВ промышленных предприятий подключают большую часть электроприемников, потребляющих реактивную мощность. Коэффициент мощности нагрузки обычно 0,7—0,8, при этом сети 380—660 В электрически удалены от источников питания — энергосистемы и местных ТЭЦ. Поэтому передача реактивной мощности в сеть напряжением до 1 кВ приводит к повышенным затратам на увеличение сечений проводов и кабелей, на повышение мощности трансформаторов, на потери активной и реактивной мощности. Эти затраты можно уменьшить и даже устранить, если обеспечить компенсацию реактивной мощности непосредственно в сети напряжением до 1 кВ.

Источниками реактивной мощности в этом случае могут быть синхронные двигатели напряжением 380—660 В и низковольтные конденсаторные батареи. Недостающая часть (искомпенсированная реактивная нагрузка) покрывается перетоком реактивной мощности Q_r с шин 6—10 кВ, т. е. из сети напряжением выше 1 кВ предприятия. На основании технико-экономических расчетов необходимо определить оптимальное соотношение от реактивной мощности источников, устанавливаемых на напряжении до 1 кВ, и мощности, передаваемой из сети напряжением выше 1 кВ.

Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением до 1 кВ. Суммарная расчетная мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК) определяется по минимуму приведенных затрат выбором экономически оптимального числа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ПС), а также определением дополнительной мощности НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6 и 10 кВ предприятия, питающей эти трансформаторы.

Суммарная расчетная мощность НБК, квар,

$$Q_{н.к} = Q_{н.к1} + Q_{н.к2}, \quad (2.240)$$

где $Q_{н.к1}$ и $Q_{н.к2}$ — суммарные мощности батарей, Мвар.

Суммарная мощность НБК распределяется между отдельными трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки,

$$N_{1, \text{min}} = P_{m1} / (\beta_1 S_T) + \Delta N, \quad (2.241)$$

где P_{m1} — средняя суммарная расчетная активная нагрузка данной группы трансфор-

маторов за наиболее загруженную смену, МВт; β_1 — коэффициент загрузки трансформаторов; S_T — принятая, исходя из удельной плотности нагрузки, номинальная мощность трансформатора, МВ·А; ΔN — добавка до ближайшего большего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов

$$N_{T, \text{opt}} = N_{1, \text{min}} + m, \quad (2.242)$$

где m — дополнительное число трансформаторов.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{T, \text{opt}}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат:

$$Z^* = \beta_T (z_{н.к} - z_{в.к}) / z_{п.с} = \beta_T Z_{п.с}^*, \quad (2.243)$$

где $z_{н.к}$, $z_{в.к}$, $z_{п.с}$ — соответственно усредненные приведенные затраты на НБК, батареи конденсаторов напряжением выше 1 кВ СВБКЗ и ПС.

При известных удельных затратах, формирующих значение $Z_{п.с}^*$, оптимальное число трансформаторов рекомендуется определять по кривым рис. 2.130. Если расчетная точка $A (N_{1, \text{min}}, Z_{п.с}^*)$, находящаяся в зоне m графика, оказалась правее точки $B (N_{T, \text{min}}, \Delta N)$ этой же зоны, отвечающей ранее принятой величине ΔN , то к $N_{1, \text{min}}$ прибавляется число m , в противном случае — число $m - 1$.

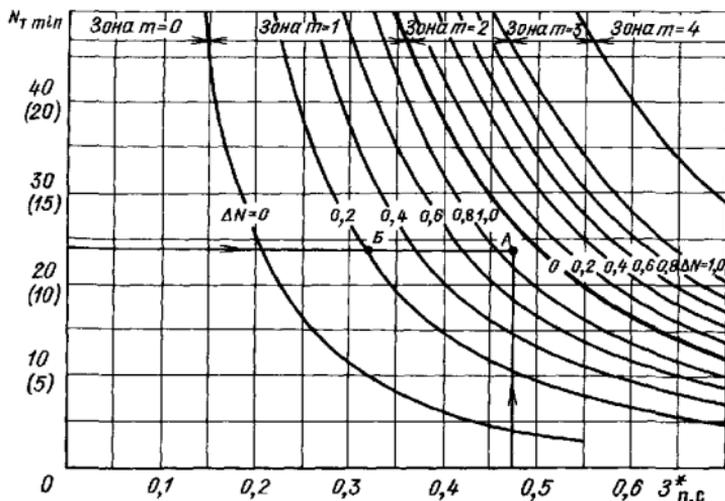


Рис. 2.130. Кривые определения дополнительного числа трансформаторов по фактическим $Z_{п.с}$ при $\beta_T = 0,7 \div 0,8$ (значения в скобках для $\beta_T = 0,9 \div 1$)

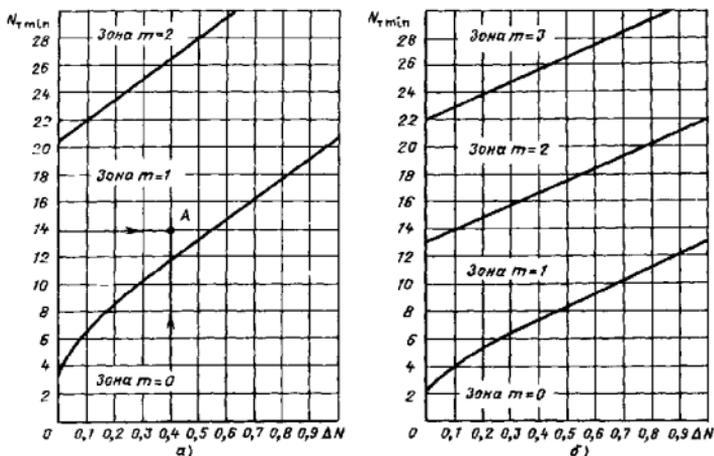


Рис. 2.131. Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов:
 $a - \beta_T = 0,7 + 0,8$; $6 - \beta_1 = 0,9 + 1$

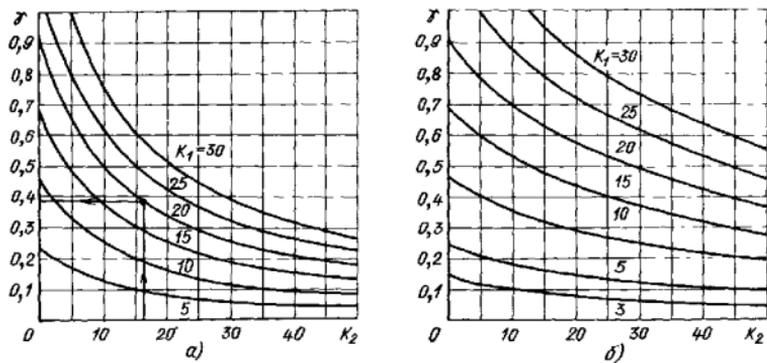


Рис. 2.132. Кривые определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов:
 $a - U_{ном} = 6$ кВ; $б - U_{ном} = 10$ кВ

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается принимать $\beta_{п.с} = 0,5$ и $N_{T,з}$ определять в зависимости от m ($N_{T,мин} \Delta N$) по рис. 2.131.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность, Мвар, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напря-

жением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{1,з} \beta_{п.с} \bar{S}_1)^2 - P_{м.г.}^2} \quad (2.244)$$

Суммарная мощность НБК, Мвар, для данной группы трансформаторов

$$Q_{н.к1} = Q_{м.г} - Q_1 \quad (2.245)$$

где $Q_{м.г}$ — суммарная расчетная реактивная нагрузка за наиболее загруженную смецу.

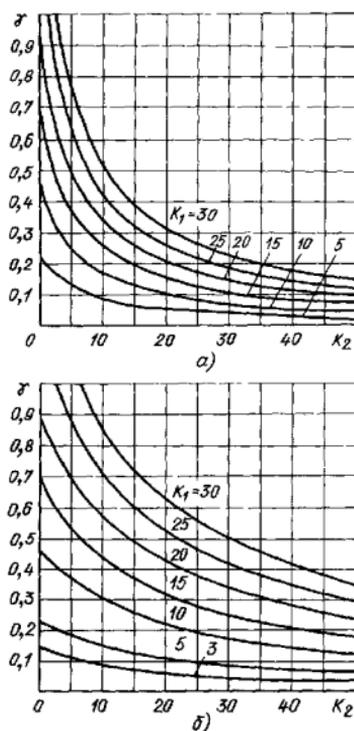


Рис. 2.133. Кривые определения коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформаторов:

$a - U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$; $b - U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Если окажется, что $Q_{\text{н,к1}} < 0$, то установка НБК не требуется, и $Q_{\text{н,к1}}$ принимается равной нулю.

Дополнительная суммарная мощность НБК для данной группы трансформаторов $Q_{\text{н,к2}}$ в целях оптимального снижения потерь $Q_{\text{н,к2}} = Q_{\text{м,г}} - Q_{\text{н,к1}} - \gamma N_{1,2} S_{1,2}$, (2.246)

где γ — расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от коэффициентов K_1 и K_2 и схемы питания цеховой ПС: для радиальной схемы — по рис. 2.132; для магистральной схемы с двумя трансформаторами — по рис. 2.133; для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами $\gamma = K_1/30$; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от распределительных пунктов (РП) 10(6) кВ, на которых отсут-

Таблица 2.190. Значения удельного коэффициента потерь K_1

Объединенная энергосистема	Число рабочих смен	Расчетная стоимость потерь C_0 , руб/кВт	Удельный коэффициент потерь K_1
Центра, Северо-Запада, Юга	1	52	24
	2	106	12
	3	112	11
Средней Волги	1	64	19
	2	93	13
	3	106	12
Урала	1	56	22
	2	91	14
	3	117	11
Северного Кавказа, Закавказья	1	89	14
	2	95	13
	3	103	12
Казахстана	1	76	17
	2	80	16
	3	87	14
Сибири	1	85	15
	2	85	15
	3	85	15
Средней Азии	1	64	19
	2	64	19
	3	80	16
Востока	1	136	9
	2	136	9
	3	136	9

ствуют источники реактивной мощности (ИРМ), $\gamma = K_1/60$.

Значение K_1 зависит от удельных приведенных затрат на БК напряжением до 1 кВ и выше и стоимости потерь:

$$K_1 = (z_{\text{н,к}} - z_{\text{н,к}})/(C_0 \cdot 10^3), \quad (2.247)$$

где C_0 — расчетная стоимость потерь, руб/кВт, по табл. 2.201 (только для расчета КРМ).

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов K_1 рекомендуется принимать по табл. 2.190.

Значение K_2 определяется по формуле

$$K_2 = IS_1/F, \quad (2.248)$$

Таблица 2.191. Значения коэффициента K_2

Мощность трансформатора S_n , кВ·А	Коэффициент K_2 при длине питающей линии l , км				
	до 0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	тысяч 2
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	24	40
2500	5	16	26	36	50

где l — длина линии (при магистральной схеме с двумя трансформаторами — длина участка до первого трансформатора), км; F — общее сечение линии, мм².

При отсутствии соответствующих данных допускается значение K_2 принимать по табл. 2.191.

Если окажется, что $Q_{n,k2} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{n,k2}$ принимается равной нулю.

Распределение мощностей батарей конденсаторов в цеховой сети напряжением до 1 кВ. Критерий целесообразности такого распре-

Таблица 2.192. Основные технические данные конденсаторов, конденсаторных установок и фильтров высших гармоник

Тип	Напря- жение, кВ	Мощ- ность, квар	Масса, кг	Габариты, мм
-----	------------------------	------------------------	--------------	--------------

1. Силовые конденсаторы

Косинусные конденсаторы с синтетическим наполнителем

КСТ-0,23-9 3У3	0,23	9	30	380 × 120 × 325
КС1-0,5-18 3У3	0,5	18	28	
КС1-0,66-20 2У1	0,66	20	29	
КС1-0,66-22,5 3ТЗ	0,66	22,5	28	
КС1-0,38-18 3У3	0,38	18	30	380 × 120 × 640
КС1-0,38-18 3У3 экспорт	0,38	18	30	
КС2-0,66-40 3У3	0,66	40	57	
КС2-0,38-36 3У3	0,38	36	56	
КС2-0,38-50 3У3	0,38	50	56	380 × 120 × 325
КС2-0,38-45 3ТЗ	0,38	45	56	
КС2-0,5-36 3У3	0,5	36	56	
КС2-0,5-36 3У3 экспорт	0,5	36	56	
КС2-0,44-45 3ТЗ	0,44	45	56	380 × 120 × 640
КС1-1,05-37,5 2У3	1,05	37,5	28	
КС1-6,3-37,5 2У3	6,3	37,5	27	
КС1-10,5-30 2У1	10,5	30	29	
КС1-10,5-37,5 2У3	10,5	37,5	27	380 × 120 × 640
КС2-1,05-60 2У1	1,05	60	54	
КС2-1,05-60 2У1 экспорт	1,05	60	54	
КС2-1,05-67 2ТЗ	1,05	67	54	
КС2-1,05-75 2У3	1,05	75	54	380 × 120 × 640
КС2-1,05-75 2У3 экспорт	1,05	75	54	
КС2-3,15-75 2У3	3,15	75	54	
КС2-6,3-75 2У3	6,3	75	54	
КС-10,5-75 2У3	10,5	75	54	380 × 120 × 640
КС2-10,5-75 2У3 экспорт	10,5	75	54	
КСК1-0,4-33 1/3 2У3	0,4	33 1/3	30	
КСК1-0,66-40 2У1	0,66	40	30	
КСТ-0,38-9,4 У2	0,38	9,4	14	320 × 120 × 180
КСЭК-1,2-150 У3	1,2	150	54	380 × 120 × 640

Продолжение табл. 2.192

Тип	Напря- жение, кВ	Мощ- ность, квар	Масса, кг	Габариты, мм
Комплектные конденсаторные установки				
Низковольтные конденсаторные установки				
УК1-0,415-20 ТЗ	0,415	20	32	126 × 430 × 440
УК2-0,415-40 ТЗ	0,415	40	70	375 × 430 × 650
УК3-0,415-60 ТЗ	0,415	60	102	580 × 430 × 650
УК4-0,415-80 ТЗ	0,415	80	136	785 × 430 × 650
УК2-0,38-50 УЗ	0,38	50	72	375 × 430 × 650
УК2-0,38-50 УЗ экспорт	0,38	50	72	375 × 430 × 650
УК3-0,38-75 УЗ	0,38	75	105	580 × 430 × 650
УК3-0,38-75 УЗ экспорт	0,38	75	105	580 × 430 × 650
УК4-0,38-100 УЗ	0,38	100	140	785 × 430 × 650
УК4-0,38-100 УЗ экспорт	0,38	100	140	785 × 430 × 650
УКБН-0,38-100-50УЗ	0,38	100	195	800 × 440 × 895
УКБН-0,38-200-50 УЗ	0,38	200	365	800 × 440 × 1685
УКБН-0,38-200-50 УЗ экспорт	0,38	200	365	800 × 440 × 1685
УКБ-0,38-150 УЗ	0,38	150	200	580 × 460 × 1200
УКБ-0,415-240 ТЗ	0,415	240	440	580 × 460 × 1990
УКТБ-0,38-150 УЗ	0,38	150	280	630 × 520 × 1440
УКБН-0,38-135 ТЗ	0,38	135	290	630 × 520 × 1440
УКБН-0,44-135 ТЗ	0,44	135	290	630 × 520 × 1440
УКТ-0,38-150 УЗ	0,38	150	300	700 × 500 × 1600
УКМ-0,38-150 УЗ экспорт	0,38	150	300	700 × 500 × 1600
УК-0,38-75 УЗ экспорт	0,38	75	150	700 × 500 × 1200
УК-0,38-150 УЗ экспорт	0,38	150	245	700 × 500 × 1600
УКЛН-0,38-150-50 УЗ экспорт	0,38	150	335	1220 × 500 × 1600
УКЛН-0,38-300-150 УЗ	0,38	300	612	1920 × 500 × 1800
УКЛН-0,38-300-150 УЗ экспорт	0,38	300	612	1920 × 500 × 1800
УКЛН-0,38-450-150 УЗ	0,38	450	880	2620 × 500 × 1600
УКЛН-0,38-450-150 УЗ экспорт	0,38	450	880	2620 × 500 × 1600
УКЛН-0,38-600-150 УЗ	0,38	600	1125	3320 × 500 × 1600
УКЛНТ-0,66-240 УЗ	0,66	240	370	1200 × 500 × 1600
УКЛНТ-0,66-480-240 УЗ	0,66	480	640	1900 × 500 × 1600
УКНТ-0,4-200-33 1/3УЗ	0,4	200	265	730 × 430 × 1860
УКМ-0,4-250-50 УЗ	0,4	250	230	800 × 400 × 1850

Высоковольтные конденсаторные установки

УКЛ-6,3-450 УЗ	6,3	450	600	2210 × 820 × 1600
УКЛ-6,3-450 УЗ экспорт	6,3	450	600	2210 × 820 × 1600
УКЛ-6,3-900 УЗ	6,3	900	885	3010 × 820 × 1600
УКЛ-6,3-1350 УЗ	6,3	1350	1170	3810 × 820 × 1600
УКЛ-10,5-450 УЗ	10,5	450	600	2200 × 820 × 1600
УКЛ-10,5-900 УЗ	10,5	900	885	3020 × 820 × 1600
УКЛ-10,5-1350 УЗ	10,5	1350	1170	3810 × 820 × 1600
УКЛ-10,5-2700 УЗ	10,5	2700	2025	6210 × 820 × 1600
УКЛ-6,3-450 У1	6,3	450	700	2224 × 840 × 1775
УКЛ-10,5-450 У1	10,5	450	700	2224 × 840 × 1775
УКЛ-10,5-1800 У1	10,5	1800	1655	4625 × 848 × 1787
БК-1,05-240 У1	1,05	240	285	900 × 700 × 900
БК-1,05-500 У1	1,05	500	285	900 × 700 × 900
БК-1,05-750 УЗ	1,05	750	405	900 × 920 × 900

Продолжение табл. 2.192

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, квар	Масса, кг	Габариты, мм
Фильтры высших гармоник				
Ф5-10-2412 Л(П) У3	10	2412	5000	7050 × 1040 × 2620
Ф7-10-2412 Л(П) У3	10	2412	5000	7050 × 1040 × 2620
Ф11-10-2412 Л(П)	10	2412	5000	7050 × 1040 × 2620
Ф13-10-2412 Л(П)	10	2412	5000	7050 × 1040 × 2620

ления — дополнительное снижение приведенных затрат с учетом технических возможностей подключения отдельных батарей.

Тип, мощность и другие технические данные батареи конденсаторов в соответствии с данными завода-изготовителя приведены в табл. 2.192.

Рекомендуется полученное значение мощности НБК округлять до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ).

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ПС. При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной НБК. Общая расчетная мощность батарей $Q_{н.к}$ распределяется между шинопроводами пропорционально их суммарной реактивной нагрузке.

Для схем с магистральными шинопроводами ККУ единичной мощностью до 400 квар подключается к сети без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки последнего в комплекте ККУ), а при мощности более 400 квар — через отключающий аппарат с выполнением требований ПУЭ.

При мощности ККУ более 400 квар рекомендуется их подключать к шинам цеховой ПС с использованием соответствующего автоматического выключателя подстанции.

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности ККУ суммарной мощностью $Q_{н.к} = Q_{н.к}(1) + Q_{н.к}(2)$ (рис. 2.134).

Если основные реактивные нагрузки шинопровода присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну НБК.

Точка ее подключения определяется условием

$$Q_h \geq Q_{н.к}/2 \geq Q_{h+1},$$

где Q_h, Q_{h+1} — наибольшая реактивная нагрузка, квар, шинопровода перед узлом h и после него соответственно (рис. 2.134, а).

При присоединении к шинопроводу двух НБК точки их подключения находят из следующих условий (рис. 2.134, б):

точка f подключения дальней НБК

$$Q_f \geq Q_{н.к}(2) \geq Q_{f+1};$$

точка h подключения ближней к транс-

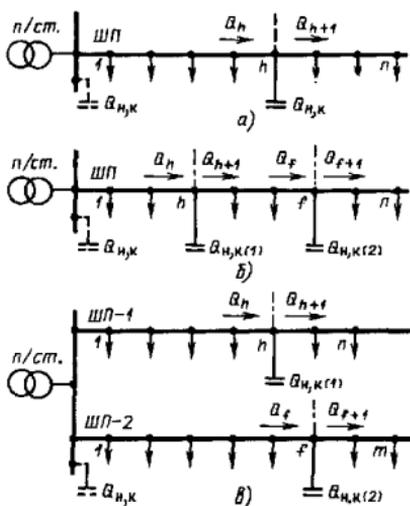


Рис. 2.134. Схема подключения низковольтных батарей конденсаторов НБК к магистральным шинопроводам:

а — одна НБК; б — две НБК; в — два магистральных шинопровода с установкой по одной НБК

форматору НБК

$$Q_h - Q_{h,k(2)} \geq Q_{h,k(1)/2} \geq Q_{h+1} - Q_{h,k(2)}$$

Примеры расчетов

Пример 2.1. Определить суммарную мощность НБК для формовочного цеха.

Исходные данные. Наибольшая расчетная суммарная активная мощность $P_{м,г} = 26,5$ МВт; то же реактивная мощность группы одинаковых трансформаторов $Q_{м,г} = 21,31$ Мвар; напряжение питающей сети $U_{ном} = 10$ кВ; цех работает в две смены и расположен в центральной части СССР.

Предварительные условия: с учетом удельной плотности нагрузки цеха единичная мощность трансформаторов $S_T = 2500$ кВ·А; коэффициент загрузки трансформаторов (электроприемники II категории) $\beta_T = 0,9$; цеховые трансформаторы питаются по радиальной схеме.

Решение. 1. Определяем (по (2.241) минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{1,мл} = P_{м,г}/(\beta_T S_T) + \Delta N = 26,5/(0,9 \cdot 2,5) + 0,2 = 12.$$

Оптимальное число трансформаторов по рис. 2.131

$$N_{1,г} = N_{1,мл} + m = 12 + 1 = 13.$$

2. Определяем (по 2.244) наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через все 13 трансформаторов при расчетной суммарной активной мощности $P_{м,г} = 26,5$ МВт;

$$Q_T = \sqrt{(N_{1,г} \beta_T S_T)^2 - P_{м,г}^2} = (13 \cdot 0,9 \cdot 2,5)^2 - 26,5^2 = 12,31 \text{ Мвар.}$$

3. Мощность НБК (по 2.245) равна:

$$Q_{h,k1} = Q_{м,г} - Q_T = 21,31 - 12,31 = 9 \text{ Мвар.}$$

4. Определяем дополнительную мощность НБК по условию потерь.

Согласно рис. 2.133 $\gamma = 0,32$ (при $K_1 = 12$, $K_2 = 22$), тогда (по 2.246) $Q_{h,k2} = Q_{м,г} - Q_{h,k1} - \gamma N_{г,г} S_T = 21,31 - 9,0 - 0,32 \times 13 \cdot 2,5 = 2$ Мвар.

5. Суммарная мощность НБК цеха

$$Q_{h,k} = Q_{h,k1} + Q_{h,k2} = 9 + 2 = 11 \text{ Мвар.}$$

6. Суммарная мощность НБК распределяется пропорционально их реактивным нагрузкам.

Расчетные данные приведены в табл. 2.193.

7. Учитывая, что к каждой секции КТП подключены три магистральных шинпровода, принимаем по три комплекта ККУ.

Таблица 2.193. Расчетные данные

Трансформатор	Расчетная нагрузка $Q_{м,г}$, квар	Расчетная мощность $Q_{h,k}$, квар	Принимаемая мощность НБК, квар	Разбивка мощности НБК по трем магистральям, квар
1Т	1750	905	900	300+300+300
2Т	1750	905	900	300+300+300
3Т	1750	905	900	300+300+300
4Т	1530	789	800	300+300+200
5Т	1600	825	800	300+300+200
6Т	1550	800	800	300+300+200
7Т	1930	995	1000	400+300+300
8Т	1700	877	900	300+300+300
9Т	1780	918	900	300+300+300
10Т	1550	800	800	300+300+200
11Т	1320	681	700	300+200+200
12Т	1750	905	900	300+300+300
13Т	1750	905	700	300+200+200
Всего	21310	11000	11000	400 квар - 1, 300 - 30 и 200 - 8 комплектов

Пример 2.2. Определить место присоединения конденсаторных установок к магистральному шинпроводу.

Исходные данные. К шинпроводам присоединена реактивная нагрузка, как показано на рис. 2.135.

Реактивные нагрузки пролетов шинпроводов даны в киловольт-амперах реактивных. Расчетная суммарная реактивная нагрузка трансформатора $Q_{м,г} = 1430$ квар. Суммарная мощность конденсаторов $Q_{h,k} = 800$ квар (300+300+200). На каждом шинпроводе предусмотрена установка одной ККУ.

Решение. 1. Определяем место присоединения ККУ $Q_{h,k(i)}$ к шинпроводу ШП-1 согласно условию

$$Q_h \geq Q_{h,k(i)/2} \geq Q_{h+1};$$

узел 1 $520 > 300/2 < 395$ — условие не выполняется;

узел 2 $395 > 150 < 195$ — условие не выполняется;

узел 3 $195 > 150 > 100$ — условие выполняется;

узел 4 $100 < 150 > 60$ — условие не выполняется;

узел 5 $60 < 150 > 0$ — условие не выполняется.

Следовательно, ККУ подключается к узлу 3.

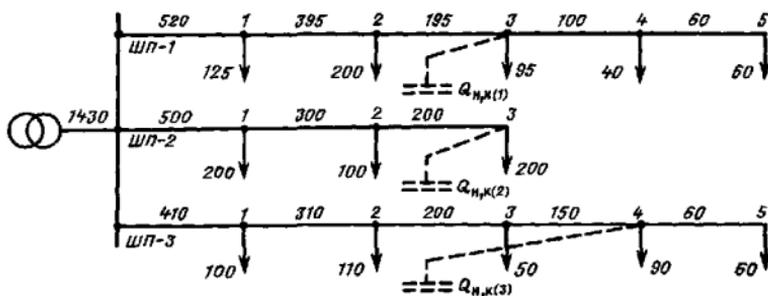


Рис. 2.135. К примеру расчета 2.2

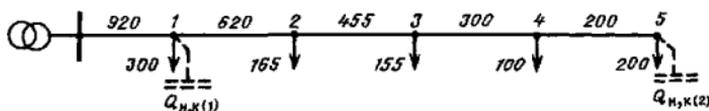


Рис. 2.136. К примеру расчета 2.3

2. Аналогично определяется точка присоединения ККУ $Q_{н,к(2)}$ и $Q_{н,к(3)}$ (соответственно к узлам 3 и 4).

Пример 2.3. Определить место присоединения двух НБК к магистральному шинному ряду.

Исходные данные. На шинном ряду реактивная нагрузка до компенсации распределена в соответствии с рис. 2.136. Реактивные нагрузки пролетов шинного ряда даны в киловольт-амперах реактивных. Суммарная реактивная нагрузка трансформатора $Q_{м,т} = 920$ квар. Расчетная суммарная мощность комплектных конденсаторных установок $Q_{н,к} = 700$ квар (300 и 400 квар).

Решение. 1. Определяем место присоединения дальней ККУ $Q_{н,к(2)}$ согласно условию $Q_n \geq Q_{н,к(2)}/2 \geq Q_{n+1}$:

узел 4 $300 > 200 \geq 200$ – условие выполняется;

узел 5 $200 \geq 200 > 0$ – выполняется.

Следовательно, ККУ мощностью 400 квар можно присоединять как к узлу 4, так и 5 (техническое решение принимается, исходя из конструктивных соображений).

2. Определяем место присоединения ближней ККУ $Q_{н,к(1)}$ к трансформатору по условию $Q_n - Q_{н,к(2)} \geq Q_{н,к(1)}/2 \geq Q_{n+1} - Q_{н,к(2)}$:

узел 1 $520 > 150 < 220$ – условие не выполняется;

узел 2 $220 > 150 > 55$ – условие выполняется;

узел 3 $155 > 150 > 100$ – условие выполняется;

узел 4 $100 < 150 < 200$ – условие не выполняется.

Следовательно, вторая ККУ может быть присоединена к узлу 2 или 3.

Пример 2.4. Определить мощность ККУ и оптимальную мощность трансформатора для однострановой КТП.

Исходные данные. Работа цеха А однофазная, предприятие расположено в центральной части СССР. Схема электроснабжения и расчетные данные приведены на рис. 2.137.

Решение. 1. Определяем мощность трансформатора:

$$S_T \geq P_{м,1}/(\beta_1 N_1) = 800/(1 \cdot 1) = 800 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем трансформатор мощностью $S_T = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

2. Находим реактивную мощность, которую можно передать через выбранный трансформатор:

$$Q_T = \sqrt{(1 \cdot 1 \cdot 1)^2 - 0,8^2} = 0,6 \text{ Мвар}.$$

3. Мощность НБК по первому этапу расчета

$$Q_{н,н} = Q_{м,т} - Q_T = 500 - 600 = -100 \text{ квар}.$$

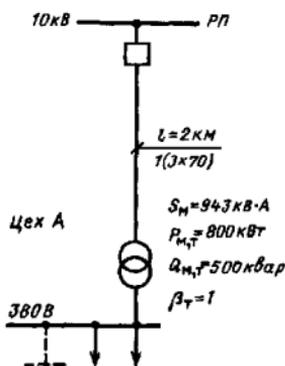


Рис. 2.137. К примеру расчета 2.4

Отрицательное значение мощности означает, что установка конденсаторов не требуется и следует $Q_{н,к1}$ принять равной нулю. 4. Определяем дополнительную мощность НБК по условию снижения потерь.

Значение K_1 принимаем по табл. 2.201 ($K_1 = 204$).

Значение K_2 находим по формуле

$$K_2 = IS_T/F = 2 \times 1000/70 = 28,6.$$

Согласно рис. 2.132 $\gamma = 0,61$. Тогда $Q_{н,к(2)} = Q_{м,т} - Q_{н,к(1)} - \gamma N_{г,т} S_T = 500 - 0 - 0,61 \times 1 \times 1000 = -110$ квар, т. е. для данного цеха установка НБК вообще не требуется.

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 10(6) кВ промышленных предприятий $Q_{в}$ складывается из расчетной нагрузки приемников 10(6) кВ $Q_{р,в}$, нескомпенсированной нагрузки $Q_{т}$ сети до 1 кВ, питаемой через КТП цехов, потерь реактивной мощности ΔQ в сети 10(6) кВ, особенно в трансформаторах и реакторах:

$$Q_{в} = Q_{р,в} + Q_{т} + \Delta Q.$$

Зарядная мощность $\Delta Q_{зар}$ линий распределительной сети в часы максимума нагрузки приблизительно равна потерям $\Delta Q_{л}$ в индуктивности линий, и поэтому $\Delta Q_{зар}$ и $\Delta Q_{л}$ взаимно исключаются. Расчет оптимальной мощности компенсирующих устройств (КУ) производится для режима наибольших нагрузок.

При выборе КУ, сделав допущение о незначительной длине линий на предприятии, можно представить каждое предприятие как узел сети 10(6) кВ, к которому подключены реактивная нагрузка $Q_{в}$ и, в общем случае, пять различных источников реактивной мощ-

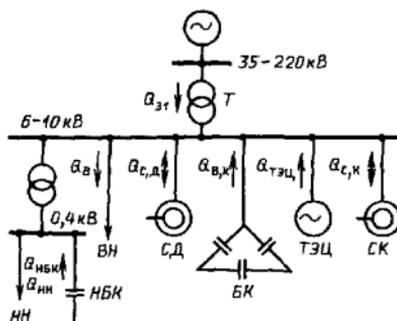


Рис. 2.138. Схема подключения источников реактивной мощности

ности: синхронные двигатели 10(6) кВ ($Q_{с,д}$), синхронные конденсаторы ($Q_{с,к}$), синхронные генераторы ТЭЦ ($Q_{т,эц}$), энергосистема ($Q_{эп}$) и высоковольтные конденсаторные батареи ($Q_{в,к}$) (рис. 2.138).

Баланс реактивной мощности в узле 10(6) кВ промпредприятия в общем случае будет

$$Q_{в} - Q_{с,д} - Q_{с,к} - Q_{т,эц} - Q_{в,к} - Q_{эп} = 0. \quad (2.249)$$

Входная реактивная мощность $Q_{в}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы.

Синхронные конденсаторы (СК) на промышленных предприятиях применяются редко. Они имеют высокую стоимость, значительные удельные потери активной мощности, сложные условия пуска. СК иногда применяют на крупных электропечных установках (дуговых и рудно-термических). В отдельных случаях их применение может оказаться целесообразным на крупных УРП районного значения при больших потребных мощностях компенсирующих устройств. Основное достоинство СК — возможность быстрого действия автоматического плавного с широкими пределами регулирования уровня напряжения. Вариант компенсации с применением СК следует сопоставлять с вариантом применения крупных автоматически регулируемых багарей, так как при использовании батарей возможно уменьшение регулировочного диапазона трансформаторов, а в отдельных случаях и отказ от трансформаторов, регулируемых под нагрузкой.

В проектах реконструкции предприятий

следует рассматривать технико-экономическую целесообразность применения в качестве СК имеющихся на предприятиях синхронных генераторов и синхронных двигателей.

Такое вынужденное решение может иметь место при невозможности получения в данное время других компенсирующих устройств.

Использование реактивной мощности генераторов заводских станций экономически целесообразно, если при этом затраты на увеличение числа или сечения питающих линий, числа устанавливаемых трансформаторов и другие затраты, связанные с передачей реактивной мощности от генераторов, не превышают расхолов на установку КБ на местах потребления реактивной мощности. Решение принимается по результатам сравнения приведенных затрат по обоим вариантам.

На большинстве предприятий заводские ТЭЦ отсутствуют, а на крупных предприятиях, где они существуют, их основной задачей является выработка тепла, а не электроэнергии. Поэтому для большинства предприятий $Q_{ТЭЦ} = 0$ и задача компенсации

реактивной мощности сводится к определению оптимальных значений $Q_{с.д}$ и $Q_{в.к}$ в сетях 10(6) кВ.

Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями. Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальное значение которой по условию устойчивой работы СД определяется формулой

$$Q_{с.д} = P_{с.д, ном} \beta_{с.д} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (2.250)$$

где $P_{с.д, ном}$ — номинальная активная мощность СД; $\beta_{с.д}$ — коэффициент загрузки по активной мощности; $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ — номинальный коэффициент реактивной мощности.

Синхронные двигатели имеют большие относительные потери на 1 квар вырабатываемой реактивной мощности, чем конденсаторы. В то же время, если СД уже установлены на промышленном предприятии по условиям технологии, их следует в первую очередь использовать для компенсации реактивной мощности.

Поэтому при необходимости выполнения

Таблица 2.194. Значения номинальной активной мощности СД

Объединенная энергосистема	Число рабочих смен	Номинальная активная мощность СД, кВт, при частоте вращения, об/мин							
		3000	1000	750	600	500	375	300	250
Центра, Северо-Запада, Украины	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
	2	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
	3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
Средней Волги	1	1250	1600	2000	2000	2000	2500	2500	3200
	2	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
Урала	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
	2	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	3	2500	5000	6300	6300	—	—	—	—
Юга, Закавказья	1	2000	2500	3200	3200	4000	6300	6300	—
	2	2000	3200	4000	4000	4000	6300	6300	—
	3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
Казахстана	1	1250	2000	2000	2500	2500	3200	3200	—
	2	1600	2000	2500	2500	3200	3200	4000	—
	3	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
Сибири	1	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	2	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	3	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
Средней Азии	1	1250	1600	2000	2000	2000	2500	2500	3200
	2	1250	1600	2000	2000	2000	2500	2500	3200
	3	1600	2000	2500	2500	3200	3200	4000	—
Востока	1	5000	6300	8000	10000	10000	—	—	—
	2	5000	6300	8000	10000	10000	—	—	—
	3	5000	6300	8000	10000	10000	—	—	—

КРМ на напряжение 6 или 10 кВ следует рассматривать возможность получения дополнительной реактивной мощности от СД, если их $\beta_{с,д} < 1$. Если номинальная активная мощность СД равна или больше указанной в табл. 2.194, экономически целесообразно использовать располагаемую реактивную мощность СД, определенную по формуле

$$Q_{с,д,р} = Q_{с,д,з} = \alpha_M \delta_{с,д,ном} = \alpha_M \sqrt{P_{с,д,ном}^2 + Q_{с,д,ном}^2} \quad (2.251)$$

где α_M — коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности (определяется по номограмме рис. 2.139).

Для СД номинальной активной мощностью менее указанной в табл. 2.205 экономически целесообразная загрузка по реактивной мощности определяется по формуле

$$Q_{с,д,з} = Q_{с,д,ном} (\beta_{в,к} Q_{с,д,ном} - D_1 C_0) / (2 D_2 C_0) \quad (2.252)$$

где D_1 и D_2 — потери в СД при их номинальной реактивной мощности (принимаются по каталожным и справочным данным); C_0 — стоимость потерь, принимаемая по табл. 2.201.

Если окажется, что $Q_{с,д,з} < Q_{с,д}$, принимаем $Q_{с,д,з} = Q_{с,д}$.

Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1 кВ. Для каждой цеховой ПС определяется нескомпенсированная реактивная нагрузка на стороне 6 или 10 кВ каждого трансформатора:

$$Q_{т,наг} = Q_{м,т} - Q_{н,к,ф} + \Delta Q_{т} \quad (2.253)$$

где $Q_{м,т}$ — наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{н,к,ф}$ — фактически принятая мощность НБК; $\Delta Q_{т}$ — суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки β_t с учетом компенсации (табл. 2.195).

Для каждого распределительного пункта (или ПС) определяется его нескомпенсиро-

ванная реактивная нагрузка $Q_{р,п}$ как сумма реактивных мощностей, питающихся от него исходных ПС и других потребителей.

Суммарная расчетная реактивная мощность ВБК для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{в,к} = \sum_{i=1}^n Q_{р,п,i} - Q_{с,д,р} - Q_{з1} \quad (2.254)$$

где $Q_{р,п}$ — расчетная реактивная нагрузка на шинах 10 или 6 кВ i -го распределительного пункта; $Q_{с,д,р}$ — располагаемая мощность СД; n — число РП (или ПС) на предприятии; $Q_{з1}$ — входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 10 или 6 кВ.

Если энергосистема задает входную реактивную мощность на стороне 35 кВ и выше ПС предприятия, то должны быть учтены потери реактивной мощности в трансформаторах связи с энергосистемой.

Если окажется, что мощность $Q_{в,к} < 0$, следует принять ее равной нулю и по согласованию с энергосистемой, выдавшей технические условия на присоединение потребителей, установить значение входной мощности.

Установку отдельных ВБК рекомендуется предусматривать на тех РП или ПС, где реактивная нагрузка отстающая и имеется техническая возможность такого присоединения.

Суммарная реактивная мощность ВБК распределяется между отдельными РП или ПС пропорционально их нескомпенсированной реактивной нагрузке на шинах 10 или 6 кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности комплектов конденсаторных установок (ККУ).

С каждой секции РП рекомендуется подключать ККУ одинаковой мощности, но не менее 1000 квар. При меньшей мощности батареи ее целесообразно устанавливать на питающей цеховой подстанции, если она принадлежит промышленному предприятию.

Примеры расчетов

Пример 2.5. Определение экономически целесообразной реактивной мощности синхронных двигателей.

Определить дополнительную мощность СД, который можно использовать как источник реактивной мощности на шинах 10 кВ РП.

Исходные данные. К шинам РП 10 кВ компрессорной станции присоединены

Таблица 2.195. Суммарные реактивные потери в трансформаторах

Номинальная мощность трансформатора $S_{т}$, кВ А	Суммарные реактивные потери в трансформаторе $\Delta Q_{т}$, квар, при β_t					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
400	13	15	18	20	23	26
630	20	23	28	33	39	45
1000	28	34	41	49	58	69
1600	41	51	62	75	90	107
2500	62	79	99	121	146	175

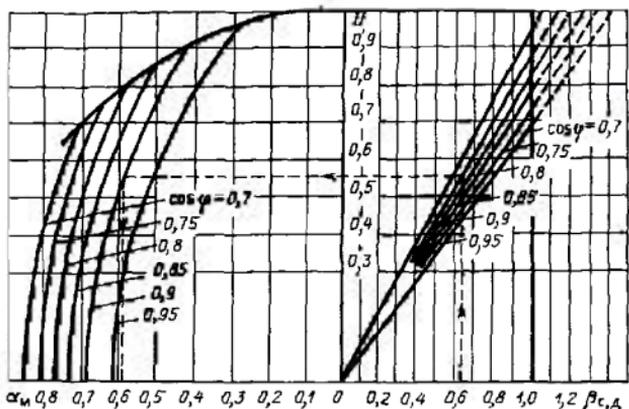


Рис. 2.139. Номограмма определения располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей при $U_{ном} = 1$ и номинальном токе возбуждения

BOOKS.PROEKTANT.ORG
 БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ
 КОПИЙ КНИГ
 для проектировщиков
 и технических специалистов

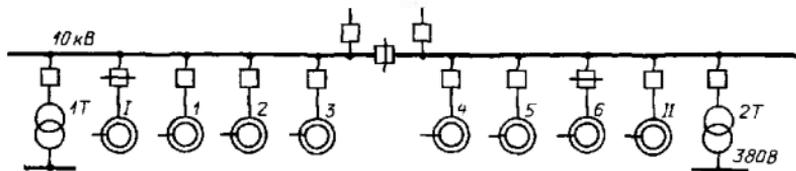


Рис. 2.140. К примеру расчета 2.5

две группы СД разной мощности (рис. 2.140) со следующими техническими данными:

$= 5 \cdot (0,85 \cdot 1600) + 1 \cdot (0,7 \cdot 800) = 7360$ квар.
 2. Целесообразно использовать как ИРМ

	1 группа	II группа
Активная мощность $P_{с.д.ном}$, кВт	3200	1600
Реактивная мощность $Q_{с.д.ном}$, квар	1600	800
Частота вращения n , мин ⁻¹	3000	750
Коэффициент загрузки $\beta_{с.д.}$	0,85	0,7
Коэффициент мощности $\Phi_{ном}$	0,9	0,9
Число рабочих СД	5 + 1	1 + 1
	резервный	резервный

Нагрузка компрессорной на напряжении 380 В составляет $P_{м.т} = 3360$ кВт. $Q_{м.т} = 2480$ квар. Предполагается принять два трансформатора при $\beta_r = 0,75$. Станция работает в две смены и расположена в центральной части СССР.

Решение. 1. Суммарная расчетная реактивная мощность всех СД была учтена при определении Q_m предприятия при выдате данных энергосистеме и равна:

$$Q_{с.д.} = \sum_{i=1}^n \beta_{с.д.и} Q_{с.д.и} =$$

ностью реактивную мощность СД, у которых $\beta_{с.д.} < 1$.

По табл. 2.205 определяем, что СД активной мощностью 3200 кВт экономически целесообразно использовать как ИРМ:

$$Q_{с.д.э} = \alpha_m \sqrt{P_{с.д.ном}^2 + Q_{с.д.ном}^2} =$$

$$= 0,49 \sqrt{3,2^2 + 1,6^2} = 1,75 \text{ Мвар,}$$

где $\alpha_m = 0,49$ (см. рис. 2.119).

3. Экономически целесообразную реактивную мощность СД активной мощностью

1600 кВт принимаем равной:

$$Q_{с.д.з} = Q_{с.п} = 0,7 \cdot 800 = 560 \text{ квар.}$$

4. Суммарная располагаемая мощность всех СД равна:

$$Q_{с.л.р} = Q_{с.д.з} = \sum_{i=1}^n Q_{с.д.и} = \\ = 5 \cdot 1750 + 560 = 8750 + 560 = 9310 \text{ квар.}$$

5. Определяем мощность трансформаторов и НБК:

$$S_T \geq P_{м.т}/(\beta_T N_T) = 3360/(0,75 \cdot 2) = 2200 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Принимаем $S_T = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$

По (2.244), (2.245), (2.246) определяем:

$$Q_1 = \sqrt{(0,75 \cdot 2 \cdot 2,5)^2 - 3,36^2} = 1670 \text{ квар; } Q_{н.к1} = \\ = 2480 - 1670 = 810 \text{ квар; } Q_{н.к2} = 2480 - 810 - \\ - 0,48 \cdot 2 \cdot 2500 = -730 \text{ квар (при } K_1 = 12 \text{ (см. табл. 2.190), } K_2 = 5 \text{ (см. табл. 2.191), } \gamma = 0,48 \\ \text{(см. рис. 2.132, б), т. е. } Q_{н.к2} = 0; Q_{н.к} = 810 + \\ + 0 = 810 \text{ квар.}$$

Принимаем две ККУ мощностью по 400 квар ($Q_{н.к} = 800 \text{ квар}$).

6. Суммарная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ равна:

$$Q_{м.ш.10} = Q_{с.л} - Q_{н.к.ф} + \Delta Q_1 - Q_{с.д.з} = \\ = 2480 - 800 + 220 - 9310 = -7410 \text{ квар.}$$

Пример 2.6. Балансовые расчеты по компенсации реактивной мощности.

Определить средства компенсации реактивной мощности для всего предприятия.

Исходные данные. Предприятие расположено в центральной части СССР и относится к машиностроительной промышленности. В основном цехи работают в две смены. По предварительным данным электроснабжение предприятия (рис. 2.141) осуществляется от главной ПС 110/10 кВ с использованием четырех распределительных пунктов (РП) в центрах нагрузки.

Предварительные наибольшие расчетные активные и реактивные нагрузки приняты в табл. 2.196.

В проекте электроснабжения на ПС приняты два трансформатора мощностью по 63 000 кВ·А.

Предварительные данные. 1. Наибольшая суммарная реактивная мощность предприятия, принимаемая для задания энергосистеме, равна по (2.237):

$$Q_{м1} = 0,85 \cdot 33800 = 28730 \text{ квар, } K = 0,75 \text{ по } \S 2.90.$$

Полученные расчетные данные ($P_{м} = 67770 \text{ кВт}$, $Q_{м1} = 28730 \text{ квар}$) сообщаются энергосистеме.

2. Согласно выданным энергосистемой техническим условиям граница балансовой принадлежности устанавливается на стороне 110 кВ ПС 110/10 кВ.

3. Экономическая входная реактивная мощность, заданная энергосистемой, равна $Q_{с1} = 16300 \text{ квар}$.

Решение. 1. Определяем мощность НБК на всех объектах, а также нескомпенсированную реактивную нагрузку на шинах 10 кВ всех РП и на ПС 110/10 кВ.

Формовочный цех. Мощность НБК принимаем по примеру 1, § 2.91, $Q_{н.к} = 11000 \text{ квар}$.

Реактивная нагрузка на шинах 1 кВ 1РП с учетом потерь в трансформаторах при $\beta_1 = 0,9$ по (2.253)

$$Q_{м(1р.п)} = Q_{м.т} - Q_{н.к.ф} + Q_T = \\ = 21310 - 11000 + 13 \cdot 146 = 12200 \text{ квар.}$$

Стержневой цех. Суммарная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ 2РП определена аналогично реактивной нагрузке формовочного цеха и равна:

$$Q_{м(2р.п)} = 10300 - 3000 + 9 \cdot 146 = 8600 \text{ квар.}$$

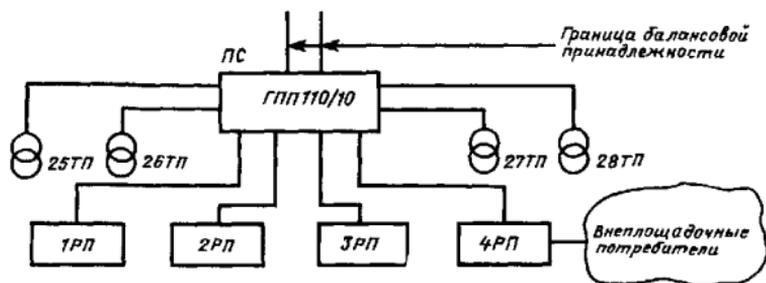


Рис. 2.141. Принципиальная схема электроснабжения промышленного предприятия

Таблица 2.196. Значения расчетных активных и реактивных нагрузок

Объект	Естественный $\cos \phi$	Расчетные нагрузки		
		$P_{м.т.}$ кВт	$Q_{м.т.}$ квар	$S_{м.т.}$ кВ·А
1РП. Главный корпус Формовочный цех (без учета потерь в цеховых трансформаторах)	0,77	26 500	21 310	33 400
2РП. Главный корпус. Стержневой цех (без учета потерь в цеховых трансформаторах)	0,88	17 500	10 300	20 000
3РП. Компрессорная станция В том числе:	-0,92	16 960	-7 410	18 500
синхронные двигатели 10 кВ	-0,88	13 600	-9 310	16 600
силовое электрооборудование с учетом потерь в трансформаторах (2×2500 кВ·А)	0,79	3360	2700	4250
4РП. Насосная станция оборотного водоснабжения (с учетом потерь во всех группах трансформаторов)	0,77	9750	8050	12 700
11С. Потребители, присоединенные к шинам 10 кВ ПС 110/10 кВ В том числе:	0,88	4600	2600	5240
25ТП Административно-бытовой корпус (2×1000 кВ·А)	0,94	1660	590	1760
26ТП. Насосная станция противопожарного водоснабжения (2×1000 кВ·А)	0,8	1220	880	1530
27ТП. Котельная (2×1000 кВ·А)	0,76	920	760	1200
28ТП. Склад химикатов, масел и красок (1×1000 кВ·А)	0,98	790	370	800
Всего на шинах 10 кВ ПС 110/10 кВ	-	75 300	37 600	-
Итого с учетом коэффициента разновременности максимумов нагрузок ($K_M = 0,9$)	0,88	67 770	33 800	77 000

Компрессорная станция. Суммарная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ 3РП равна:

$$Q_{м(3р,и)} = -7410 \text{ квар.}$$

Насосная станция (4РП) с внешними потребителями. Аналогичными расчетами определена суммарная мощность НБК для всех групп трансформаторов:

$$Q_{н,к,ф} = 4200 \text{ квар.}$$

Реактивная нагрузка на шинах 10 кВ 4РП равна:

$$Q_{м(4р,и)} = 8050 - 4200 = 3850 \text{ квар.}$$

Потребители присоединены к шинам 10 кВ ПС 110/10 кВ. Расчеты показали, что

на подстанциях 25ТП–28ТП установка НБК не требуется. Суммарная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ ПС равна:

$$Q_{м,п,с} = 2600 \text{ квар (см. табл. 2.207).}$$

2. Определяем потери в трансформаторах мощностью 63 000 кВ·А (расчеты проведены в проекте электроснабжения):

$$\Delta Q_{т,в,с} = N_t \Delta Q_t = 2 \cdot 3100 = 6200 \text{ квар.}$$

3. Определяем суммарную реактивную нагрузку предприятия на границе балансовой принадлежности (вводы 110 кВ в ПС):

$$Q_{м,нар} = \sum_{i=1}^n Q_{mi} = Q_{м(1р,и)} + Q_{м(2р,и)} + Q_{м(3р,и)} + Q_{м(4р,и)} + Q_{м,п,с} + Q_{т,в,с} =$$

$$= 12\,200 + 8\,600 - 7\,410 + 3\,850 + 2\,600 + 6\,200 = 25\,560. \text{ Округляем до } 25\,600 \text{ квар.}$$

4. Определяем суммарную мощность ВБК из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{\text{в.к}} = Q_{\text{м,наг}} - Q_{\text{ст}} = 25\,600 - 16\,300 = 9\,300 \text{ квар.}$$

5. Распределяем суммарную расчетную мощность $Q_{\text{в.к}}$ (9300 квар) между РП и ПС пропорционально их нескомпенсированным реактивным нагрузкам:

1РП (37,23%)	3500 квар
2РП (26,27%)	2480 квар
4РП (11,11%)	1040 квар
ПС (25,39%)	2280 квар
Итого (100%)	9300 квар

На 3РП батареи ВБК не устанавливаются, так как отсутствуют потребители реактивной мощности ($Q_{\text{м,сд}}$ выдаетея в сеть 10 кВ, т. е. имеет место опережающий $\cos \varphi$).

На 4РП ВБК также не устанавливаются, так как расчетная мощность батарей менее 1000 квар на секцию шин 10 кВ. Эта мощность суммируется с мощностью ВБК на ПС ($2280 + 1040 = 3320$ квар).

6. Определяем необходимую мощность ВБК для каждой секции шин 10 кВ РП и ПС. Выбираем мощность ККУ одинаковую для каждой секции шин:

1РП 1 секция 1800 квар ($900 + 900$), то же для 2-й секции;

2РП 1 секция 1125 квар, то же для 2-й секции;

ПС. На всех четырех секциях принимаем по 900 квар.

Всего: $Q_{\text{в.к.ф}} = 3600 + 2250 + 6300 = 9450$ квар.

2.84. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СО СПЕЦИФИЧЕСКИМИ НАГРУЗКАМИ

К специфическим нагрузкам относятся нелинейные, несимметричные и резкопеременные нагрузки. На современных промышленных предприятиях такими нагрузками являются мощные станы горячей и холодной прокатки с вентильными преобразователями, дуговые сталеплавильные печи, мощные сварочные нагрузки, нагрузки некоторых специальных установок.

Нагрузки с регулируемыми вентильными преобразователями характеризуются боль-

шим потреблением реактивной мощности, а следовательно, низким $\cos \varphi$. Например, для вентиляльных преобразователей прокатных станов $\cos \varphi = 0,3 \div 0,8$.

Резкопеременный характер потребления реактивной мощности вызывает колебания напряжения питающей сети. Набросы реактивной мощности могут превышать 100 000 квар, причем скорость наброса и сброса потребляемой реактивной мощности dQ/dt достигает для станов горячей прокатки 400 000 квар/с, для станов холодной прокатки 2 000 000 квар/с. При питании таких электроприводов колебания напряжения в сети 10(6) кВ могут достигать более 20%, а в сети 110—220 кВ даже при мощности КЗ 3500—5000 МВ·А могут превышать 2—3%.

Частота колебаний реактивной мощности, а следовательно, и колебаний напряжения для различных прокатных станов составляет 100—1000 колебаний в час. Управляемые вентильные преобразователи, кроме того, значительно искажают форму кривой питающего напряжения. Коэффициент несинусоидальности напряжения на линиях 10(6) кВ может достигать более 20%.

Аналогичные воздействия оказывают нагрузки дуговых сталеплавильных печей, причем частота колебаний нагрузки, например, в период расплавления металла (пикета) и в начале окисления находится в диапазоне 0,1—25 Гц. Кроме того, нагрузки дуговых печей из-за неравномерности потребления тока по фазам могут вызывать значительную несимметрию напряжения.

Все изложенное обуславливает применение принципов компенсации реактивной мощности, существенно отличающихся от принятых в сетях с так называемой спокойной нагрузкой.

Особенности компенсации реактивной мощности в сетях с резкопеременной несимметричной нагрузкой заключаются в следующем:

1) низкий коэффициент мощности потребителей и резкопеременный характер нагрузки вызывают необходимость осуществлять компенсацию как постоянной, так и переменной составляющей реактивной мощности. Компенсация постоянной составляющей реактивной мощности необходима для улучшения $\cos \varphi$ и для уменьшения отклонений напряжения в питающей сети. Компенсация переменной составляющей реактивной мощности преследует цель уменьшить колебания напряжения в питающей сети;

2) из-за быстрых изменений потребляемой мощности (реактивной) необходимо

применение быстродействующих статических компенсирующих устройств с минимальным запаздыванием по обработке колебаний реактивной мощности;

3) неравномерное потребление реактивной мощности по фазам требует применения пофазного управления компенсирующим устройством;

4) в сетях с резкопеременной вентиляльной нагрузкой ограничивается применение батарей конденсаторов для компенсации постоянной составляющей реактивной мощности. Это обусловлено наличием в сети высших гармоник тока и напряжения при работе нелинейных нагрузок. Высшие гармоники приводят к значительным перегрузкам батарей конденсаторов по току.

На стадии проектирования электрооборудования резкопеременных и вентиляльных нагрузок расчет средств компенсации реактивной мощности должен осуществляться на основании графиков потребления активной и реактивной мощности. Графики активной и реактивной мощности различных электроприводов могут быть построены расчетным путем на стадии проектирования или по результатам замеров непосредственно на действующих аналогичных объектах.

Компенсация реактивной мощности в сетях с нелинейными нагрузками. В узлах сети предприятия с целиейными нагрузками допускается применение в качестве источника реактивной мощности БК, если выполняются следующие условия:

для вентиляльных преобразователей

$$S_k/S_{нл} \geq 200; \quad (2.255)$$

для других нелинейных нагрузок

$$S_k/S_{нл} \geq 100, \quad (2.256)$$

где S_k — мощность короткого замыкания; $S_{нл}$ — суммарная мощность нелинейной нагрузки, МВ·А.

При выполнении этих условий вопрос о КРМ в узле сети с нелинейной нагрузкой должен решаться согласно положениям § 2.90–2.92.

Для оценки влияния нелинейных нагрузок на сеть предприятия необходимо определить коэффициент несинусоидальности, %, по формуле

$$K_{нс} = 100 \sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2 / U_{ном}^2}, \quad (2.257)$$

где U_v — действующее значение напряжений v -й гармоники; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети; n — порядковый номер последней из учитываемых гармоник.

Для вычисления $K_{нс}$ необходимо определить уровень напряжения отдельных гармоник, генерируемых нелинейной нагрузкой.

Фазное напряжение гармоники в расчетной точке питающей сети

$$U_v = I_v v U_{ном} / S_{кв}, \quad (2.258)$$

где I_v — действующее значение фазного тока v -й гармоники; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети; v — порядковый номер гармоники; $U_{цл}$ — напряжение целиейной нагрузки (если расчетная точка совпадает с точкой присоединения нелинейной нагрузки, то $U_{цл} = U_{ном}$).

Для расчета U_v необходимо предварительно определить ток соответствующей гармоники, который зависит не только от электрических параметров, но и от вида нелинейной нагрузки.

Значения токов гармоник I_v определяются для отдельных видов нелинейных нагрузок.

Определение токов гармоник, генерируемых дугowymi сталями плавильными печами. Для дуговой сталеплавильной печи (ДСП) при определении токов гармоник в режиме расквашения достаточно учитывать только 2–7-ю гармоники. Токи гармоник (кроме тока 2-й гармоники, который принимается равным току 3-й) зависят от числа и мощности ДСП, и для практических расчетов рекомендуется принимать:

для одной ДСП

$$I_v = I_{н,т} / v^2, \quad (2.259)$$

где $I_{н,т}$ — номинальный ток печного трансформатора;

для группы одинаковых ДСП

$$I_{vгр} = I_v \sqrt{N}; \quad (2.260)$$

здесь N — число печей, одновременно работающих в режиме расплавления;

для группы печей разной мощности

$$I_{vгр} = I_{vмакс} \sqrt{\sum_{i=1}^n (S_{п,тi} / S_{п,тмакс})}, \quad (2.261)$$

где $S_{п,тi}$ — мощность i -го печного трансформатора; $S_{п,тмакс}$ — наибольшая мощность печного трансформатора в группе ДСП; $I_{vмакс}$ — ток гармоники печного трансформатора наибольшей мощности; n — общее число работающих печей.

Определение токов гармоник, генерируемых установками дуговой и контактной электросварки переменного тока. Для установки дуговой или контактной электросварки токи гармоник (рекомендуется учиты-

вать только 3-ю и 5-ю гармоники) определяются:

для единичной установки

$$I_v = S_T \beta_{cb} \sqrt{ПВ} / (v^2 U_{ном}), \quad (2.262)$$

где S_T — номинальная мощность трансформатора; β_{cb} — коэффициент загрузки установки электросварки; ПВ — продолжительность включения;

для группы установок дуговой электросварки при независимом режиме работы

$$I_{vгр} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{vi}^2}, \quad (2.263)$$

где I_{vi} — ток v -й гармоники i -й установки; n — общее число работающих установок.

Определение токов гармоник, генерируемых установками дуговой электросварки постоянного тока. Токи гармоник (рекомендуется учитывать только 5, 7 и 11-ю гармоники) единичной установки дуговой электросварки постоянного тока

$$I_v = I_{cb}/v, \quad (2.264)$$

где I_{cb} — номинальный первичный ток установок. Суммарный ток гармоник для группы установок принимают по (2.263).

Определение токов гармоник, генерируемых вентильными преобразователями. Для единичного преобразователя (ПР) значение фазного тока v -й гармоники в расчетном режиме определяется по формуле

$$I_v = m S_{пр} / (\sqrt{3} \pi U_{ном} X^* v^2) \times \sin \varphi \sin (3v X^* / m \sin \varphi), \quad (2.265)$$

где m — число фаз выпрямления преобразователя (пульсность); $S_{пр}$ — потребляемая мощность преобразователя; X^* — суммарное индуктивное сопротивление сети, приведенное к мощности трансформатора преобразователя; φ — угол, характеризующий коэффициент реактивной мощности преобразователя; $Q_{пр}$ — реактивная мощность преобразователя.

В зависимости от схемы выпрямления единичного преобразователя рекомендуется учитывать следующие гармоники тока: при 6-фазной схеме — 5, 7, 11 и 13-ю; 12-фазной — 11, 13, 23 и 25-ю; 24-фазной — 23, 25, 47 и 49-ю.

Допускается токи до 13-й гармоники вычислять по формуле

$$I_v = S_{пр} / (U_{ном} v \sqrt{3}). \quad (2.266)$$

Ток гармоник группы разных преобразователей зависит от режима их работы, и

расчет тока выполняется на основании анализа рабочих режимов, что является сложной технической задачей.

Максимальный ток гармоник группы преобразователей рекомендуется определять в соответствии с (2.265), где $S_{пр}$ — суммарная мощность одновременно работающих преобразователей.

В сетях с преобразователями рекомендуется не вычислять токи и напряжения гармоник, определять $K_{ис}$ непосредственно по формуле

$$K_{ис} = \frac{S_{пр}}{S_k} \sqrt{\frac{0,955 \sin \varphi}{S_{пр}/S_k + X_{пр}^*}} - 0,91, \quad (2.267)$$

где $X_{пр}^* = U_n (1 + K_{пр}/4) S_{пр} / (100 S_n)$ — индуктивное сопротивление преобразовательного агрегата; U_n — напряжение КЗ трансформатора, %; $K_{пр}$ — коэффициент расширения трансформатора (по каталогу); S_n — номинальная мощность трансформатора.

При работе нескольких преобразователей $K_{ис}$ вычисляется по (2.267), в которой $S_{пр}$ и S_T — соответственно суммарная мощность одновременно работающих единичных преобразователей и трансформаторов.

Выбор мощности и типа компенсирующих устройств. При коэффициенте несинусоидальности менее 5% рекомендуется применять в качестве устройств КРМ батареи конденсаторов в комплексе с защитным реактором или фильтры. Мощность БК находится из условий баланса реактивной мощности.

Напряжение БК следует определять по формуле

$$U_{б,к} \geq v_{min}^2 U_{ном} / (v_{min}^2 - 1), \quad (2.268)$$

где v_{min} — наименьший порядковый номер гармоники; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети, в которой устанавливается конденсатор, защищенный реактором.

При применении БК с последовательно включенным защитным реактором необходимо обеспечить индуктивный характер цепи на частоте, наименьшей из генерируемых суммарной нелинейной нагрузкой гармоник. Индуктивное сопротивление защитного реактора на частоте 50 Гц определяется из условия, Ом,

$$X_p \geq 1,1 U_{б,к,ном}^2 / (v^2 Q_{б,к,ном}), \quad (2.269)$$

где $Q_{б,к,ном}$ — реактивная суммарная мощность БК по данным завода-изготовителя; $U_{б,к,ном}$ — номинальное напряжение БК, В.

При коэффициенте несинусоидальности 5% и более рекомендуется применять силовые фильтры высших гармоник (далее фильтры). Фильтры должны выбираться по найден-

ному значению $K_{\text{ш}}$, исходя из состава и уровня гармоник. Выбор фильтров следует начинать с фильтра наименьшей гармоники. Необходимо провести проверку на допустимость загрузки фильтров током соответствующих гармоник. Суммарная реактивная мощность, генерируемая фильтрами, должна выбираться из условий баланса реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности в электрической сети с несимметричными нагрузками. Несимметрия напряжения в сетях не должна превышать 2% и характеризуется коэффициентом несимметрии (коэффициентом обратной последовательности)

$$\epsilon_{\text{мдоп}} = U_2/U_{\text{ном}} \leq 0,02, \quad (2.270)$$

где U_2 — напряжение обратной последовательности.

Для КРМ при несимметрии напряжений более 2% рекомендуется применять симметрирующие или фильтросимметрирующие устройства.

Коэффициент несимметрии в рассматриваемой точке электрической сети предприятия определяется по формуле

$$\epsilon_{\alpha} = (1 + \delta U)(\alpha^2 \overset{*}{S}_{ab} + \overset{*}{S}_{bc} + \alpha \overset{*}{S}_{ca}) / (\overset{*}{S}_k + \overset{*}{S}_{2c} + \overset{*}{S}_{ab} + \overset{*}{S}_{bc} + \overset{*}{S}_{ca}), \quad (2.271)$$

где $\delta U = (U_1 - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}}$ — отклонение напряжения прямой последовательности от номинального фазного значения; $\alpha = e^{j120^\circ}$; $\alpha^2 = e^{j240^\circ}$ — фазовый оператор; $\overset{*}{S}_{ab}, \overset{*}{S}_{bc}, \overset{*}{S}_{ca}$ — сопряженные комплексы суммарных мощностей однофазных нагрузок; $\overset{*}{S}_{2c} = 3U_{\text{ном}}^2 Y_{2c}$; $Y_{2c} = Y_{2c} e^{j90^\circ}$; $\overset{*}{S}_k$ — сопряженные комплексы мощности обратной последовательности симметричной нагрузки, эквивалентной проводимости обратной последовательности симметричной нагрузки и мощности короткого замыкания соответственно.

При определении коэффициента несимметрии напряжения рекомендуется пользоваться упрощенной формулой

$$\epsilon_U = (1 + \delta U) \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} e^{j\psi U} / S_k, \quad (2.272)$$

где $\alpha = \frac{\sqrt{3}}{2} (P_{ab} - P_{ca}) - \frac{1}{2} (Q_{ab} + Q_{ca}) + Q_{bc}$;

$$\beta = -\frac{1}{2} (P_{ab} - P_{ca}) - \frac{\sqrt{3}}{2} (Q_{ab} - Q_{ca}) + P_{bc} -$$

математические величины; $P_{ab}, P_{bc}, P_{ca}, Q_{ab}, Q_{bc}, Q_{ca}$ — суммарные активные и реактивные мощности соответствующих однофазных нагрузок; ψ_U (ψ_U) — аргумент напряжения (тока) коэффициента несимметрии (зависит от абсо-

Таблица 2.197. Абсолютные значения и знаки α и β

Знак		Аргумент	
α	β	напряжения ψ_U	тока ψ_I
Плюс	Плюс	γ	μ
Плюс	Минус	$-\gamma$	$-\mu$
Минус	Плюс	$180^\circ - \gamma$	$180^\circ - \mu$
Минус	Минус	$\gamma - 180^\circ$	$\mu - 180^\circ$

Примечание. $\gamma = \arctg \left[\frac{\beta}{\alpha} \right]$ и $\mu = \arctg \left[\frac{\alpha}{\beta} \right]$.

лютных значений и знаков α и β и принимается по табл. 2.197).

Токи прямой и обратной последовательности

$$I_1 = \sqrt{P_\epsilon^2 + Q_\epsilon^2} / (3U_{\text{ном}}) e^{j \arctg(Q_\epsilon/P_\epsilon)}, \quad (2.273)$$

$$I = \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} / (3U_{\text{ном}}) e^{j\psi}, \quad (2.274)$$

где $P_\epsilon = P_{ab} + P_{bc} + P_{ca}$; $Q_\epsilon = Q_{ab} + Q_{bc} + Q_{ca}$ — соответственно активные и реактивные мощности несимметричной нагрузки.

В узле сети при наличии несимметричной нагрузки значение реактивной мощности должно приниматься равным значению реактивной мощности, генерируемой симметрирующим устройством, т. е. $Q_{k,y} = Q_{c,y}$.

При подключении реактивных элементов СУ должно обеспечиваться допустимое значение коэффициента несимметрии напряжений, т. е.

$$\epsilon_{U,\text{доп}} = (1 + \delta U) \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} / S_k. \quad (2.275)$$

Входной коэффициент реактивной мощности узла СУ несимметричной нагрузки

$$\text{tg } \varphi_{\text{вх}} = (Q_{c,y} + Q_\epsilon) / P_\epsilon. \quad (2.276)$$

В зависимости от заданного значения реактивной мощности в узле сети $Q_{c,y}$, допустимых отклонений напряжения прямой последовательности и коэффициента несимметрии напряжений определяются реактивные мощности элементов СУ:

$$Q_{ab} = -\frac{1}{3} [\sqrt{3}C - D - Q_{c,y} (1 - A - \sqrt{3}B)]; \quad (2.277)$$

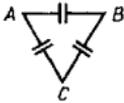
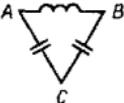
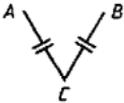
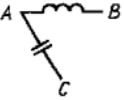
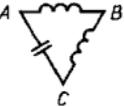
$$Q_{bc} = -\frac{1}{3} [2D - Q_{c,y} (1 + 2A)];$$

$$Q_{ca} = \frac{1}{3} [\sqrt{3}C + D + Q_{c,y} (1 - A + \sqrt{3}B)],$$

где

$$\begin{aligned}
 A &= \varepsilon_{U_{\text{ном}}} \cos \psi_U / (1 + \delta U); & D &= -AS_K + S_{ab} \sin(60^\circ - \varphi_{ab}) + Q_{bc} - S_{ca} \times \\
 B &= \varepsilon_{I_{\text{ном}}} \sin \psi_U / (1 + \delta U); & & \times \sin(60^\circ + \varphi_{ca}) - \text{математические величины}; \\
 C &= BS_K + S_{ab} \cos(60^\circ - \varphi_{ab}) - P_{bc} + & & S_{ab}, S_{ca}, P_{bc}, Q_{bc} - \text{модули мощностей нагрузок}; \\
 & & & \varphi_{ab}, \varphi_{ca} - \text{фазовые углы нагрузки.}
 \end{aligned}$$

Таблица 2.198. Схемы СУ и формулы для определения резонансных гармоник

Схема СУ	Порядковый номер резонансной гармоники
	$ v_{1,2} = \sqrt{\frac{S_K [Q_{ab} + Q_{bc} + Q_{ca} \pm \sqrt{Q_{ab}^2 + Q_{bc}^2 + Q_{ca}^2 - (Q_{ab}Q_{bc} + Q_{bc}Q_{ca} + Q_{ca}Q_{ab})}]}{3(Q_{ab}Q_{bc} + Q_{bc}Q_{ca} + Q_{ca}Q_{ab})}} $
	$ v_{1,2} = \sqrt{\frac{(2S_K + 3Q_{ab})(Q_{bc} + Q_{ca}) \pm \sqrt{(2S_K + 3Q_{ab})^2(Q_{bc} + Q_{ca})^2 - 12Q_{bc}Q_{ca}S_K(2Q_{ab} + S_K)}}{6Q_{bc}Q_{ca}}} $
	$ v_{1,2} = \sqrt{\frac{S_K(Q_{bc} + Q_{ca}) \pm \sqrt{Q_{bc}^2 + Q_{ca}^2 - Q_{bc}Q_{ca}}}{3Q_{ab}Q_{ca}}} $
	$ v_1 = \sqrt{\frac{S_K}{2Q_{ca}}} $
	$ v_1 = \sqrt{\frac{S_K(S_K + 2Q_{ab})}{Q_{ca}(2S_K + 3Q_{ab})}} $
	$ v_1 = \sqrt{\frac{S_K(S_K + 2Q_{ab}) + Q_{bc}(2S_K + 3Q_{ab})}{Q_{ca}[2S_K + 3(Q_{ab} + Q_{bc})]}} $

Положительное значение $Q_{c,y}$ соответствует индуктивной мощности элемента СУ устройства, а отрицательное — емкостной.

При наличии в узле сети генерирующих источников гармоник для полученной схемы СУ с помощью выражений, приведенных в табл. 2.198, следует проверить, не возникнет ли при выбранных параметрах резонанс токов на каких-либо частотах.

При возникновении резонанса следует проверить БК на перегрузку их токами гармоник. При недопустимой перегрузке БК следует использовать последовательное подключение реактора или создать фильтровые цепи, т. е. установить фильтросимметрирующее устройство (ФСУ).

Определенные параметров фильтросимметрирующего устройства. При расчете реактивной мощности трехплечевое ФСУ следует использовать значения реактивных мощностей, полученные при условии симметрирования, с последующей проверкой БК фильтровых цепей на перегрузку токами гармоник:

$$Q_{6,ki} \geq 1,2U_{ном}I_{vi}, \quad (2.278)$$

где I_{vi} — действующее значение гармоник тока, протекающей по i -му плечу ФСУ.

Если это условие при выбранных значениях мощностей БК не выполняется, то следует данное фильтровое плечо (или все плечи) ФСУ настроить на частоту

$$v \leq Q_{c,y} v_{min} / Q_{6,ki}, \quad (2.279)$$

где v_{min} — минимальный порядковый номер гармоники тока; $Q_{c,y}$ — реактивная мощность элементов СУ, определенная по (2.277).

Относительная мощность батареи в i -м плече ФСУ

$$K_{6,ki} = Q_{6,ki} / S_{Fk}$$

При $K_{6,ki} \leq 1,5 \cdot 10^{-2}$ отклонение частоты настройки на резонанс допускается в пределах $\pm 5\%$.

В узле электрической сети с вентильными преобразователями рекомендуется плечи ФСУ настраивать на частоту в зависимости от схемы выпрямления преобразователя: при 6-фазной схеме на частоту 250; 12-фазной 550; 24-фазной 1150 Гц.

При использовании двуплечих ФСУ действующее значение тока, протекающего по фильтровому звену,

$$I_v = \sqrt{\sum (I_{vd} \sigma_{vd})^2}, \quad (2.280)$$

где I_{vd} — ток v_d -й гармоники; σ_{vd} — доля тока, протекающего через плечи фильтра.

Гармоники напряжения в составе линейных напряжений сети после установки ФСУ, настроенного на частоту v_p , относенные к соответствующим гармоникам напряжений до установки ФСУ, определяются по формулам

$$\left. \begin{aligned} U_{ab}^* &= \rho_{ab} \sqrt{3(1 + \rho_{bc} + \rho_{bc}^2) / (1 + \rho_{ab} + \rho_{bc})}; \\ U_{bc}^* &= \rho_{bc} \sqrt{3(1 + \rho_{ac}\rho_{ac}^2) / (1 + \rho_{ab} + \rho_{bc})}; \\ U_{ca}^* &= \sqrt{3(\rho_{ab}^2 + \rho_{bc}^2 + \rho_{ab} + \rho_{bc}) / (1 + \rho_{ab} + \rho_{bc})}, \end{aligned} \right\} \quad (2.281)$$

где $\rho_{vL} = 1 / [1 + 3K_{6,ki} v_p^2 / (1 - v_p^{*2})]$ — математическая величина; v_p — номер гармоники, на частоту которой настроено фильтровое плечо; $v_p^* = v_p / v_L$ — относительная частота тока v -й гармоники, протекающей через устройство.

При $K_{6,ki} \geq 5 \cdot 10^{-2}$ можно принять $U_{abv}^* = 1 - \sigma_{abvL}^*$; $U_{bcv}^* = 1 + \sigma_{bcvL}^*$, где $\sigma_{abvL}^* \times \sigma_{bcvL}^*$ — доля тока I_{vab} , протекающая через плечо фильтра и равная:

$$\begin{aligned} \sigma_{abvL}^* &= \sqrt{1 + \rho_{bc} + \rho_{bc}^2} / (1 + \rho_{ac} + \rho_{bc}); \\ \sigma_{bcvL}^* &= \sqrt{1 + \rho_{ab} + \rho_{ab}^2} / (1 + \rho_{bc} + \rho_{ab}). \end{aligned}$$

Компенсация реактивной мощности в электрической сети с резкопеременными нагрузками. Для определения допустимых колебаний напряжения в расчетной точке сети исходными данными являются графики работы резкопеременной нагрузки.

Размах эквивалентного колебания напряжения, %.

$$V_{гэв} = 100 \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta Q_i^2 / n_k S_{Fk}}, \quad (2.282)$$

где δQ_i — значение i -го размаха реактивной мощности, определенное по графику; n_k — суммарное число размахов за время расчетного цикла.

При значениях суммарных активной r_c и реактивного x_c сопротивлений сети в расчетной точке одного порядка влияние колебаний напряжения определяется по формуле

$$\delta U = (\delta I_r x_c + \delta I_p r_c) / U_{ном}, \quad (2.283)$$

или

$$\delta U = [\delta P (r_c / x_c) + \delta Q] / S_{Fk},$$

где δI_r и δI_p — размахи соответственно активного и реактивного тока; δP и δQ — размахи колебаний активной и реактивной мощности.

Для проверки допустимости $V_{гэв}$ вычисляется средняя частота колебаний по формуле $f = n_c / T$, где T — время цикла работы нагрузки по графику изменения потребляемой реактивной мощности.

Для ДСП при отсутствии графиков реактивной мощности рекомендуется определять размах эквивалентного колебания напряжения, %, по следующим формулам:

$$\text{для группы одинаковых ДСП} \\ V_{\text{эжв}} = 100 \sqrt{N S_{n,T} / S_K}; \quad (2.284)$$

для группы печей разной мощности

$$V_{\text{эжв}} = 100 \sqrt{\sum_{i=1}^n S_{n,i} / S_{n,T \max} (S_{n,T \max} / S_K)}. \quad (2.285)$$

Эквивалентные колебания напряжения для практических расчетов считаются допустимыми, если они не превышают 1 %.

Выбор типа и мощности компенсирующих устройств. Для резкопеременных нагрузок, когда технико-экономическим анализом доказана нецелесообразность схемных решений, способных снизить до необходимого уровня влияние толчковой нагрузки, рекомендуется предусматривать устройства динамической и статической компенсации реактивной мощности.

В отдельных случаях, когда от ИРМ не требуется большого быстродействия, можно использовать специальные синхронные компенсаторы.

Для специального быстродействующего синхронного компенсатора (ССК) условие оптимального регулирования реактивной мощности имеет вид

$$Q_{\text{с.с.к}} = Q_{\text{к}} K_{\text{к}} + Q_{\text{ср}} K_{\text{ср}}, \quad (2.286)$$

где $Q_{\text{к}} = \sqrt{Q_{\text{ф}}^2 - Q_{\text{ср}}^2}$ — переменная составляющая реактивной мощности нагрузки; $Q_{\text{ф}} =$

$= \sqrt{1/T \int_0^T Q^2(t) dt}$ — эффективное значение потребляемой реактивной мощности; $Q_{\text{ср}} =$

$= 1/T \int_0^T Q(t) dt$ — среднее значение реактивной мощности нагрузки за время цикла T ;

$K_{\text{к}} \geq (\delta Q_{\text{эжв}} - \delta Q_{\text{доп}}) / \delta Q_{\text{эжв}} = 1 - U_{\text{доп}} S_{\text{к}} / (100 \delta Q_{\text{эжв}})$ — доля компенсации переменной составляющей потребляемой реактивной мощности; $\delta Q_1 = Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}$ — максимальный размах колебаний; $V_{\text{доп}}$ — допустимое значение размаха колебаний напряжения; $\delta Q_{\text{эжв}} =$

$= \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta Q_i^2 / n}$ — значение эквивалентного раз-

маха колебаний потребляемой реактивной мощности; $K_{\text{ср}} = 1 - \text{tg} \varphi_{\text{доп}} / \text{tg} \varphi_{\text{ср}}$ — доля компенсации постоянной составляющей (средней) реактивной мощности; $\text{tg} \varphi_{\text{доп}}$; $\text{tg} \varphi_{\text{ср}} = Q_{\text{ср}} / P_{\text{ср}}$ — соответственно допустимое и

среднее значения коэффициента реактивной мощности резкопеременной нагрузки.

Для определения среднего и эффективного значений реактивной мощности рекомендуется исходный график нагрузки ДСП представить в виде отрезков по методу грапей, где начальные и конечные координаты соответственно обозначаются Q_{1i} и Q_{2i} . При общем числе отрезков n формулы для вычисления будут иметь вид

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Q_{1i} + Q_{2i}}{2} t_i \right);$$

$$Q_{\text{ф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Q_{1i}^2 + Q_{2i}^2 + Q_{1i} Q_{2i}}{3} t_i \right)},$$

где t_i — длительность i -го участка графика.

Искомое значение реактивной мощности ССК

$$Q_{\text{с.с.к}} = \sqrt{(K_{\text{к}} Q_{\text{к}})^2 + (K_{\text{ср}} Q_{\text{ср}})^2}. \quad (2.287)$$

При выборе средств КРМ в узле сети с резкопеременными нагрузками рекомендуется предусматривать быстродействующие источники реактивной мощности (СТК), которые могут быть основаны на принципе прямой или косвенной компенсации.

При использовании принципа прямой компенсации ступенчатым подключением к сети конденсаторов или фильтров с тиристорами мощность КУ для компенсации переменной составляющей реактивной мощности нагрузки определяется так:

$$Q_{\text{к.у}} \geq \delta Q_{\text{эжв}} K_{\text{к}}. \quad (2.288)$$

Значение реактивной мощности каждой ступени определяется из условия

$$Q_{\text{с.т.к}} \leq V_{\text{доп}} S_{\text{к}} / 100. \quad (2.289)$$

При использовании принципа косвенной компенсации по схеме с управляемыми тиристорами (тиристорами) мощность группы

$$Q_{\text{тир}} \geq \delta Q_{\text{эжв}} K_{\text{к}}. \quad (2.290)$$

Мощность, генерируемая нерегулируемой частью БК (фильтра),

$$Q_{\text{б.к}} \geq (Q_{\text{ср}} + Q_{\text{тир}} / 2) K_{\text{ср}}. \quad (2.291)$$

Параметры СТК косвенной компенсации для ДСП при отсутствии графиков потребляемой реактивной мощности рекомендуется определять:

для группы одинаковых ДСП

$$Q_{\text{тир}} \geq S_{n,T} \sqrt{N} - V_{\text{доп}} S_{\text{к}} / 100; \quad (2.292)$$

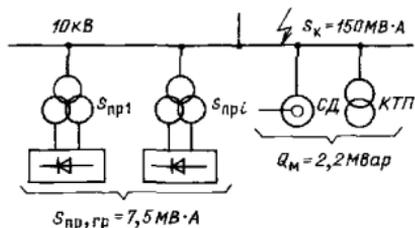


Рис. 2.142. К примеру расчета 2.7

$$Q_{б,к} \geq (S_{н,г} \sqrt[4]{N} - V_{г,доп} S_{к/200}) K_{ср}; \quad (2.293)$$

для группы печей разной мощности

$$Q_{тир} \geq S_{н,г,макс} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n S_{н,гi}/S_{н,г,макс} - V_{г,доп} S_{к/100}}; \quad (2.294)$$

$$Q_{б,к} \geq \left(S_{н,г,макс} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n S_{н,гi}/S_{н,г,макс} - V_{г,доп} S_{к/200}} \right) K_{ср} \quad (2.295)$$

Примеры расчета

Пример 2.7. Определить мощность фильтрующего устройства в узле сети с вентильными преобразователями.

Исходные данные. Секция шин 10 кВ является общей для преобразовательных агрегатов и общепромышленной нагрузки 10 и 0,4 кВ. Допустимый коэффициент реактивной мощности на шинах 10 кВ $\text{tg } \varphi_{доп} = 0,2$. Нагрузка вентильных преобразователей симметричная и спокойная (рис. 2.142). Суммарная номинальная мощность группы однотипных вентильных преобразователей $S_{пр,гр} = 7,5 \text{ МВ}\cdot\text{А}$. Среднее значение напряжения КЗ трансформаторов группы преобразователей $U_k = 10\%$. Среднее значение коэффициента реактивной мощности преобразовательных агрегатов $\text{tg } \varphi_{ср} = 1$. Схема выпрямления шестифазная, $K_p = 0$.

Решение 1. Определяем по (2.267)

$$K_{ис} = \frac{7,5}{150} \sqrt{\frac{0,955 \cdot 0,7}{(7,5/150 + 0,1)}} = 0,91 = 9,5\%$$

2. На основе расчетов, приведенных в § 2.92, определяем долю реактивной мощности, приходящейся на фильтры напряжением 10 кВ. Необходимая мощность фильтров 10 кВ составляет $Q_{ф,к,у} = Q_{б,к} = 2200 \text{ квар}$.

3. Реактивная нагрузка группы преоб-

зователей

$$Q_{пр,г,р} = S_{пр,г,р} \cos \varphi_{ср} \text{tg } \varphi_{ср} = 7,5 \cdot 0,7 \cdot 1 = 5,25 \text{ Мвар.}$$

4. Допустимое значение реактивной мощности преобразователей

$$Q_{пр,доп} = S_{пр,г,р} \cos \varphi_{доп} \text{tg } \varphi_{доп} = 7,5 \cdot 0,7 \cdot 0,2 = 1,05 \text{ Мвар.}$$

5. Значение реактивной мощности преобразователей, подлежащее компенсации,

$$Q_{к,у} = Q_{пр,г,р} - Q_{пр,доп} = 5,25 - 1,05 = 4,2 \text{ Мвар.}$$

6. Генерируемая мощность фильтров, необходимая для компенсации реактивной мощности всей нагрузки на шинах 10 кВ,

$$Q_{ср} = Q_{к,у} + Q_m = 4,2 + 2,2 = 6,4 \text{ Мвар.}$$

7. Определяем по (2.266) значения 10-ой гармоник, генерируемых вентильными преобразователями:

$$I_5 = S_{пр,г,р} / (\sqrt{3} U_{номV}) = 7,5 \cdot 10^6 / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5 \cdot 10^3) = 86,5 \text{ А};$$

$$I_7 = 61,8 \text{ А}; I_{11} = 39,3 \text{ А}; I_{13} = 33,3 \text{ А.}$$

8. По суммарной генерируемой мощности фильтров (6,4 Мвар) и расчетным значениям токов гармоник выбираем типы фильтров (табл. 2.199).

Суммарная реактивная мощность фильтров

$$Q_{сф} = 4000 + 1930 + 615 = 6545 \text{ квар.}$$

Фильтр 13-й гармоники не устанавливаем, так как имеем перекомпенсацию на 145 квар.

Пример 2.8. Выбрать компенсирующие устройства для схемы с двумя дугowymi сталеплавильными печами.

Исходные данные указаны на рис. 2.143 и 2.144. Шинами общего назначения являются шины 220 кВ.

Решение 1. Колебания напряжения на шинах 220 кВ по (2.284) равны:

$$V_{эвб} = S_{н,г} \sqrt[4]{N} / S_k = 60 \sqrt[4]{2/(4000 \cdot 100)} = 1,8\%$$

Таблица 2.199. Фильтры и значения генерируемой мощности

Тип фильтра	Генерируемая мощность, квар	Допустимый ток, А
Ф-5-4000/10	4000	170
Ф-7-2400/10	1930	70
Ф-11-800/10	615	40

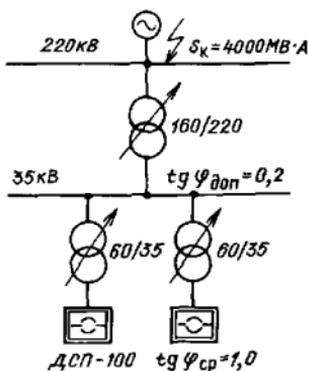


Рис. 2.143. К примеру расчета 2.8

т. е. превышают $V_{i,доп} = 1\%$. На этом основании предполагается установить на шинах 35 кВ статический компенсатор реактивной мощности (СТК) с тиристорно-реакторной группой.

2. Параметры СТК определяем по (2.292) и (2.293):

$$Q_{тир} \geq S_{н,т} \sqrt[4]{N} - S_k V_{i,доп}/100 =$$

$$= 60 \sqrt{2} - 4000 \cdot 1/100 = 32 \text{ Мвар};$$

$$Q_{б,к} \geq (S_{н,т} \sqrt[4]{N} - S_k V_{i,доп}/200) K_{ср} =$$

$$= (60 \sqrt{2} - 4000 \cdot 1/200) (1 - 0,2/1) = 41,6 \text{ Мвар},$$

где $K_{ср} = 1 - \text{tg } \varphi_{доп}/\text{tg } \varphi_{ср}$.

Пример 2.9. Выбрать тиристорный компенсатор реактивной мощности для глав-

ных приводов стана блюминг при нормализации колебаний напряжения и коэффициента мощности на секции шин 10 кВ ГПП.

Исходные данные. Мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ $S_k = 120 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; график реактивной мощности за цикл прокатки представлен на рис. 2.144; коэффициент мощности $\cos \varphi = 1$.

Решение. В связи с тем что по ГОСТ 13109-67* допустимые размахи изменений напряжения зависят от их частоты, рассматриваем два варианта определения эквивалентного размаха колебаний реактивной мощности:

по максимальным значениям (заштрихованные площади на графике рис. 2.144);

с учетом всех изменений реактивной мощности за цикл.

В первом варианте согласно (2.282) имеем

$$\delta Q'_{зв} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta Q_i^2/n_k} =$$

$$= \sqrt{\frac{11^2 + 15^2 + 12,2^2 + 12,6^2 + 16^2 + 11^2 + 11,3^2 + 12^2 + 7,5^2}{9}} =$$

$$= 12,3 \text{ Мвар}.$$

При этом число размахов (изменений) реактивной мощности за цикл равно $2/n_k = 18$, а частота размахов равна $F' = 36 \text{ мин}^{-1}$.

Согласно кривой ГОСТ 13109-67* допустимый размах изменений напряжения при данной частоте составляет $V_{i,доп} = 1,8\%$.

Во втором варианте аналогично имеем $\delta Q'_{зв} = 6,4 \text{ Мвар}$; $F'' = 2,2 \text{ сек}^{-1}$; $V_{i,доп}'' = 1,2\%$.

По (2.286) определяем долю компенсации переменной составляющей потребляемой

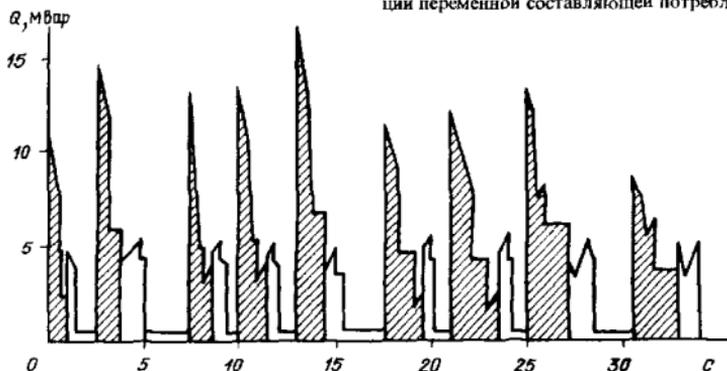


Рис. 2.144. К примеру расчета 2.8

реактивной мощности соответственно:

$$K'_{\Sigma} = 1 - V_{\text{доп}} S_{\Sigma} / 100 \delta Q'_{\Sigma} = \\ = 1 - 1,8 \cdot 120 / 100 \cdot 12,3 = 1 - 0,175 = 0,825; \\ K''_{\Sigma} = 1 - 1,2 \cdot 120 / 100 \cdot 6,4 = 1 - 0,225 = 0,775.$$

По (2.290) определяется необходимая мощность тиристорно-реакторной группы компенсатора соответственно:

$$Q'_{\text{тир}} = \delta Q'_{\Sigma}; K'_{\Sigma} = 12,3 \cdot 0,825 = 10,15 \text{ Мвар}; \\ Q''_{\text{тир}} = \delta Q''_{\Sigma}; K''_{\Sigma} = 6,4 \cdot 0,775 = 5 \text{ Мвар}.$$

По наибольшему найденному значению $Q'_{\text{тир}}$ и $Q''_{\text{тир}}$ выбираем компенсатор ТКРМ-12,5/10-03322 с потребляемой реактивной мощностью 12,5 Мвар и генерируемой 12,42 Мвар.

Поскольку при выбранной мощности компенсатора среднее суммарное значение потребляемой реактивной мощности нагрузки и компенсатора будет практически равно максимальной мощности последней (12,5 Мвар), нет необходимости определять генерируемую мощность фильтров по (2.291). Она определяется по заданному коэффициенту мощности (в данном случае $\cos \varphi = 1$).

Пример 2.10. Определить коэффициенты несимметрии напряжения и при необходимости выбрать СУ.

Исходные данные. Однофазная установка электрошлакового переплава мощностью $S_{\text{пр}} = 5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ($\cos \varphi_{\text{пр}} = 0,866$) подключена к сети 6 кВ электроплавильного цеха, питающегося от районной ПС энергосистемы. Мощность КЗ в узле подключения $S_{\text{к}} = 136 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Мощность, требуемая по условию компенсации, $Q_{\text{к.у}} = 5 \text{ Мвар}$.

Предварительные данные: однофазная нагрузка подключена к фазам В и С; $P_{\text{ВС}} = 4,33 \text{ МВт}$; $Q_{\text{ВС}} = 2,5 \text{ Мвар}$; $\varphi = 30^\circ$.

Решение. 1. Определяем по 2.275 коэффициент несимметрии напряжения:

$$\alpha = \frac{\sqrt{3}}{2} (P_{\text{AB}} - P_{\text{CA}}) - \frac{1}{2} (Q_{\text{AB}} - Q_{\text{CA}}) + Q_{\text{BC}} = \\ = \sqrt{3}/2 (0 - 0) - 1/2 (0 - 0) + 2,5 = 2,5; \\ \beta = 1/2 (P_{\text{AB}} - P_{\text{CA}}) - \\ - \sqrt{3}/2 (Q_{\text{AB}} - Q_{\text{CA}}) + P_{\text{BC}} = 4,33;$$

$$\delta U = (U_1 - U_{\text{ном}}) / U_{\text{ном}} = 0$$

$$\text{(принимаем } U_1 = U_{\text{ном}});$$

$$\psi_U = \arctg(\beta/\alpha) = \arctg(4,33/2,5) = 60^\circ;$$

$$\varepsilon_U = (1 + \delta U) \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} e^{j\psi_U} / S_{\text{к}} = \\ = (1 - 0) \sqrt{2,5^2 + 4,33^2} e^{j60^\circ} / 136 = 0,0368 e^{j60^\circ}.$$

По полученным значениям ε_U превышает допустимое по ГОСТ в 1,84 раза, поэтому необходимо установить СУ.

2. Определяем параметры СУ.

Принимаем $V_1 = 0$, $\varepsilon_U = \varepsilon_{U_{\text{доп}}} = 0,02$ и находим по (2.277) следующие вспомогательные математические величины:

$$A = \varepsilon_{U_{\text{доп}}} \cos \psi_U / (1 + \delta U_{\text{доп}}) = \\ = 0,02 \cdot 0,5 / (1 + 0) = 0,01;$$

$$B = \varepsilon_{U_{\text{доп}}} \sin \psi_U / (1 + \delta U_{\text{доп}}) = 0,0173;$$

$$C = BS_{\text{к}} + S_{\text{AB}} \cos(60^\circ - \varphi_{\text{AB}}) - P_{\text{BC}} + \\ + S_{\text{CA}} \cos(60^\circ + \varphi_{\text{CA}}) = -1,98;$$

$$D = -AS_{\text{к}} + S_{\text{AB}} \sin(60^\circ - \varphi_{\text{AB}}) + \\ + Q_{\text{BC}} - S_{\text{CA}} \sin(60^\circ + \varphi_{\text{CA}}) = 1,14.$$

Определяем реактивные мощности элементов СУ:

$$Q_{\text{AB}} = \frac{1}{3} [\sqrt{3}C - D - Q_{\text{cy}}(1 - A - \sqrt{3}B)] = \\ = \frac{1}{3} [\sqrt{3}(-1,98) - 1,14 - (-5)(1 - 0,01 - \\ - \sqrt{3} \cdot 0,0173)] = -0,077;$$

$$Q_{\text{BC}} = -\frac{1}{3} [2D - Q_{\text{cy}}(1 + 2A)] = \\ = -\frac{1}{3} [2 \cdot 1,14 - (-5)(1 + 2 \cdot 0,01)] = -2,46;$$

$$Q_{\text{CA}} = \frac{1}{3} [\sqrt{3}C + D + Q_{\text{cy}}(1 - A + \sqrt{3}B)] = \\ = \frac{1}{3} [\sqrt{3}(-1,98) + 1,14 + (-5)(1 - 0,01 + \\ + \sqrt{3} \cdot 0,0173)] = -2,46;$$

$$Q_{\text{с.у}} = Q_{\text{AB}} + Q_{\text{BC}} + Q_{\text{CA}} = \\ = -(0,077 + 2,46 + 2,46) = -5000 \text{ квар}.$$

2.85. СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Схемы соединения. Два и более электрически соединенных конденсатора образуют конденсаторную батарею. Она может иметь деление на секции, части, которые могут быть отделены (отключены) от остальной батареи. Схема батареи определяется ее назначением и режимом работы, параметрами сети и техническими данными используемых конденсаторов (см. табл. 2.203).

Конденсаторная установка должна быть оборудована защитами, контрольно-измерительными приборами и разрядными сопротивлениями.

При автоматическом регулировании батареи на ее секциях следует предусматривать выключатели, предназначенные для коммутации с требуемой частотой.

Конденсаторные батареи на номинальные напряжения выше номинальных напряжений конденсаторов составляют путем последовательно-параллельного соединения конденсаторов (рис. 2.145); трехфазные батареи могут быть соединены в звезду.

Число последовательно включаемых конденсаторов должно быть не меньше

$$M = \frac{U_{\max}}{U_{\text{ном},k} k_e}, \quad (2.296)$$

где U_{\max} — максимальное рабочее напряжение, на которое включаются последовательно соединенные конденсаторы, кВ; $U_{\text{ном},k}$ — номинальное напряжение одного конденсатора, кВ; k_e — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения напряжения между последовательно включенными конденсаторами, принимается (при надлежащей комплектации и эксплуатации батареи с разбросом емкости 1–2%) равным 0,9–0,95.

Чем больше M , тем меньше повышается напряжение на конденсаторах при замыкании части их. При неотключенном КЗ на одном из последовательно включенных конденсаторов цепи (рис. 2.145,а) напряжение на

каждом не поврежденном конденсаторе U'_1 увеличится и составит относительно напряжения нормального режима U_1 величину

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{M}{M-1}. \quad (2.297)$$

При соединении батареи в звезду

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{3M}{3M-2}. \quad (2.298)$$

При этом нулевая точка звезды будет иметь потенциал при фазном напряжении нормального режима U_Φ :

$$U_\Phi^0 = \frac{1}{3M-2}. \quad (2.299)$$

Число параллельно включаемых конденсаторов определяется требуемой емкостью батареи. Параллельные цепи последовательно включенных конденсаторов следует соединять поперечными перемычками через каждый конденсатор.

Напряжение на конденсаторах ряда, где произошло отключение одного параллельно соединенного конденсатора U'_1 (рис. 2.145,а), увеличится и составит относительно напряжения нормального режима U_1 величину

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{MN}{M(N-1)+1}, \quad (2.300)$$

где N — число параллельных конденсаторов в ряду.

При соединении батареи в звезду

$$\frac{U'_1}{U_1} = \frac{3M(N-1)+3}{3M(N-1)+2} \frac{MN}{M(N-1)+1}, \quad (2.301)$$

а потенциал нулевой точки

$$U_\Phi^0 = \frac{1}{3M(N-1)+2}. \quad (2.302)$$

При одинаковом общем числе конденсаторов у батарей данной мощности ($MN = \text{const}$) можно ожидать меньшие перегрузки конденсаторов, вызванные отключением поврежденных, у батарей с меньшим значением M .

С повышением N значение U'_1 приближается к U_1 .

При использовании конденсаторов со встроенными секционными предохранителями, когда повреждение одной секции незначительно изменяет общую емкость ряда, минимально допустимое число конденсаторов в ряду может не определяться.

По условиям защиты конденсаторы могут быть включены через реакторы (см. § 2.93).

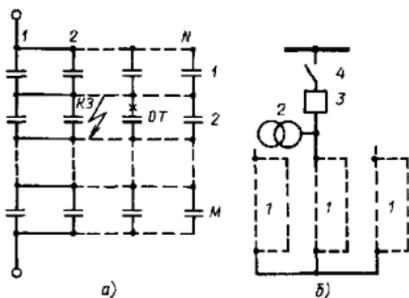


Рис. 2.145. Принципиальные схемы соединения конденсаторных батарей на напряжения выше 10 кВ:

а — схема последовательно-параллельного соединения однофазных конденсаторов; ОТ — случай отключения конденсаторов; б — схема трехфазной конденсаторной батареи, соединенной в звезду; 1 — конденсаторы одной фазы батареи; 2 — разрядное сопротивление, 3 — выключатель, 4 — разъединитель

Системы регулирования. Режим работы компенсирующих устройств потребителей задается энергоснабжающей организацией на основании баланса реактивной мощности в данном узле энергосистемы в различные часы суток и дни недели.

При отсутствии точных данных расчетный график регулирования мощности компенсирующих устройств определяется по расчетному графику реактивной нагрузки, который может быть построен по расчетным нагрузкам рабочих смен. Мощность, развиваемая конденсаторами, не должна превышать реактивную мощность нагрузки. Упорядоченный расчетный график будет ступенчатым.

Наиболее простым и достаточно эффективным является регулирование по времени. По заданной программе производится изменение мощности, развиваемой компенсирующими установками, вручную или автоматически.

Регулирование мощности компенсирующих устройств по напряжению производится в зависимости от отклонения напряжения в данном пункте. Оно должно быть согласовано с другими средствами регулирования напряжения в сети. В мощных сетях регулирование мощности компенсирующих устройств по напряжению не всегда осуществимо. Для изменения напряжения на u и в долях номинального в точке сети с расчетной мощностью трехфазного короткого замыкания S_k , МВ·А, необходимо изменить реактивную мощность, вызывающую потери напряжения в этой сети, на $Q = uS_k$, Мвар.

При регулировании по реактивной мощности автоматически изменяется мощность конденсаторов в зависимости от величин, непосредственно характеризующих реактивную нагрузку. Эффективность этих систем, как и регулирования по напряжению, реагирующих на контролируемый параметр, определяется их быстродействием. Конденсаторы допускают повторное включение, следующее за отключением, лишь по истечении определенного времени, требуемого для их разряда. Поэтому для регулирования конденсаторов при колебании нагрузки эти системы могут быть не высокоэффективными. В этих случаях применяются специальные синхронные конденсаторы и конденсаторные установки, рассчитанные на изменения развиваемой ими реактивной мощности в больших пределах и с высокой скоростью, требуемой при колебаниях мощности нагрузки, например, прокатных станов с гирсторным приводом.

Разряд конденсаторов. При отсутствии встроенных сопротивлений для разряда кон-

денсаторов до 1 кВ предусматриваются активные сопротивления. Для батарей конденсаторов на напряжения выше 1 кВ в качестве разрядных сопротивлений применяют трансформаторы напряжения.

Разрядное сопротивление должно выбираться по верхнему пределу допускаемых значений, определяемому продолжительностью времени разряда отключенной батареи.

Время t_p в течение которого разрядное сопротивление R_p , Ом (для трансформаторов напряжения — активное сопротивление его обмотки высокого напряжения), снизит напряжение на отключенной батарее емкостью C , Ф, от начального U_p , В, до данного U_i , В, определяется по выражению, с,

$$t_p = R_p C \ln \frac{U_p}{U_i}. \quad (2.303)$$

По условиям безопасности напряжение на отключенной батарее должно снижаться до 65 В в течение примерно 1 мин. При повторном включении батареи напряжение ее остаточного заряда не должно превышать 10% начального.

2.86. КОНСТРУКЦИЯ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ И ИХ УСТАНОВКА

Конденсаторные батареи, как и одиночные конденсаторы, могут устанавливаться как внутри помещений, так и на открытом воздухе. При общем количестве масла в конденсаторах до 600 кг они могут быть установлены в помещениях щитов управления, распределительных устройств до 1 кВ и выше и производств категорий Г и Д по пожарной безопасности. При количестве масла более 600 кг конденсаторы должны быть расположены в отдельном помещении I и II степени огнестойкости с выходом наружу или в общие помещения такой же огнестойкости, при этом под конденсаторами должен быть предусмотрен маслоприемник на 20% общего количества масла, устроенный в соответствии с требованиями ПУЭ. Количество масла в конденсаторах при отсутствии более точных данных может определяться, исходя из удельного содержания масла в них 0,7 кг/квар, в том числе свободной части, которая может вытечь из конденсатора при повреждении его корпуса, 0,4 кг/квар.

В помещении, где устанавливаются конденсаторы, должна поддерживаться в зоне их размещения температура в допустимых для них пределах.

При наружной установке конденсаторов необходимо соблюдение требований, предъявляемых правилами и нормами к установкам с маслонаполненным оборудованием, при этом устройство маслоприемников не требуется. Рекомендуется под конденсаторными батареями значительной мощности предусматривать слой гравийной засыпки.

Следует применять комплекты конденсаторных установок. Конструкция батарей с последовательно-параллельным соединением однофазных конденсаторов (применяемом при напряжении примерно 10 кВ) определяется типом используемых конденсаторов и принятой схемой батареи. Батарею следует составлять из отдельных кассет, платформ с общей дополнительной изоляцией. Наибольшее число n_n последовательно соединенных конденсаторов на одной кассете определяется классом изоляции на корпус U_n и номинальным напряжением одного конденсатора $U_{ном,к}$:

$$n_n = U_n / U_{ном,к}$$

При $U_n = U_{ном,к}$ следует применять конденсаторы с одним выводом, соединенным с его корпусом, который соединяется и с несущей их металлической конструкцией кассеты. Это позволяет устанавливать по два последовательно соединенных конденсатора или ряда на одной кассете (рис. 2.146).

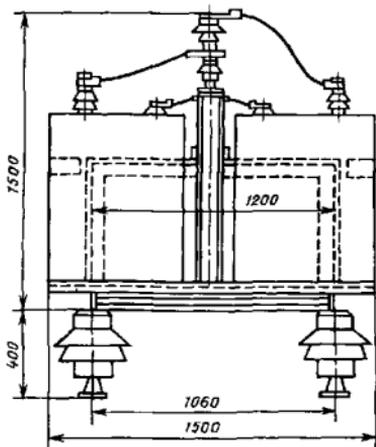


Рис. 2.146. Наружная установка конденсаторов. Типовая кассета батарей 35 кВ на два последовательных ряда конденсаторов, один из выводов которых соединен с корпусом

Конденсаторы рекомендуется устанавливать на металлическом каркасе вертикально изоляторами вверх (до начала выпуска конденсаторов с высококачественной герметизацией корпуса) в один, два и три яруса при одно- или двухрядном расположении их в ярусе с расстоянием между основаниями корпусов 50 мм при мощности конденсаторов до 13 квар, 70 мм — от 13 до 45 квар, 100 мм — от 50 до 75 квар и 120 мм при 100 квар. Выводы присоединяют к оцинковке батареи гибкими проводниками (во избежание возникновения усилии на выводах).

Кассеты устанавливают на изоляторах. Для наружных установок применяют также подвесные изоляторы. Класс изоляции определяется номинальным напряжением батареи.

Л. ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ, ВРАЩАЮЩИХСЯ МАШИН И ТОКОПРОВОДОВ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

2.87. ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Основные определения. Под перенапряжением понимают повышение до опасных значений разности потенциалов на изоляции. Перенапряжения можно разделить на внутренние и внешние.

Внутренние перенапряжения могут появляться в период переходных процессов, сопровождающихся резким изменением установившегося режима работы электрической сети. Они разделяются на коммутационные и резонансные.

Коммутационные перенапряжения зависят от быстроты действия коммутационных аппаратов и значения емкости или индуктивности цепи. Резонансные перенапряжения возникают при определенном соотношении между индуктивностями и емкостями. Значение и длительность резонансных перенапряжений характеризуются интенсивностью преобразования электромагнитной энергии индуктивности в электростатическую энергию в емкости.

К внешним относятся перенапряжения, возникающие при непосредственном поражении электроустановок разрядами молнии или индуктированными

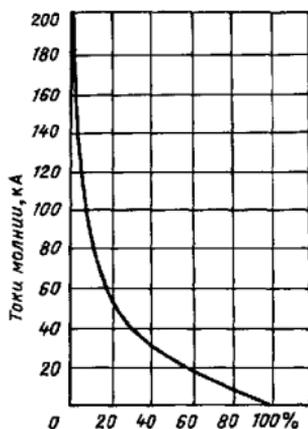


Рис. 2.147. Вероятность появления различных токов молнии

зарядом, например при ударах молнии вблизи электроустановки. При расчетах защиты от атмосферных перенапряжений максимальная амплитуда гока прямого удара молнии принимается равной 200 кА при максимальной крутизне фронта волны тока 50 кА/мкс.

Кривая вероятности появления токов молнии приведена на рис. 2.147.

Эффективность защиты электроустановок от ударов молнии характеризуется защитным уровнем, выраженным в килоамперах тока молнии.

Линии напряжением 110 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах защищают от прямых ударов молнии подвеской тросов по всей длине. Трос заземляют.

Отказ от защиты тросами на ВЛ 110—220 кВ допускается в районах со слабой интенсивностью грозовой деятельности при числе грозových часов в году менее 20, на участках линий с плохо проводящими грунтами с удельным сопротивлением $\rho \geq 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, на участках линии, где толщина стенки гололеда превышает 20 мм.

Грозовая деятельность определяется по данным метеостанций или по карте районирования территории СССР по числу грозových часов в году.

При ударе молнии в середину пролета возникает опасность перекрытия между тросом и проводом. Минимальное расстояние по вертикали между проводом и тросом в середине пролета должно соответствовать значениям, приведенным ниже:

Пролет между опорами, м	100	150	200	300	400	500
Расстояние между тросом и проводом, м	2	3,2	4,0	5,5	7,0	8,5

Расчет этого расстояния производится при температуре окружающей среды 15°C без учета отклонения проводов и тросов ветром.

Для промежуточных значений пролета расстояние между тросом и проводом определяется интерполяцией.

Крепление тросов линий 220 кВ на металлических и железобетонных опорах должно выполняться через изолятор, шунтируемый искровым промежутком размером 40 мм. Через каждые 10 км на анкерных опорах этих линий трос присоединяется к заземлению опоры. На подходах к подстанциям на расстоянии 2—3 км трос заземляется на каждой опоре. На линиях 150 кВ и ниже трос подвешивается через изолятор только на металлических и железобетонных анкерных опорах. На линиях 35 кВ защита тросовыми молниеотводами не требуется. Однако все металлические и железобетонные опоры таких линий должны быть надежно заземлены.

ВЛ напряжением 35—220 кВ на деревянных опорах тросами по всей длине не защищают. Тросы подвешивают только на подходах к подстанциям.

В местах с ослабленной изоляцией, к которым относятся отдельные металлические и железобетонные опоры, концевые опоры участков с тросом, переходные опоры, должна осуществляться защита трубчатыми разрядниками. На ВЛ 35 кВ и ниже при наличии АПВ вместо трубчатых разрядников допускается применение искровых защитных промежутков, выполняемых шунтированием деревянных стоек опор.

ВЛ 10(6) кВ специальной защиты не требуют. Такие линии на деревянных опорах допускается не заземлять. ВЛ 10(6) кВ на железобетонных или металлических опорах должны быть заземлены. Кабельные вставки от атмосферных перенапряжений защищают при помощи разрядников, устанавливаемых на опорах с концевыми кабельными муфтами.

Расстояние между проводами и заземленной частью опоры должно быть выбрано так, чтобы электрическая прочность этого воздушного промежутка была не меньше разрядного напряжения по гирлянде. Для ВЛ, проходящих на высоте до 1000 м над уровнем моря, эти изоляционные расстояния должны быть не менее приведенных в табл. 2.200.

Таблица 2.200. **Наименьшие изоляционные расстояния по воздуху между токоведущими и заземленными частями ВЛ**

Расчетные условия	Изоляционные расстояния, см, при напряжении ВЛ, кВ					
	до 10	20	35	110	150	220
По атмосферным перенапряжениям: для штырьвых изоляторов для подвесных изоляторов	15	25	35	—	—	—
По внутренним перенапряжениям	20	35	40	100	130	180
По рабочему напряжению	10	15	30	80	110	160
По рабочему напряжению	—	7	10	25	35	55

Таблица 2.201. **Наименьшие расстояния между проводами пересекающихся ВЛ**

Длина пролета ВЛ, м	При расстоянии от места пересечения до ближайшей опоры ВЛ, м					
	30	50	70	100	120	150

При пересечении ВЛ 500—330 кВ с ВЛ более низкого напряжения

До 200	5	5	5	5,5	—	—
300	5	5	5,5	6	6,5	7
450	5	5,5	6	7	7,5	8

При пересечении ВЛ 220—150 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения

До 200	4	4	4	4	—	—
300	4	4	4	4,5	5	5,5
450	4	4	5	6	6,5	7

При пересечении ВЛ 110—20 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения

До 200	3	3	3	4	—	—
300	3	3	4	4,5	5	—

При пересечении ВЛ 10 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения

До 100	2	2	—	—	—	—
150	2	2,5	2,5	—	—	—

Таблица 2.202. **Наименьшие расстояния между проводами пересекающихся ВЛ без молниезащиты**

Пересекающиеся линии	Расстояние между проводами, м
ВЛ 500—330 кВ между собой и с линиями более низких напряжений	7
ВЛ 220—150 кВ между собой и с линиями более низких напряжений	6
ВЛ 110—35 кВ между собой и с линиями более низких напряжений	5
ВЛ 20—3 кВ между собой и с линиями более низких напряжений	4

Таблица 2.203. **Наименьшие расстояния между фазами ВЛ**

Расчетные условия	Наименьшие расстояния между фазами, см, при напряжении ВЛ, кВ					
	до 10	20	35	110	150	220
По атмосферным перенапряжениям	20	45	50	135	175	250
По внутренним перенапряжениям	22	33	44	100	140	200
По рабочему напряжению	—	15	15	45	60	95

Таблица 2.204. **Сопротивление заземления опор ВЛ**

Удельное сопротивление земли, Ом·м	Сопротивление заземляющего устройства, Ом
До 100	До 10
100—500	До 15
500—1000	До 20
Более 1000	До 30

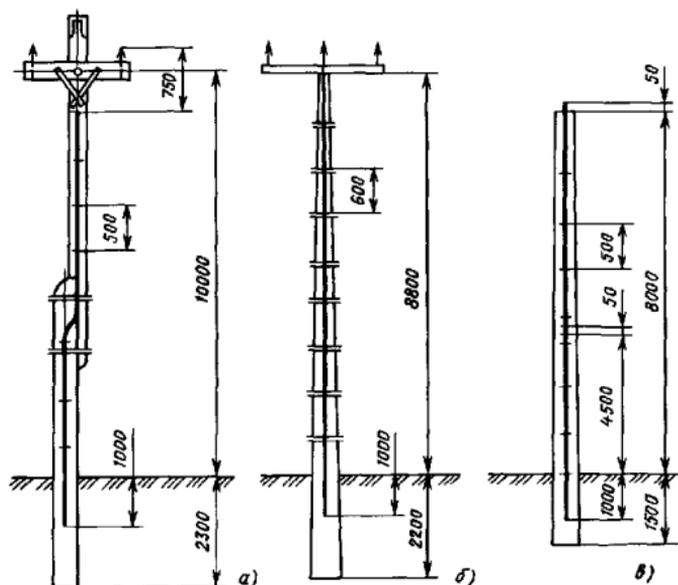


Рис. 2.148. Защитные промежутки, применяемые на ВЛ 6–10 кВ:

а — с деревянными опорами, б — с железобетонными опорами; в — на опорах линий связи

На ВЛ, проходящих в горных условиях, расстояния, указанные в табл. 2.212 для внутренних перенапряжений и наибольшего рабочего напряжения, должны быть увеличены на 1% на каждые 100 м выше 1000 м над уровнем моря.

Расстояние между фазами на порталных опорах по дереву должно быть не менее 3 м для линий напряжением 35 кВ, 4 м для 110 кВ, 4,5 м для 150 кВ, 5 м для 220 кВ. Для ВЛ с одноствоечными деревянными опорами допускается принимать это расстояние равным 2,5 м при напряжении 35 кВ и 0,75 м при 3–20 кВ.

В связи с пониженной импульсной прочностью воздушного промежутка между проводами пересекающихся ВЛ по сравнению с импульсной прочностью изоляции линии относительно земли на пересечении линий предусматриваются специальные меры молниезащиты переходов.

Пересечение всегда следует выбирать по возможности ближе к опорам. Защита пересечения ВЛ на железобетонных или металлических опорах с другими линиями или инженерными сооружениями обеспечи-

вается заземлением опор. При пересечении на обеих деревянных опорах ВЛ, ограничивающих пролет пересечения, должны устанавливаться трубчатые разрядники. На ВЛ 6–35 кВ вместо трубчатых разрядников допускается устраивать защитные искровые промежутки (рис. 2.148). Эти ВЛ должны быть оборудованы АПВ. Искровые промежутки на ВЛ 10 кВ и линиях связи выполняются в соответствии с рис. 2.148.

При расстоянии от ближайшей опоры до места пересечения менее 40 м установка разрядников или защитных промежутков на второй опоре этой линии не требуется. При выполнении защитных мероприятий расстояние между проводами пересекающихся линий должно быть не менее значений, указанных в табл. 2.201.

Допускается не устанавливать разрядники или искровые промежутки, если расстояния между проводами пересекающихся линий будут не менее значений, указанных в табл. 2.202.

Расстояния между проводами при изменении их расположения, а также в местах их пересечения при транспозиции могут быть

уменьшены по сравнению со значениями, установленными по условиям работы проводов в пролете, и должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 2.203.

Все металлические и железобетонные опоры ВЛ, а также деревянные опоры с тросами или с устройствами молниезащиты должны быть заземлены. Значения сопротивления заземления приведены в табл. 2.204.

Сопротивление заземления опор высотой более 40 м должно быть уменьшено в 2 раза по сравнению со значениями, указанными в табл. 2.204.

Для опор, устанавливаемых в грунтах с удельным сопротивлением $\rho \leq 300$ Ом·м, следует использовать в качестве заземлителя арматуру железобетонных фундаментов. В качестве заземляющих спусков железобетонных опор следует использовать их продольную арматуру с проверкой ее на термическую стойкость при КЗ.

2.88. ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

На подстанциях 6–500 кВ трансформаторы, ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, ЗРУ, маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии. В зданиях и сооружениях, имеющих металлическую кровлю, достаточно заземлить металлические части. ОРУ защищают стержневыми молниеотводами. Для защиты длинных шинных мостов могут применяться тросовые молниеотводы. Стержневые молниеотводы устанавливаются на конструкциях

ОРУ или прожекторных мачтах подстанций. Металлические маслобаки с верхней стенкой толщиной не менее 5 мм заземляют.

При установке молниеотводов на конструкциях ОРУ должны быть выдержаны требования, приведенные в табл. 2.205.

Установка молниеотводов на трансформаторных порталах допускается при следующих условиях:

удельное сопротивление грунта в грозовой сезон не превышает 350 Ом·м; непосредственно на вводах 6–35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них по ошинежке, включая ответвления к разрядникам, установлены вентильные разрядники;

от молниеотвода обеспечено растекание тока молнии в трех-четыре направлениях; на расстоянии 3–5 м от молниеотвода установлены два-три вертикальных электрода заземления длиной 5 м;

сопротивление заземляющего устройства на подстанциях с высшим напряжением 20–35 кВ не превышает 4 Ом; заземляющие проводники вентильных разрядников и трансформаторов присоединены к заземляющему устройству подстанции вблизи друг друга.

Тросы ВЛ допускается присоединять к линийным порталам ОРУ подстанций при выполнении требований табл. 2.205, при этом сопротивление заземления кощевой опоры ВЛ 35 кВ не должно быть более 10 Ом.

Не допускается установка молниеотводов на конструкциях ОРУ, находящихся на расстоянии менее 15 м от трансформаторов, к которым гибкими связями или открытыми

Таблица 2.205. Установка молниеотводов на конструкциях (порталах) ОРУ подстанций

Напряжение ОРУ, кВ	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Площадь, занимаемая заземляющим контуром, м ²	Количество направлений растекания тока молнии по магистральям заземления	Расстояние от стойки к молниеотводу до ближайшего вертикального электрода, м	Класс изоляции на порталах с молниеотводами, кВ
220	Независимо от сопротивления грунта и площади заземляющего контура		2–3	3–5	220
110–150	До 1000	Независимо от площади	2–3	3–5	110–150
35	До 2000 До 500				
	До 750	Не менее 10000			

токопроводами присоединены вращающиеся машины.

Во всех остальных случаях защита подстанций выполняется отдельно стоящими молниеотводами с обособленными заземлителями с сопротивлением не более 80 Ом.

Расстояние по земле и воздуху от молниеотвода и его заземлителя до токоведущих и заземленных частей РУ должны быть соответственно

$$L_s \geq 0,2R_H; \quad (2.304)$$

$$L_n \geq 0,12R_H + 0,1H, \quad (2.305)$$

где R_H — импульсное сопротивление заземления отдельно стоящего молниеотвода; H — высота сооружения ОРУ над землей; L_s должно быть не менее 3 м; L_n должно быть не менее 5 м.

От прямых ударов молнии допускается не защищать:

подстанции напряжением до 220 кВ с удельным сопротивлением грунта более 2000 Ом·м с интенсивной грозовой деятельностью не более 20 ч/год;

ОРУ 20–35 кВ в районах с грозовой деятельностью не более 20 ч/год;

ОРУ 20–35 кВ с трансформаторами до 1600 кВ·А (независимо от грозовой деятельности).

2.89. ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ ОТ ВОЛН АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, НАБЕГАЮЩИХ С ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Защита подстанций осуществляется защитой подходов ВЛ и вентильными разрядниками. Нормированный импульсный ток в вентильном разряднике составляет значительную величину по сравнению с током молнии. Поэтому необходимо, чтобы происходил отвод в землю большей части тока молнии еще на подходе линии к подстанции. ВЛ 35–220 кВ, не защищенные тросами по всей длине, должны иметь защиту тросом от прямых ударов молнии на подходе к подстанции на длине 1–2 км.

Нормальная схема защиты подстанций от набегающих волн с линии приведена на рис. 2.149.

Повышение надежности грозозащиты подстанций достигается увеличением числа молниезащитных тросов, уменьшением их защитных углов, снижением сопротивления заземления опор, уменьшением расстояния между разрядниками и защищаемым оборудованием.

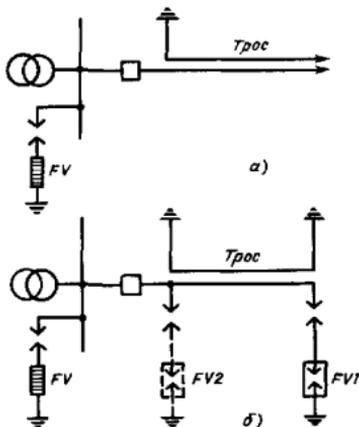


Рис. 2.149. Номинальные схемы защиты подстанций 35–220 кВ:

а — линия, находящаяся под тросом по всей длине; б — линия на деревянных опорах, не защищенная тросом по всей длине

На ВЛ с деревянными опорами без тросов по всей длине для ограничения амплитуды набегающей с линии волны следует устанавливать в начале тросового подхода трубчатые разрядники (FV1 на рис. 2.149).

Выбор вентильных разрядников производится с учетом табл. 2.206.

При установке разрядников с улучшенными характеристиками (II или I группы) допускается увеличить расстояние между

Таблица 2.206. Выбор вентильных разрядников

Защищаемое оборудование	Группа разрядников по ГОСТ 16357–83*
Аппараты 35–220 кВ	III (PBC)
Силовые и измерительные трансформаторы 35–110 кВ	III (PBC)
Обмотки 150–220 кВ силовых трансформаторов с повышенным уровнем изоляции	III (PBC)
Силовые трансформаторы 150–220 кВ с основным уровнем изоляции	II или I (PBM, PBMГ или PВД–PBT)

Таблица 2.207. Защита подходов ВЛ к подстанциям

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Тип опор подхода	Длина защитного подхода с повышенным уровнем грозупорности, км	Число тросов	Защитный угол троса, град	Сопротивление заземляющих устройств опор, Ом, при удельном сопротивлении грунта, Ом·м		
					до 100	100—500	более 500
35	Портальные Одностоечные одноцепные Одностоечные двухцепные	1—2	2	25—30	10	15	20
		1,5—2	1—2	30	10	15	20
		1,5—2	1—2	30	5	10	15
110	Портальные Одностоечные одноцепные Одностоечные двухцепные	1—3	2	25—30	10	15	20
		1,5—3	1—2	25	10	15	20
		1,5—3	1—2	25	5	10	15
150	Портальные Одностоечные одноцепные Одностоечные двухцепные	1—3	2	25—30	10	15	20
		1,5—3	1—2	25	10	15	20
		1,5—3	1—2	25	5	10	15
220	Портальные Одностоечные одноцепные Одностоечные двухцепные	2—3	2	25	10	15	20
		2—3	2	20	10	15	20
		2—3	2	20	5	10	15

разрядником и защищаемым оборудованием. Не допускается установка между разрядником и защищаемым оборудованием коммутационных аппаратов при защите обмоток всех силовых трансформаторов, имеющих автотрансформаторную связь, и обмоток 150 и 220 кВ трансформаторов с основным уровнем изоляции.

Наибольшие допустимые расстояния между защищаемым оборудованием и разрядниками приведены в разд. IV ПУЭ.

Защита подходов линий к подстанциям должна выполняться в соответствии с табл. 2.207.

Наибольшие допустимые расстояния определяются, исходя из нормального режима работы, при полном развитии подстанции (на пятилетний период).

Для защиты подходов к подстанциям 35—110 кВ с трансформаторами мощностью до 40 МВ·А, подключаемыми без выключателей короткими ответвлениями к существующим линиям на деревянных опорах без тросов, применяются упрощенные схемы молниезащиты, приведенные на рис. 2.150,

при этом вентильный разрядник должен быть установлен вблизи трансформатора (на расстоянии не более 10 м). На линии по обе стороны от места ответвления при его длине до 150 м устанавливается по два комплекта трубчатых разрядников (*FV1* и *FV2* на рис. 2.150, а). Трос подвешивается по одному пролету на магистральной линии.

При длине ответвления 150—500 м трос подвешивается на магистральной линии и устанавливаются три комплекта трубчатых разрядников (рис. 2.150, б).

На ответвлениях от линий на металлических и железобетонных опорах установка трубчатых разрядников не требуется.

В районах с грозовой деятельностью менее 60 ч/год для подстанций 35 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 1600 кВ·А каждый или один мощностью до 1600 кВ·А с резервированием питания нагрузки на низшем напряжении допускается не выполнять защиту тросом подхода ВЛ. При отсутствии резервного питания подстанций с одним трансформатором длина защищаемого подхода должна быть не менее

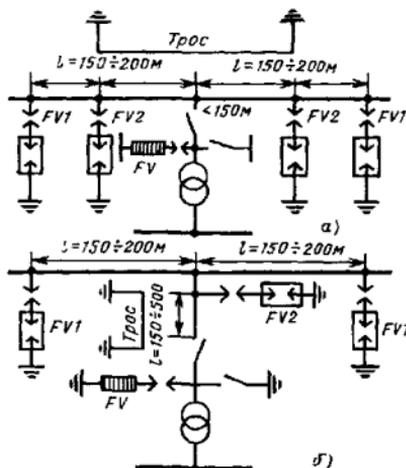


Рис. 2.150. Схемы защиты подстанций на отведениях:

а — длина отведения до 150 м; б — длина отведения 150–500 м

0,5 км при расстоянии от трансформаторов до разрядников не более 10 м. Защита подходов к таким подстанциям тросом не требуется, если ВЛ выполнена на металлических железобетонных опорах либо на деревянных опорах с заземлением на подходе креплений подвесных гирияд или штыревых изоляторов с установкой в начале подхода трубчатых разрядников.

Сопротивление заземления опор и трубчатых разрядников должно соответствовать данным табл. 2.207.

Защиту распределительных устройств 6–20 кВ подстанций от набегающих волн с линий рекомендуется выполнять в соответствии со схемами, приведенными на рис. 2.151. В РУ устанавливается вентильный разрядник.

На ВЛ с деревянными опорами сопротивление заземления трубчатых разрядников не должно превышать 10 Ом. На ВЛ с металлическими или железобетонными опорами установка трубчатых разрядников, указанных на рис. 2.151, а, не требуется.

Защита РУ 6–20 кВ с кабельными вводами от воздушных линий выполняется в соответствии с рис. 2.151, б. Трубчатый разрядник FV2, установленный на опоре с концевой кабельной муфтой, должен быть крат-

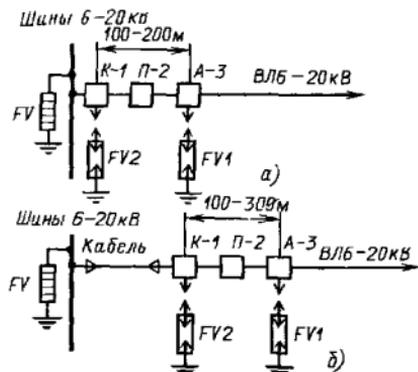


Рис. 2.151. Защита подходов ВЛ 6–20 кВ к подстанциям:

а — воздушный ввод; б — кабельный ввод

чайшим путем присоединен к броне или оболочке кабеля.

Защита киосков, столбовых подстанций и РУ 10(6) кВ подстанций 35 кВ с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А обеспечивается вентильными разрядниками, устанавливаемыми на сборке у трансформаторов или на вводе линий.

Защита переключательных пунктов осуществляется при помощи трубчатых разрядников, устанавливаемых на каждой разрядящей линии.

Для подстанций с воздушной связью между трансформаторами и РУ 6–10 кВ расстояние между трансформатором и разрядниками не должно превышать 90 м при ВЛ на металлических или железобетонных и 60 м при ВЛ на деревянных опорах.

2.90. ЗАЩИТА ВРАЩАЮЩИХСЯ МАШИН ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Вращающиеся машины (генераторы, синхронные компенсаторы и др.), связанные с воздушными линиями электропередачи через трансформаторы, не требуют защиты от атмосферных перенапряжений.

При питании потребителей по ВЛ на генераторном напряжении такую защиту следует выполнять. Для этого применяют вентильные разрядники.

Вероятность возникновения индуктированных перенапряжений с амплитудой, боль-

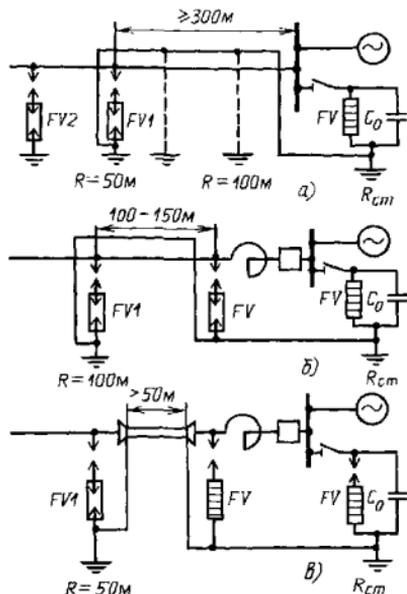


Рис. 2.152. Схемы защиты вращающихся машин

шей пробивного напряжения разрядника, снижается емкостями, для этого используют конденсаторы, соединяемые в трехфазные батареи. Неосредственная защита вращающихся машин от набегающих с линии волн осуществляется при помощи магнитно-вентильных разрядников РВМ или РВМГ и конденсаторов. Схемы защиты вращающихся машин приведены на рис. 2.152.

При выполнении указанных мероприятий допускается присоединение к воздушным линиям генераторов и синхронных конденсаторов мощностью до 50000 кВ·А и двигателей мощностью более 3000 кВт. Для защиты двигателей мощностью менее 3000 кВт допускается применение упрощенной схемы без установки молниеотводов.

Емкость присоединенных к шинам конденсаторов должна быть равной 0,5 мкФ на фазу.

1. Подход ВЛ с железобетонными опорами защищается тросом и трубчатыми разрядниками FV1, как показано на рис. 2.152, а, траверсы этих опор должны быть деревянными. На ВЛ с деревянными

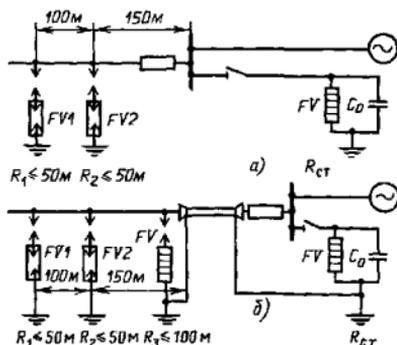


Рис. 2.153. Схемы защиты электродвигателя мощностью до 3000 кВт:

а — без кабельной вставки; б — с кабельной вставкой

опорами устанавливается дополнительный комплект трубчатых разрядников FV2.

2. При кабельном подходе длиной до 0,5 км защита выполняется также в соответствии с рис. 2.152, а с установкой дополнительного комплекта вентильных разрядников на опоре с кабельной муфтой. При длине кабельного подхода длиной более 50 м с присоединением через реактор защита подхода от прямых ударов молнии не требуется (рис. 2.152, в).

3. При соединении ВЛ к подстанции через реактор защита подхода ее выполняется в соответствии с рис. 2.152, б.

При присоединении ВЛ на железобетонных или металлических опорах к подстанции с генераторами или синхронными конденсаторами мощностью до 3000 кВ·А устанавливаются на расстоянии 150 м от подстанции вентильные разрядники, а защита подхода тросом не требуется. Присоединение ВЛ к электродвигателям мощностью до 3000 кВт выполняется в соответствии с рис. 2.153.

2.91. ЗАЩИТА ТОКОПРОВОДОВ ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Токопроводы 6—10 кВ обычно отходят от шин мощных понижающих подстанций или от шин генераторного напряжения электростанций к цеховым подстанциям промышленных предприятий. Мощные многоамперные токопроводы применяются также для связи трансформаторов подстанций с РУ.

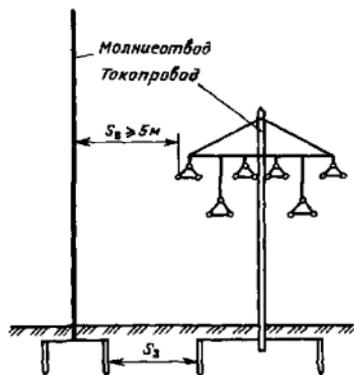


Рис. 2.154. Расстояние между отдельно стоящими молниеотводами и токопроводами

При присоединении открытых токопроводов 10(6) кВ к шинам генераторного напряжения или питания от токопроводов высоковольтных электродвигателей токопроводы по всей длине должны защищаться от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми в шахматном порядке вдоль трассы по обе стороны токопровода. Вместо стержневых молниеотводов иногда применяют тросовые, подвешенные на отдельных опорах. Расстояние между молниеотводами и токоведущими частями токопровода по воздуху должно быть не менее 5 м с учетом отклонения фаз токопровода втрое при грозе.

Расстояние между заземлителем молниеотвода и заземлителем опор токопровода должно быть не менее 5 м (рис. 2.154).

Для участков токопровода, проходящих вблизи высоких зданий и сооружений и расположенных в зоне их защиты, установка отдельных стержневых молниеотводов не требуется [см. 2.54].

На шинах электростанций и подстанций с вращающимися машинами и распре-

делительных пунктов промышленных предприятий, к которым подходит токопровод, защищенный молниеотводами, устанавливаются вентильные разрядники, предназначенные для защиты вращающихся машин, и защитные емкости. Емкость определяется в соответствии с табл. 2.208.

Установка дополнительных емкостей не требуется, если к шинам без реакторов присоединены кабели, емкости которых больше приведенных в табл. 2.208 или равны им.

2.92. ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

В промышленных электроустановках защита от внутренних перенапряжений осуществляется в тех случаях, когда перенапряжения являются следствием повторяющихся в процессе эксплуатации процессов, например при отключении трансформаторов мощных дуговых электродуговых и т. п. в сетях 6–35 кВ, работающих с изолированной нейтралью, возможны перенапряжения вследствие повторных зажиганий и погасаний электрических дуг емкостного тока при замыкании на землю.

Для защиты от внутренних перенапряжений, связанных с отключением трансформаторов, линий в промышленных электроустановках применяются вентильные разрядники, устанавливаемые вблизи защищаемого оборудования. При токах замыкания на землю больше значений, приведенных в табл. 2.209, должна применяться компенсация емкостного тока при помощи дугогасящих аппаратов.

Мощность дугогасящих аппаратов выбирается по полному емкостному току замыкания на землю с учетом развития сети за 5 лет и коэффициента развития сети.

Таблица 2.209. Допустимый емкостный ток

Напряжение сети	Максимальный емкостный ток, А
35 кВ	10
6–20 кВ, на металлических или железобетонных опорах	10
20 кВ, на деревянных опорах	15
10 кВ, на деревянных опорах	20
6 кВ, на деревянных опорах	30
Схема блок-генератор — трансформатор. 6–20 кВ	5

Таблица 2.208. Дополнительные защитные емкости

Номинальное напряжение генератора, кВ	Защитная емкость на три фазы, мкФ, не менее
6	0,8
10	0,5
13,8–20	0,4

Таблица 2.210. Испытательные напряжения изоляции нейтралей силовых трансформаторов

Номинальное напряжение трансформатора, кВ	Уровни изоляции нейтралей	Наибольшее напряжение на нейтрали, кВ	Испытательное напряжение изоляции, кВ			
			внутренней		внешней	
			промышленной частоты	импульсное	промышленной частоты	импульсное
110	I	47	110	220	145/100	200
	II	59	130	260	180/150	260
150	I	64	130	260	180/150	260
	II	81	200	340	300/240	340
220	I	94	200	340	300/240	340
	II	120	260	400	370/300	400

Примечание В числителе напряжение для сухой изоляции, в знаменателе — под дождем I уровень изоляции соответствует эффективному заземлению нейтрали, II — не соответствующее В нейтралях параллельно дугогасящим катушкам должны устанавливаться вентильные разрядники.

При правильном выборе дугогасящих аппаратов и правильном подборе изоляции нейтралей трансформаторов перенапряжения при дуговых замыканиях на землю не должны вызывать повреждения изоляции. Эта изоляция должна соответствовать уровню испытательных напряжений, приведенных в табл. 2.210.

2.93. ЗАЩИТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И УСТРОЙСТВА (РАЗРЯДНИКИ, КОНДЕНСАТОРЫ, МОЛНИЕОТВОДЫ)

Разрядники служат для ограничения атмосферных и внутренних перенапряжений. Основным элементом разрядников является искровой промежуток, отделяющий токоведущий элемент установки от заземляющего контура. При перенапряжении происходит пробой искрового промежутка и срез волны перенапряжения. В функцию разрядника входит также гашение дуги сопровождающего тока промышленной частоты, протекающего через искровой промежуток вслед за импульсным пробоем.

Зависимость времени пробоя искрового промежутка разрядника от приложенного напряжения называется вольт-секундной характеристикой. Расположение вольт-секундной характеристики (ее крутизна) определяется конструктивными особенностями искровых промежутков (их формой, размерами, расстоянием между ними).

Для надежного снижения перенапряжения вольт-секундная характеристика искрового промежутка разрядника должна быть ниже вольт-секундной характеристики защищаемой изоляции (рис. 2.155).

Если вольт-секундная характеристика разрядника (рис. 2.155, пунктир) будет крутой и пересечет вольт-секундную характеристику изоляции, то изоляция не будет защищаться разрядником при малых временах разряда.

В схемах защиты от перенапряжений применяют два вида разрядников с гашением дуги сопровождающего тока: вентильные и трубчатые.

Вентильные разрядники предназначены для защиты от перенапряжений изоляции трансформаторов и аппаратуры напряжением выше 1 кВ подстанций. Защитные характеристики разрядников должны соответствовать уровням изоляции защищаемого оборудования.

Электрические характеристики, типы и назначение вентильных разрядников приведены в табл. 2.211.

Трубчатые разрядники предназначены для защиты линейной изоляции и являются вспомогательными в схемах защиты подстанций (табл. 2.212).

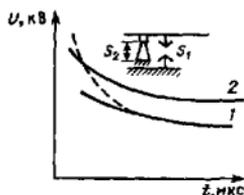


Рис. 2.155. Вольт-секундная характеристика разрядника и защищаемой изоляции:

1 — импульсная характеристика разрядника; 2 — импульсная характеристика изоляции

Таблица 2.211. Электрические характеристики вентильных разрядников

Тип разрядников	Группа по ГОСТ 16357 - 83*	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое напряжение на разряднике (действующее значение), кВ	Пробивное напряжение на разряднике при частоте 50 Гц в сухом состоянии и под дождем (действующее значение), кВ		Импульсное пробивное напряжение разрядника при предзарядном времени 2 - 20 мкс и при полной волне 1,5/40 мкс, кВ, не более	Остающееся напряжение разрядника, кВ, не более, при импульсном токе с длиной фронта волны 8 мкс с амплитудой, А		
				не менее	не более		3000	5000	10000

Для защиты от перенапряжений подстанционного оборудования

RVC-15	III	15	18	38	48	67	57	61	67
RVC-20	III	20	24	49	60,5	80	75	80	88
RVC-35	III	35	40,5	78	98	125	122	130	143
RVC-110M	III	110	100	200	250	285	315	335	367
RVC-150M	III	150	138	275	345	375	435	465	510
RVC-220M	III	220	198	400	500	530	630	670	734

Для защиты от перенапряжений подстанционного оборудования (разрядники с магнитным дуэтом)

RVM-15	II	15	18	35	43	57	47	51	57
RVM-20	II	20	25	47	56	74	62	67	74
RVM-35	II	35	40,5	75	90	116	97	105	116
RVM-110м	II	110	100	170	195	260	245	265	295
RVM-150м	II	150	138	230	265	370	340	370	410
RVM-220м	II	220	200	340	390	515	475	515	570

Для защиты от перенапряжений оборудования неответственных подстанций небольшой мощности (облегченные разрядники)

RVO-6	IV	6	7,5	16	19	32	25	27	—
RVO-10	IV	10	12,5	26	30,5	48	43	45	—

Для защиты от перенапряжений вращающихся машин

RVRD-3У1	I	3	3,8	7,5	9	7	7	8	9
RVRD-6У1	I	6	7,5	15	18	14	14	16	18
RVRD-10У1	I	10	12,7	25	30	23,5	23,5	26,5	30,5

Трубчатые разрядники состоят из внешнего искрового промежутка и трубки из газогенерирующего материала, в которой находится регулируемый внутренний искровой (дугогасящий) промежуток. Внешний искровой промежуток выбирается в зависимости от уровня изоляции защищаемого оборудования. Однако, обеспечивая требуемый уровень изоляции, внешний искровой промежуток не должен допускать возможности его пробоя при рабочем напряжении.

Выпускаются два вида трубчатых разрядников: с фибробакелитовыми (РТФ) и винилпластовыми (РТВ) трубками.

Выбирают трубчатые разрядники в зависимости от номинального напряжения сети, а также пределов отключаемого разрядниками токов. Нижний предел отключаемого разрядником тока должен обеспечить интенсивное газообразование в трубке, достаточное для надежного гашения дуги. Верхний предел отключаемого тока, обеспечивая надежное гашение дуги, не должен приводить к разрушению разрядника. Верхний предел отключаемого разрядником тока должен быть не менее максимально эффективного значения тока КЗ в точке подключения разрядника (обычно это бывает ток трехфаз-

Таблица 2.212. Характеристика трубчатых разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Минимально допустимый внешний искровой промежуток, мм	Масса, кг
РТФ-3-0,3-5	3	5-10	1,38
РТФ-6-0,5-10	6	10	1,68
РТФ-6-0,5-2,5	6	10	3,45
РТВ-6-2-10	6	10	3,55
РТФ-10-0,2-1	10	15	1,68
РТВ-10-0,5-2,5	10	15	3,45
РТФ-10-0,5-5	10	15	1,68
РТВ-10-2-10	10	15	3,55
РТФ-35-0,5-2,5	35	100	2,34
РТФ-35-1-5	35	100	2,36
РТФ-35-2-10	35	100	3,37
РТВ-35-2-10	35	100	4,05

Примечание. Под чертой указаны нижний и верхний пределы отключаемого тока, кА.

ного или однофазного короткого замыкания с учетом апериодической составляющей). Нижний предел отключаемого разрядником тока должен быть меньше минимально возможной токи КЗ (обычно ток двухфазной или однофазной КЗ без учета апериодической составляющей). В случае отсутствия трубчатых разрядников необходимых параметров иногда применяют защитные искровые промежутки, значения которых приведены ниже:

Напряжение, кВ	6	10	35	110	150	220
Величина защитного промежутка, мм40	60	250	650	930 1350

Молниеотводы предназначены для защиты электротехнических установок от прямых ударов молнии. Они представляют собой возвышающееся над защищаемым объектом устройство, воспринимающее прямой удар молнии и отводящее токи молнии в землю. Для защиты электротехнических установок применяют стержневые или тросовые молниеотводы. Защищаемый объект должен находиться в зоне защиты молниеотвода. Методика расчета зон молниеотводов, их конструктивное выполнение и другие их характеристики см. в [2.54].

Конденсаторы типа КМ применяют в качестве защитных емкостей, основные параметры их приведены в табл. 2.213.

Таблица 2.213. Характеристики конденсаторов

Тип конденсатора	Номинальное напряжение, кВ	Емкость, мкФ	Испытательное напряжение, кВ		Мощность, кВ·А
			между обкладками	на корпус	
КМП-6,3	6,3	2,25	13,9	25	28
КМП-10,5	10,5	0,76	23,1	35	27
КМ-6,3	6,3	0,8	13,86	25	10
КМ-10,5	10,5	0,29	23,1	35	10
КМ2-6,3	6,3	2	13,86	25	25
КМ2-10,5	10,5	0,65	23,1	35	22,5

Указанные конденсаторы обычно применяют в батареях, состоящих из одной-двух банок на фазу.

М. ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ И СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

2.94. СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при КЗ и других аномальных режимах в цепях главного тока.

Применяются следующие системы оперативного тока на подстанциях:

постоянный оперативный ток — система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания используется аккумуляторная батарея;

переменный оперативный ток — система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы; **выпрямленный оперативный ток** — система питания оперативных цепей

переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы: смешанная система оперативного тока — система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный, переменный и выпрямленный).

В системах оперативного тока различают:

зависимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей зависит от режима работы данной электроустановки (подстанции);

независимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей не зависит от режима работы данной электроустановки.

К независимым системам относится, например, постоянный оперативный ток.

Область применения различных систем оперативного тока на подстанциях в зависимости от схемы электрических соединений, типа выключателей и приводов к ним приведена в табл. 2.214.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110—220 кВ со сборными шинами этих напряжений, на подстанциях 35—220 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств при зависимом питании не подтверждена заводом-изготовителем.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанций используются аккумуляторные батареи типа СК на напряжение, как правило, 220 В без элементного коммутатора, работающие в режиме постоянного подзаряда.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35/6—10 кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35—220/6—10 и 110—220/35/6—10 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели 6—10—35 кВ оснащены пружинными приводами.

При переменном оперативном токе наиболее простым способом питания электромагнитных отключений выключателей является непосредственное включение их во вторичные цепи трансформаторов тока (схемы с реле прямого действия или с дублированием электромагнитов отключения при сра-

батывании защиты). При этом предельные значения токов и напряжений в токовых цепях защиты не должны превышать допустимых значений, а токовые электромагниты отключения (реле типов РТМ, РТВ или ТЭО) должны обеспечивать необходимую чувствительность защиты в соответствии с требованиями ПУЭ.

Если эти реле не обеспечивают необходимой чувствительности защиты, питание цепей отключения производится от предварительно заряженных конденсаторов.

На подстанциях с переменным оперативным током питание цепей автоматики, управления и сигнализации производится от шин собственных нужд через стабилизаторы напряжения.

Выпрямленный оперативный ток должен применяться:

на подстанциях 35/6—10 кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35—220/6—10 и 110—220/35/6—10 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели оснащены электромагнитными приводами;

на подстанциях 110 кВ с малым числом масляных выключателей на стороне 110 кВ.

Возможность зависимого питания цепей включения выключателей 6—10—35—110 кВ с электромагнитным приводом должна быть подтверждена соответствующими испытаниями.

Перечень масляных выключателей с электромагнитным приводом, для которых испытаниями подтверждена возможность зависимого питания цепей включения, приведен в табл. 2.215.

Для выпрямления переменного тока используются:

блоки питания стабилизированные типа БПНС-2 совместно с токовыми типа БПТ-1002 — для питания цепей защиты, автоматики, управления;

блоки питания нестабилизированные типа БПН-1002 — для питания цепей сигнализации и блокировки, что уменьшает разветвленность цепей оперативного тока и обеспечивает возможность выдачи всей мощности стабилизированных блоков для срабатывания защиты и отключения выключателей;

блоки БПН-1002 вместо БПНС-2 — для питания цепей защиты, автоматики, управления, когда возможность их использования подтверждена расчетом и не требуется стабилизация оперативного напряжения (например, при отсутствии АЧР);

силовые выпрямительные устройства ТЧ на УКП в УКПК с индуктивным накопителем — для питания включающих

Таблица 2.214. Область применения различных систем оперативного тока на подстанциях

Сторона высшего напряжения		Сторона среднего напряжения		Сторона низшего напряжения 10(6) кВ		Вид оперативного тока	Примечание
Напряжение, кВ, и схема электрических соединений	Выключатели и приводы	Напряжение, кВ, и схема электрических соединений	Выключатели и приводы	Схема электрических соединений	Выключатели и приводы		
110—220, сборные шины	Масляные или воздушные	35—110, сборные шины	Масляные или воздушные	Любая	Масляные с электромагнитным приводом	Постоянный	—
35—220, любая схема	Воздушные	35—110, любая схема	То же	То же	То же	»	—
35—220, любая схема	Масляные	35—110, любая схема	Масляные с электромагнитным приводом	» »	» »	»	Установлены выключатели, для которых испытаниями не подтверждена возможность зависящего питания электромагнитов включения от выпрямительных устройств
110—220, с малым числом выключателей (мостик, четырехугольник и т. п.)	Масляные с пофазным электромагнитным приводом	110, сборные шины	Масляные	» »	» »	Постоянный или смешанный	Смешанная система для выключателей на стороне ВН и СН, допускающих питание включающих электромагнитов от выпрямительных устройств
110, с малым числом выключателей	Масляные с трехфазным электромагнитным или ружинным приводом	35, сборные шины	Масляные с электромагнитным приводом	» »	» »	Выпрямленный	Выключатели с электромагнитным приводом допускают включение от выпрямительных устройств при зависимом питании

35, любая схема с выключателями	Масляные с пружинным приводом	—	—	» »	Масляные с пружинным приводом	Переменный	—
35, любая схема с выключателями	Масляные с электромагнитным приводом	—	—	» »	Масляные с электромагнитным приводом на вводах и с пружинным на остальных присоединениях	Смешанный	Выключатели с электромагнитным приводом допускают включение от выпрямительных устройств при зависимом питании
35, любая схема с выключателями	То же	—	—	» »	Масляные с электромагнитным приводом	Выпрямленный	То же
35—220, без выключателей	—	35, сборные шины	Масляные с пружинным приводом	» »	Масляные с пружинным приводом	Переменный	—
			Масляные с электромагнитным приводом на вводах питания и с пружинным на остальных присоединениях	» »	Масляные с электромагнитным приводом на вводах питания и с пружинным на остальных присоединениях	Смешанный	Выключатели с электромагнитным приводом допускают включение от выпрямительных устройств при зависимом питании
			Масляные с электромагнитным приводом	» »	Масляные с электромагнитным приводом	Выпрямленный	То же

Таблица 2.215. Масляные выключатели с электромагнитным приводом, для которых испытаниями подтверждена возможность зависящего питания цепей включения от силовых выпрямительных устройств

Выключатель	Привод	Коммутационная способность, кА	
		с индуктивным накопителем	без индуктивного накопителя
ВМП-10Э-2500-20	ПЭВ-12	20	0
ВМПЭ-10-3200-20УЗ	ПЭВ-12А	20	0
ВМПЭ-10-3200-31,5УЗ	ПЭВ-12А	31,5	0
ВМП-10Э-3000-20	ПЭВ-12	20	0
ВМП-10-600, 1000, 1500	ПЭ-11	20	9
ВМГ-133-1000/20	ПЭ-11	20	9
ВМГ-10-630-20	ПЭ-11	20	0
ВМП-10Э-1000-20	ПЭ-11У	—	20
ВМП-35Э-1000/26	ПЭВ-11М	16	10
ВТД-35-630-10	ПЭ-11	—	10
ВМК-35Э-0,63/8	ПЭ-11	8	0
С-35-630/10	ПЭ-11У	—	10
МКП-110М-630/20	ШПЭ-33	—	20*
МКП-110М-1000/20	ШПЭ-33	—	20*
МКП-110М-630/18,4	ШПЭ-33	—	18,4*
У-220-10	ШПЭ-44	—	25*
	ШПЭ-44-1	—	25*

* В зимнее время должно быть обеспечено напряжение на зажимах электромагнита включения не менее 220 В

электромагнитов приводов масляных выключателей. Индуктивный накопитель обеспечивает включение выключателя на короткое замыкание при зависимом питании цепей включения.

Как видно из табл. 2.215, для некоторых типов выключателей индуктивный накопитель не требуется. В этом случае может быть использовано выпрямительное устройство, входящее в комплект устройства УКП, без индуктивного накопителя (ящик УКП-1).

Блоки питания нестабилизированные БПЗ-401 применяются для заряда конденсаторов, которые используются для отключения отделителей, включения короткозамыкателей, отключения выключателей 10(6) кВ защитой минимального напряжения, а также отключения выключателей 35–110 кВ при недостаточной мощности блока питания.

Смешанная система постоянного и выпрямленного оперативного тока применяется для уменьшения емкости аккумуляторной батареи за счет применения силовых выпрямительных

устройств для питания цепей электромагнитов включения масляных выключателей.

Целесообразность применения этой системы должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Смешанная система переменного и выпрямленного оперативного тока применяется:

для подстанций с переменным оперативным током при установке на вводах питания выключателей с электромагнитным приводом, для питания электромагнитов включения которых устанавливаются силовые выпрямительные устройства;

для подстанций 35–220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда не обеспечивается надежная работа защит от блоков питания при трехфазных КЗ на стороне среднего или низшего напряжения.

В этом случае защита трансформаторов выполняется на переменном токе с использованием предварительно заряженных конденсаторов, а остальных элементов подстанции — на выпрямленном оперативном токе.

2.95. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ АККУМУЛЯТОРОВ И ЗАРЯДНЫХ УСТРОЙСТВ

В качестве источников постоянного оперативного тока применяются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи из отдельных аккумуляторов (элементов) типа СК —

Таблица 2.216. Характеристика стационарных свинцово-кислотных аккумуляторов в открытых сосудах (тип СК-1)

Характеристика	Продолжительность разряда, ч				
	1	2	3	5	10
Емкость, А·ч	18,5	22	27	30	36
Разрядный ток, А	18,5	11	9	6	3,6
Наименьшее допустимое напряжение в конце разряда, В	1,75	1,75	1,8	1,8	1,8

Таблица 2.217. Основные размеры свинцово-кислотных аккумуляторов

Тип	Размеры, мм			Масса с электролитом, кг
	Длина	Ширина	Высота	
СК-1	80	215	270	12,14
СК-2	130	215	270	20,6
СК-3	180	215	270	28
СК-4	230	215	270	36,7
СК-5	260	215	270	41
СК-6	195	220	485	50
СК-8	205	220	485	58,7
СК-10	260	220	485	74,9
СК-12	270	220	485	83,1
СК-14	315	220	485	94,3

в открытых сосудах, отличающихся усиленными соединительными пластинами.

Номинальное напряжение аккумулятора равно 2 В. Номинальная емкость Q аккумулятора — это наименьшее значение емкости, соответствующее 10-часовому режиму разряда. Аккумулятор с типовым номером 1 имеет номинальную емкость 35 А·ч для СК-1.

Номинальная емкость аккумулятора, А·ч, с другими типовыми номерами определяется по формуле

$$Q_N = Q_1 N, \quad (2.306)$$

где Q_1 — номинальная емкость аккумулятора с типовым номером 1; N — типовой номер аккумулятора, например СК-2, СК-14 и т. п.

Допустимое значение длительного разрядного тока аккумулятора получается умножением номера аккумулятора на соответствующее значение тока для аккумулятора с $N = 1$. Кратковременный разрядный ток аккумуляторов должен быть не более 250% одночасового разрядного тока.

Заливают аккумуляторы водным раствором серной кислоты плотностью 1,18.

Характеристики аккумуляторов, наиболее часто применяемых на подстанциях, приведены в табл. 2.216, 2.217.

В качестве зарядно-подзарядных устройств для аккумуляторных батарей типа СК применяют выпрямительные агрегаты типа ВА3П-380/260-40/80 с автоматической стабилизацией напряжения и естественным охлаждением, технические данные которых приведены в табл. 2.218.

Габариты (ширина, глубина, высота) 800 × 600 × 1900 мм; масса не более 430 кг.

Агрегаты обеспечивают постоянный подзаряд аккумуляторных батарей до номера 20 включительно, их дозаряд напряжением

Таблица 2.218. Технические данные зарядно-подзарядного агрегата ВА3П-380/260-40/80

Режим работы агрегата	Напряжение питающей сети переменного тока, В	Пределы выпрямленного		Максимальная погреблемая мощность (при $\cos \phi = 0,86$), кВт
		напряжения, В	тока, А	
Стабилизация напряжения	380	220 - 260;	4 - 80	20,8
		260 - 380	4 - 40	15,2
Плавное регулирование напряжения	—	2 - 11*	4 - 80	0,88

* Область стабилизации 2 - 11 В предназначена для формовки искожных (до четырех) аккумуляторов.

2,3 В на элемент, первичный формовочный заряд после монтажа или капитального ремонта, питание длительной нагрузки постоянного тока в размере, обычно встречающемся на подстанциях.

2.96. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ БЛОКОВ ПИТАНИЯ, КОНДЕНСАТОРОВ И ЗАРЯДНЫХ УСТРОЙСТВ

Блоки питания (БП) — выпрямительные устройства, которые на выходе дают постоянное (выпрямленное) напряжение для питания цепей релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации. Делятся на токовые блоки и блоки напряжения.

Токовый блок питания состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора тока с выпрямительным мостом на выходе.

Параллельно вторичной обмотке трансформатора включается емкость, обеспечивающая вместе с ветвью намагничивания феррорезонансную стабилизацию выходного напряжения. Токовые блоки включаются в цепи трансформаторов тока и являются источниками питания только в режиме КЗ, когда ток в цепи оказывается достаточным для обеспечения необходимой для работы оперативных цепей мощности на выходе блока.

Блок напряжения представляет собой промежуточный трансформатор напряжения с выпрямительным мостом на выходе. Блоки напряжения подключаются к трансформаторам напряжения или собственных нужд и являются источниками питания в режимах, когда обеспечен достаточно высокий уровень напряжения.

Блоки напряжения и токовые могут

Таблица 2.219. Технические данные блоков питания и заряда серии БПЗ

Параметры	БПЗ-401-У4	БПЗ-402-У4
Уставки по току наступления феррорезонанса, А*	—	4,65; 6; 8,5; 9,3; 12; 17
Номинальное первичное напряжение, В	100, 110, 127, 220	—
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальное выпрямленное напряжение, В	110, 220	110, 220
Номинальное напряжение заряда, В	400 ± 5%	400 ± 5%
Время заряда конденсаторов 200 мкФ до напряжения 0,8 установившегося, мс, не более	70	70
Длительно допустимое сопротивление нагрузки, Ом, для номинального выпрямленного напряжения:		
110 В	150	130
220 В	600	520
Минимально допустимое сопротивление нагрузки, Ом, для номинального выпрямленного напряжения:		
110 В	50	50
220 В	200	200
Пятисекундный первичный ток термической стойкости при минимально допустимом сопротивлении нагрузки, А	—	75
Потребляемая мощность, В·А, не более:		
при отсутствии нагрузки	5**	550
при минимально допустимом сопротивлении нагрузки	400	550
при длительно допустимом сопротивлении нагрузки	200	550
в установившемся режиме (с заряженной емкостью)	20***	550
Максимальная емкость заряжаемых конденсаторов, мкФ	2000	2000
Габариты (длина, ширина, высота), мм	222 × 240 × 147	
Масса, кг	8,8	9,6

* Феррорезонанс в схеме наступает при намагничивающей силе в первичной обмотке промежуточного трансформатора блока, равной 1020 ± 100 А.

** На уставке выпрямленного напряжения 110 В.

*** На уставке выпрямленного напряжения 220 В.

использоваться как самостоятельные источники питания или в комбинации друг с другом.

Блоки питания и заряда типов БПЗ-401 и БПЗ-402 предназначены для заряда конденсаторных батарей, используемых для приведения в действие аппаратов и устройств релейной защиты (режим зарядного устройства) или питания выпрямленным током аппаратуры автоматики, управления и релейной защиты (режим блока питания). Технические данные блоков приведены в табл. 2.219.

Схемы блоков приведены на рис. 2.156, 2.157.

Схемы включения блоков приведены на рис. 2.158. Блоки типа БПЗ-401 должны включаться на измерительные трансформаторы напряжения или на трансформаторы собственных нужд.

Блок типа БПЗ-402 на уставках по току феррорезонанса 9, 3; 12; 17 А может включаться на все трансформаторы тока, отдаваемая мощность которых при двукратном номинальном токе составляет не менее 500 В·А; на уставках 4,65; 6,0 и 8,5 А блок включается на трансформаторы тока типов ТВ-35, ТВД-35

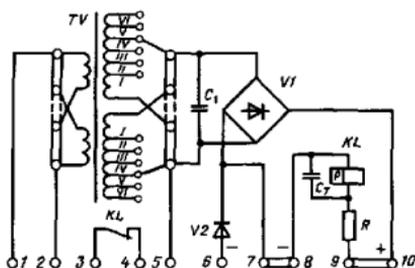


Рис. 2.156. Принципиальная схема блока питания и заряда БПЗ-401

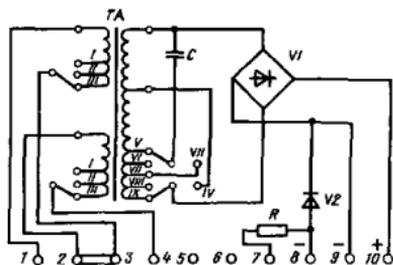


Рис. 2.157. Принципиальная схема блока питания и заряда БПЗ-402

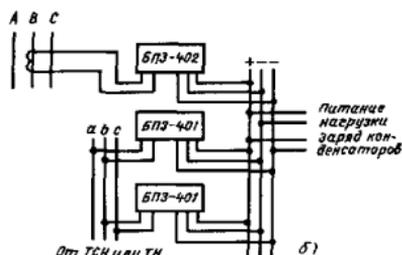
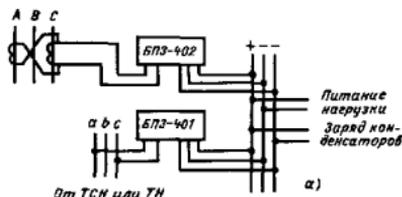


Рис. 2.158. Схемы включения блоков БПЗ-401 и БПЗ-402:

а — с включением токового блока на разность токов двух фаз и с одним блоком напряжения; б — с включением токового блока на ток одной фазы и двумя блоками напряжения

и другие с аналогичными вольт-амперными характеристиками в соответствии с табл. 2.220.

Использование трансформаторов тока, на которые включены блоки питания, для других целей не допускается.

Характеристики блоков приведены на рис. 2.159—2.161.

Блоки питания серии БП-1002 (типов Б1Н-1002 и БПТ-1002) предназначены для питания выпрямленным током аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления, выполненной на номинальное напряжение 110 и 220 В и имеющей номинальную мощность до 1500 Вт в кратковременном режиме. Токковые блоки питания БПТ-1002 включаются на комплекты трансформато-

Таблица 2.220. Выбор числа витков первичной обмотки блока БПЗ-402

Коэффициент трансформации трансформатора тока	Число витков первичной обмотки блока
150/5	120
200/5	170
300/5	200

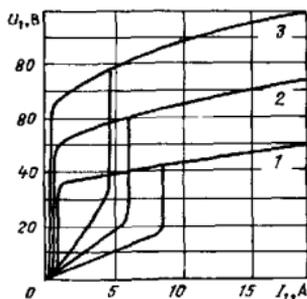


Рис. 2.159. Зависимость напряжения на входе блока типа БПЗ-402 от первичного тока без нагрузки на выходе при последовательном соединении первичных обмоток с числом витков:

1 - $w_1 = 120$; 2 - $w_1 = 170$; 3 - $w_1 = 220$; при параллельном соединении первичных обмоток характеристики можно получить из кривых 1-3, при этом для каждой точки ток нужно увеличить, а напряжение уменьшить в 2 раза

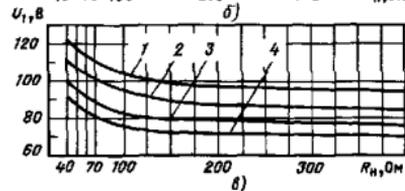
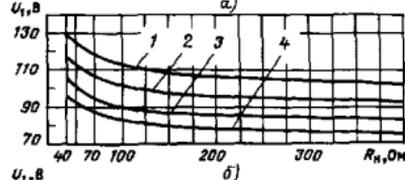
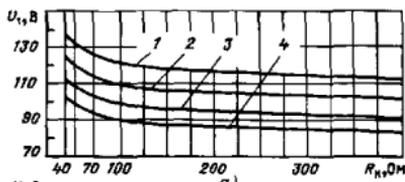


Рис. 2.160. Зависимость первичного напряжения блока питания БПЗ-401 от сопротивления нагрузки при постоянном значении выпрямленного напряжения на выходе:

а - $w_2 = 1000$ витков; б - $w_2 = 1100$ витков; в - $w_2 = 1200$ витков; 1 - $U_{\text{вых}} = U_{\text{ном}} = \text{const}$; 2 - $U_{\text{вых}} = 0,9U_{\text{ном}} = \text{const}$; 3 - $U_{\text{вых}} = 0,8U_{\text{ном}} = \text{const}$; 4 - $U_{\text{вых}} = 0,73U_{\text{ном}} = \text{const}$; секции первичных и вторичных обмоток включены параллельно; при последовательном включении секций вторичной обмотки сопротивление нагрузки должно быть увеличено в 4 раза, значение выпрямленного напряжения - в 2 раза

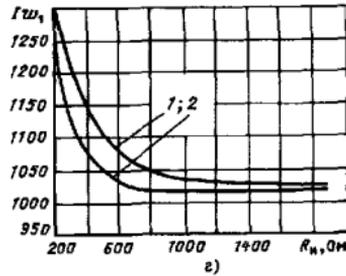
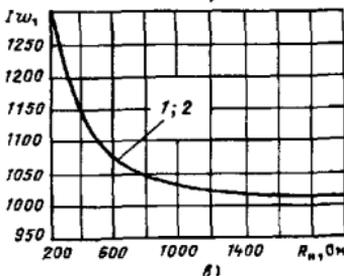
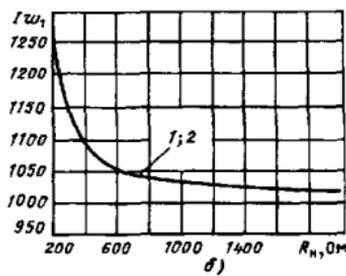
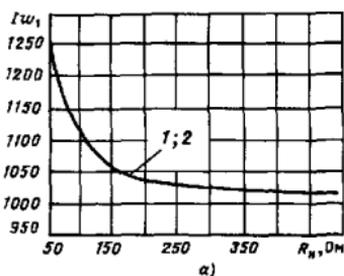


Рис. 2.161. Зависимость первичной намагничивающей силы блока типа БПЗ-402 от сопротивления нагрузки при постоянном значении выпрямленного напряжения на выходе при числе витков:

а - $w_2 = 380$; б - $w_2 = 750$; в - $w_2 = 800$; г - $w_2 = 825$; 1 - $U_{\text{вых}} = U_{\text{ном,вых}}$; 2 - $U_{\text{вых}} = 0,9U_{\text{ном,вых}}$

Таблица 2.221. Технические данные блоков питания серии БП-1002

Параметры	БПТ-1002		БПН-1002			
Номинальное напряжение, В:						
входное	—	—	100	220	380	
выходное	110	220	110	220		
Среднее значение выходного напряжения, В, не более, в режиме холостого хода:						
при нагрузке	136	260	140		280	
не менее	90	180	80	86	160	172
Сопротивление нагрузки, Ом	10	40	5	10	20	40
Длительно допустимый ток нагрузки, А	7	3,5	6,4		3,2	
Допустимый ток в первичной обмотке насыщающегося трансформатора в течение 5 с при указанном сопротивлении нагрузки, А	50		—			
Намагничивающая сила первичной обмотки насыщающегося трансформатора блока, при котором наступает феррорезонанс при отсутствии нагрузки, А	840—1000		—			
Длительно допустимый ток в первичной обмотке насыщающегося трансформатора при отсутствии нагрузки, А:						
до наступления феррорезонанса	Не превышает тока феррорезонанса		—			
после наступления феррорезонанса (при полном числе витков первичной обмотки)	9,5		—			
Длительно допустимое напряжение, % номинального входного	—		110			
Потребление на фазу, В·А:						
при холостом ходе, не более	—			25		
при нагрузке	750	750	1500	750	1500	750
Габариты (длина × ширина × высота), мм			340 × 354 × 302			
Масса, кг			30			

ров тока, использование которых для других целей не допускается.

Технические данные блоков питания серии БП-1002 приведены в табл. 2.221.

Характеристики блоков приведены на рис. 2.162—2.164.

Все характеристики на этих рисунках построены для номинального входного и выходного напряжения 110 В. При номинальном входном напряжении 220 и 380 В выходное напряжение следует умножать на 2 и $2\sqrt{3}$ соответственно. При номинальном выходном напряжении 220 В сопротивление нагрузки следует увеличивать в 4 раза.

Принципиальные схемы блоков приведены на рис. 2.165, 2.166.

Первичная обмотка промежуточно трансформатора блока БПТ-1002 выполнена

из отдельных электрически изолированных секций, позволяющих изменять число витков первичной обмотки от 25 до 200 через каждые 25 витков в зависимости от типа трансформатора тока. Каждая фаза первичной обмотки промежуточно трансформатора блока БПН-1002 выполнена из двух секций, которые могут включаться последовательно или параллельно. При параллельном включении секций и соединении обмоток в треугольник номинальное входное напряжение блока 110—127 В; при последовательном включении секций оно равно 220 В при соединении обмоток в треугольник и 380—400 В при соединении в звезду. Выходное напряжение регулируется переключением ответвлений на вторичных обмотках.

Блок питания типа БПНС-2 предназна-

Рис. 2.162. Вольт-амперные характеристики ненагруженного блока питания типа БПТ-1002:

- БПТ-1002:
 1 - $w_1 = 200$ витков;
 2 - $w_1 = 175$ витков;
 3 - $w_1 = 150$ витков;
 4 - $w_1 = 125$ витков;
 5 - $w_1 = 100$ витков;
 6 - $w_1 = 75$ витков;
 7 - $w_1 = 50$ витков

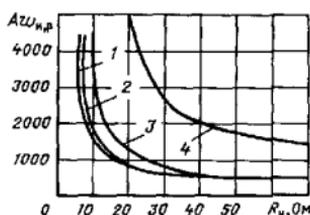
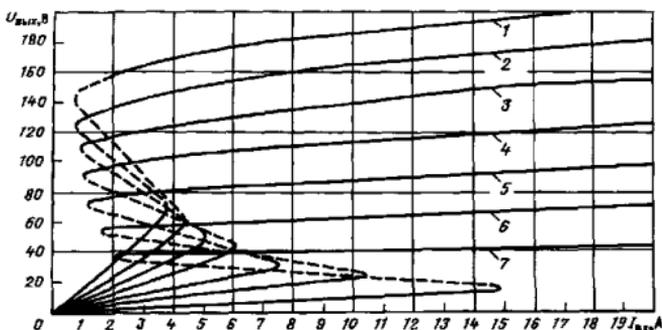


Рис. 2.163. Зависимость намагничивающей силы надежной работы блока типа БПТ-1002 от сопротивления нагрузки при постоянном выходном напряжении:

- 1 - $U_{\text{вых}} = 0,73U_{\text{ном,вых}}$; 2 - $U_{\text{вых}} = 0,9U_{\text{ном,вых}}$;
 3 - $U_{\text{вых}} = 0,8U_{\text{ном,вых}}$; 4 - $U_{\text{вых}} = U_{\text{ном,вых}}$

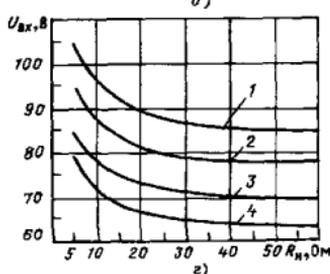
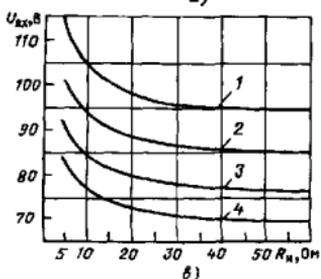
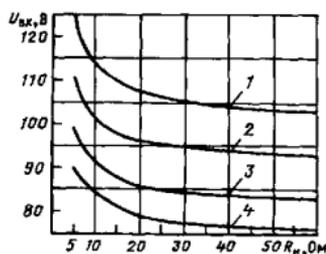
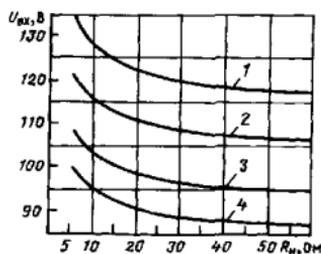


Рис. 2.164. Зависимость напряжения надежной работы блока питания типа БПН-1002 от сопротивления нагрузки при постоянном выходном напряжении:

- а - $w_2 = 83$ витка, б - $w_2 = 95$ витков, в - $w_2 = 105$ витков; г - $w_2 = 115$ витков. 1 - $U_{\text{вых}} = U_{\text{ном,вых}}$,
 2 - $U_{\text{вых}} = 0,9U_{\text{ном,вых}}$; 3 - $U_{\text{вых}} = 0,8U_{\text{ном,вых}}$; 4 - $U_{\text{вых}} = 0,73U_{\text{ном,вых}}$

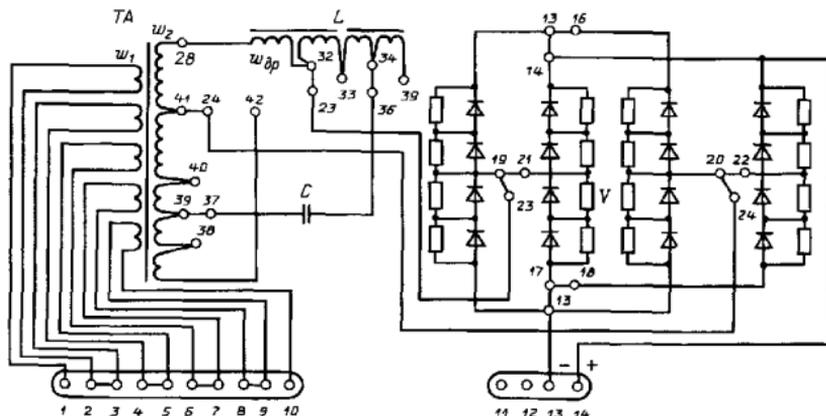


Рис. 2.165. Принципиальная схема блока питания типа БПГТ-1002

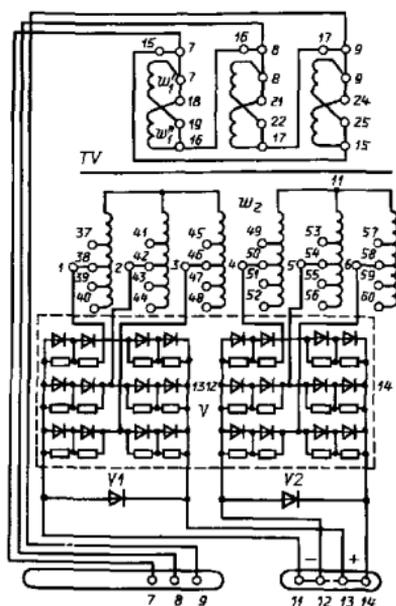


Рис. 2.166. Принципиальная схема блока питания типа БПН-1002

Рис. 2.168. Зависимость напряжения надежной работы блока БПНС-2 от нагрузки:
1 - трехфазное питание; 2 - однофазное питание

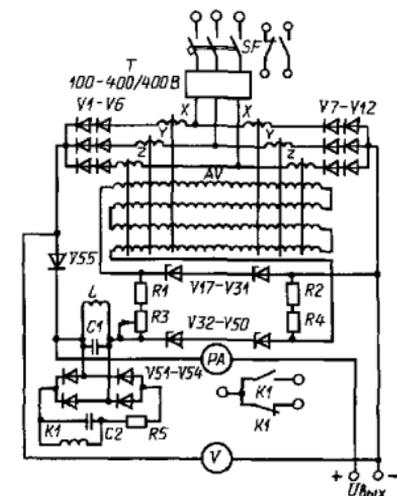
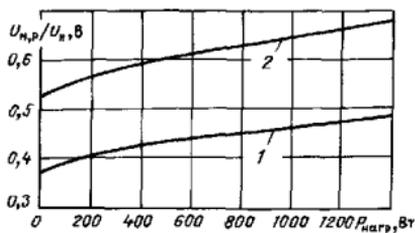


Рис. 2.167. Принципиальная схема блока питания типа БПНС-2



чен для питания выпрямленным стабилизированным напряжением аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления, выполненной на номинальное напряжение 220 В и имеющей номинальную мощность до 2500 Вт кратковременно (в течение 1 с). Блок подключается к трансформатору напряжения или собственных нужд и обеспечивает надежное питание аппаратуры при всех видах несимметричных КЗ, а также при трехфазных КЗ, когда напряжение на входе блока не меньше $0,5 U_{ном}$. Принципиальная схема блока дана на рис. 2.167. В основу работы блока положен принцип действия трехфазного магнитного усилителя (АУ) с самонасыщением.

Стабилизация выпрямленного напряжения блока БПНС-2 осуществляется за счет изменения индуктивного сопротивления рабочих обмоток дросселей насыщения (X, Y, Z), включенных последовательно с выпрямителями в плечи трехфазного моста. При несимметричном питании блока на его выходе появляется большая переменная составляющая (100 Гц) выпрямленного напряжения, ухудшающая управляемость магнитного усилителя. Для ее уменьшения в цепи обмотки управления усилителя предусмотрен фильтр-пробка (L, C1), настроенный на частоту 100 Гц. Для сигнализации о неполнофазных режимах работы блока предусмотрен выпрямительный мост V51—V54, конденсаторы C2, резистор R5 и сигнальное реле K1. При асимметрии питающего напряжения вследствие появления гармонических составляющих на выходе увеличивается напряжение на зажимах фильтра, при этом сигнальное реле срабатывает и замыкает свои контакты в цепи сигнализации. Для отключения только поврежденного БПНС-2 при параллельной работе нескольких блоков предусмотрен разделительный диод V55. Технические данные блоков питания БПНС-2 приведены в табл. 2.222. Зависимость напряжения надежной работы блока от нагрузки дана на рис. 2.168.

Токовый блок БПТ-1002 необходим для надежного действия аппаратуры релейной защиты и электромагнитов отключения выключателей при близких трехфазных КЗ, сопровождающихся снижением напряжения ниже $0,5 U_{ном}$.

Блоки конденсаторов серии БК-400 предназначены для создания запаса энергии, используемой для приведения в действие отключающих электромагнитов приводов выключателей, реле защиты и т. п. Схема блока и схемы его включения приведены на рис. 2.169. Блоки выполняются из конденса-

Таблица 2.222. Технические данные блоков питания серии БПНС-2

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, В:	
входное	400, 230, 100
выходное	220
Диапазон допустимого изменения входного напряжения при трехфазном питании в режиме XX и при номинальной нагрузке 40 Ом, % $U_{ном}$	50—110
То же при однофазном питании*, % $U_{ном}$, при соединении разделительного трансформатора по схеме:	
У/У	70—110
Д/У	75—110
Диапазон изменения среднего значения выходного напряжения при трехфазном и однофазном питании в режиме XX и при номинальной нагрузке 40 Ом, % $U_{ном}$	85—110
Выходная мощность блока, Вт:	
длительная при напряжении 220 В	650
в течение 30 мин	1200
кратковременная в течение 1 с	1500, 2500**
Потребление на фазу, В·А, при холостом ходе	140
Габариты (высота × ширина × глубина), мм	1100 × 600 × 350
Масса, кг	150

* Под однофазным питанием следует понимать возможные случаи обрыва фазы или несимметричного КЗ трехфазной сети, питающей блок.

** 1500 Вт при напряжении на выходе не менее 0,85 и 2500 Вт при напряжении на выходе не менее 0,7.

Таблица 2.223. Технические данные блоков конденсаторов серии БК-400

Тип	Емкость конденсатора, мкФ	Габариты, мм	Масса, кг
БК-401	40	185 × 145 × 180	2,5
БК-402	80	185 × 145 × 180	3,5
БК-403	200	282 × 143 × 180	8

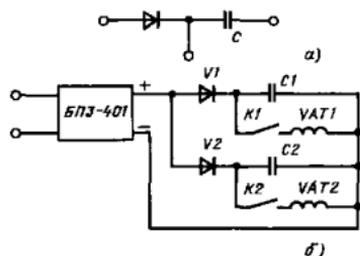


Рис. 2.169. Схемы блоков конденсаторов серии БК-400:

а — принципиальная схема блока; б — схема включения

горов типа МБГП на 400 В, 20 мкФ, соединяемых параллельно для получения необходимой емкости, и кремниевых диодов типа Д-226Б. Технические данные блока конденсаторов приведены в табл. 2.223.

Устройства питания комплекты типа УКП предназначены для питания выпрямленным током электромагнитов включения приводов выключателей с током нагрузки до 320 А.

Устройство состоит из двух сборочных единиц:

УКП1 (ящик № 1) — силовой выпрямитель с распределительным устройством выпрямленного тока и аппаратурой сигнализации;

УКП2 (ящик № 2) — индукционный накопитель.

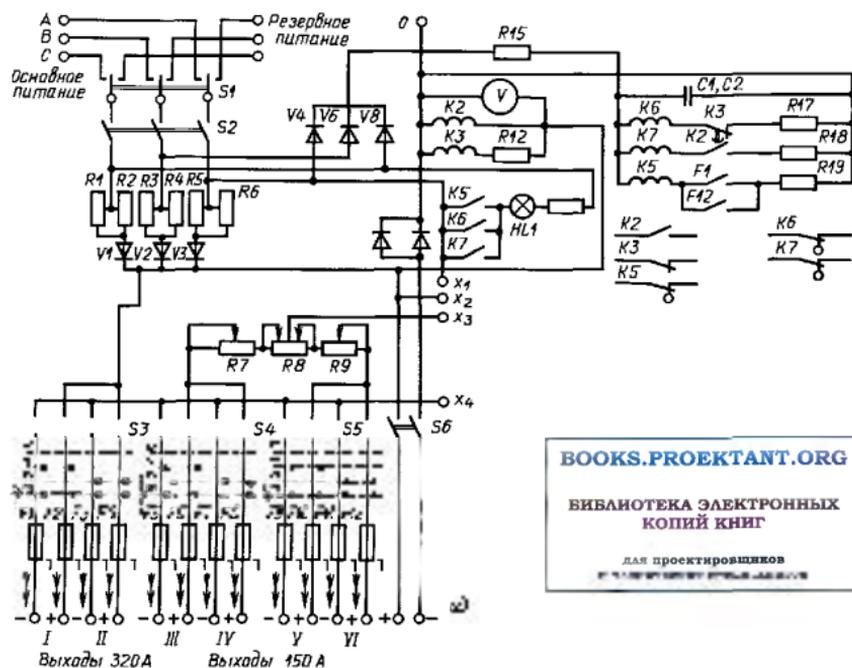
Возможна поставка устройства питания как в сборе, так и раздельная.

Технические данные устройства УКП приведены в табл. 2.224.

Схема устройства на напряжение 380/220 В дана на рис. 2.170. Схема на рис. 2.170, а содержит переключатель питания S1 типа ПКП-63-3-27-1-УЗ, автоматический

Таблица 2.224. Технические данные устройства УКП

Параметры	УКП-220	УКП-380	УКПК-380
Напряжение питающей сети трехфазное, В	220	380, 400, 415, 440 с заземленной нейтралью	380, 400, 415, 440 с заземленной нейтралью
Частота питающей сети, Гц	50, 60	50, 60	50, 60
Выпрямленное напряжение в режиме холостого хода, В	297	257, 270, 280, 297	257, 270, 280, 297
Номинальное выпрямленное напряжение нагрузки, В	230	230	230
Допустимые отклонения выпрямленного напряжения и напряжения питающей сети	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$
Максимальный выпрямленный ток нагрузки, А, с выходом:			
через накопитель	150	150	150
без накопителя	320	320	—
Диапазон регулирования тока на выходах, А:			
150	55—150	55—150	55—150
320	150—320	150—320	—
Характер нагрузки	Импульсный	Импульсный	—
Длительность импульса нагрузки, с	1	1	1
Минимально допустимое время между импульсами, с	0,5	0,5	0,5
Количество импульсов в цикле (не более) при токе, А			
320	4	4	—
150	5	5	5
100	10	10	10
Время между циклами, мин	10	10	10
Габариты (ширина × глубина × высота), мм		800 × 400 × 1600	



BOOKS.PROEKTANT.ORG

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ
КОПИЙ КНИГ

ДЛЯ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ
И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРСОНАЛА

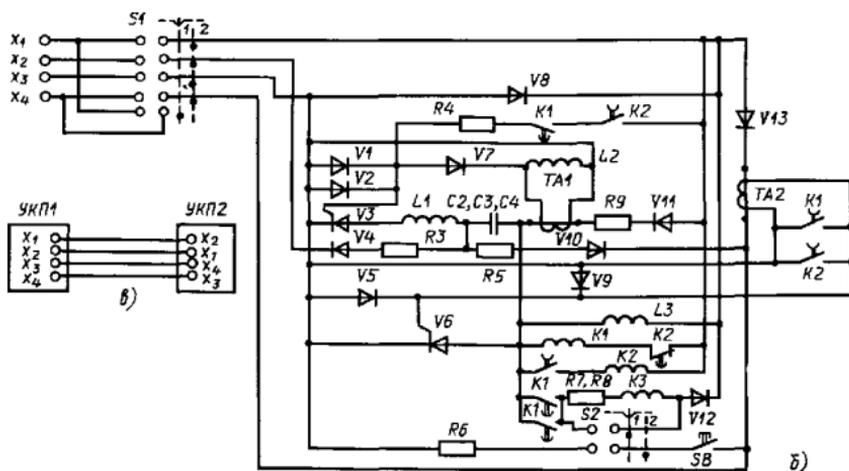


Рис. 2.170. Схема устройства питания УКП-380:

а — шкаф УКП, б — шкаф УКП2, в — соединение шкафов УКП1 и УКП2

выключатель S_2 типа АП50-3МТ-50/П для защиты от внутренних КЗ и перегрузок, силовой выпрямитель $V_1 - V_3$ типа В200-14-У3 и V_5, V_7 типа В200-5-У3, выпрямитель V_4, V_6, V_8 типа Д1004 для целей сигнализации, распределительное устройство выпрямленного тока на шесть присоединений с переключателями $S_3 - S_5$ типа ПКП-100-40п-1-У3 и быстродействующими предохранителями с сигнальными вспомогательными контактами типа ПП157-3427-У3 на ток 160 А ($F_1 - F_4$ для присоединений на максимальный ток 320 А) и 100 А ($F_5 - F_{12}$ для присоединений на максимальный ток 150 А с выходом через общий накопитель), резисторы $R_1 - R_9$ для регулирования тока электромагнитов включения, реле K_2 и указательное реле K_7 для контроля обрыва фазы питающего напряжения или обрыва плеча силового выпрямителя, реле K_3 и указательное реле K_6 для контроля наличия выпрямленного напряжения.

Входящий в комплект устройства индукционный накопитель энергии (рис. 2.170, б) обеспечивает полное включение одного масляного выключателя с током потребления электромагнита включения до 150 А в режиме зависящего питания, когда при включении выключателя на короткое замыкание исчезает переменное напряжение на входе устройства.

Схема работает в такой последовательности: переключатель S_1 устанавливается в положение 2 «Включено», а S_2 — в положение 1 «Работа». При включении масляного выключателя одновременно с началом протекания тока через электромагнит включения импульсом со вторичной обмотки трансформатора T_{A2} открывается тиристор V_6 , при этом начинается заряд коммутирующих емкостей $C_2 - C_4$ и накопление электромагнитной энергии в индуктивности L_3 .

Если выключатель включается на короткое замыкание, то в момент возникновения КЗ выпрямленное напряжение резко снижается и на обмотке трансформатора T_{A1} появляется импульс напряжения, который открывает тиристор V_3 . Начинается разряд коммутирующих емкостей по цепи $L_1, V_3, V_6, C_2 - C_4$, вследствие чего тиристор V_6 закрывается и создается путь разряда индуктивности L_3 через диод V_{10} на электромагнит включения выключателя, что обеспечивает доключение выключателя.

Если включение выключателя не сопровождается коротким замыканием, то импульс на открытие тиристора V_3 создается системой реле K_1 и K_2 после включения выключателя. Разряд индуктивности L_3 в этом слу-

чае происходит по цепи замыкающиеся контакты K_1, S_2 и диод V_{12} .

Предусмотрена проверка исправности накопителя. В этом случае переключатель S_2 устанавливается в положение 2 «Опробование», запуск схемы производится кнопкой S_8 . Все элементы накопителя функционируют в той же последовательности, что и в рабочем режиме. При исправном накопителе должно сработать указанное реле K_3 .

При работе с накопителем допускается только поочередное подключение нагрузки с соблюдением цикличности, указанной в табл. 2.224. При использовании устройства питания без накопителя допускается одновременное подключение нагрузки к выходам «150 А» (III и V или IV и VI) с суммарным током нагрузки не более 320 А.

Одинаковые типоразмеры устройств питания допускают соединения на параллельную работу через зажимы +, — и переключатель S_6 .

Зажимы выходов допускают присоединение кабелей с алюминиевыми жилами сечением до 70 мм² на выходах «150 А» и до 185 мм² на выходах «320 А».

Устройства питания комплекты типа УКПК предназначены для питания выпрямленным током электромагнитов включения выключателей с током потребления до 150 А. Технические данные УКПК приведены в табл. 2.224.

УКПК являются модернизацией УКП, по сравнению с УКП в УКПК внесены следующие изменения:

- 1) устройство выполнено в виде единого шкафа напольного исполнения, одностороннего обслуживания;
- 2) уменьшено число отходящих линий выпрямленного тока 220 В с шести до двух с установкой автоматических выключателей типа АП-502 МТ с расцепителем 50 А, кратность отсечки 3,5;
- 3) исключены токоограничивающие резисторы в цепи переменного тока (до выпрямителя), что допустимо при мощности трансформатора собственных нужд до 100 кВ·А;
- 4) упрощена схема сигнализации.

2.97. ВЫБОР И УСТАНОВКА АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Аккумуляторная батарея должна быть выбрана так, чтобы она совместно с кабелями, питающими цепи включения приводов выключателей, и зарядно-подзарядными устройствами обеспечивала надежное и экономич-

ное питание потребителей постоянною тока во всех возможных режимах работы.

Различают три группы потребителей постоянного оперативного тока:

1) потребители, включенные длительно (реле контроля, повторители и другие реле, постоянно обтекаемые током);

2) потребители, подключаемые кратковременно в режиме аварийного разряда при исчезновении переменного тока на время 0,5–1,5 ч (лампы аварийного освещения, электродвигатель агрегата резервного питания устройств связи и телемеханики и т. п.).

Для большинства подстанций нагрузка в режиме аварийного разряда находится в пределах 20–80 А для подстанций до 110 кВ и 60–100 А для подстанций 220 кВ и выше;

3) потребители, подключаемые кратковременно (до 1 с), например электромагнитные приводы выключателей. Как правило, при выборе батареи учитывается одновременное включение одного наиболее мощного масляного выключателя или отключение группы выключателей, что может иметь место как в нормальном, так и в аварийном режимах. Длительная нагрузка на подстанциях незначительна и практически не изменяется во времени. Толчковые токи, достигающие нескольких сотен ампер, накладываются на длительные и аварийные нагрузки и вызывают посадки напряжения на шинах постоянного тока, в значительной мере определяя выбор аккумуляторной батареи.

Аккумуляторная батарея (ее емкость и число элементов) должно удовлетворять следующим основным требованиям:

1) уровни напряжения на зажимах приемников во всех режимах работы батареи должны находиться в пределах, указанных в табл. 2.225;

2) напряжение на зажимах наиболее мощного электромагнита включения привода самого удаленного от батареи выключателя в конце получасового аварийного разряда должно быть не ниже минимально допустимого (табл. 2.225);

3) при срабатывании в конце получасового аварийного разряда наиболее мощного электромагнита привода, ближайшего к батарее выключателя, напряжение на шинах, от которых питаются устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики, не должно быть ниже $0,8 U_{ном}$.

Выбор аккумуляторных батарей. Задачей расчета установки постоянного тока при применении аккумуляторной батареи из элементов типа СК является выбор номера и числа элементов батареи, а также определение сечения кабелей к электромагнитам вклю-

Таблица 2.225. Допускаемые отклонения напряжения от номинального для приемников постоянного тока

Приемник	Пределы напряжения, % $U_{ном}$
Отключающие электромагниты приводов всех выключателей	65–120
Включающие электромагниты приводов масляных выключателей при токах включения до 50 кА	80–110
То же, но при токах включения больше 50 кА	85–110
Включающие электромагниты пневмоприводов воздушных выключателей	65–120
Лампы накаливания	110
Реле электромагнитные	70–110
Шины питания устройств релейной защиты и автоматики	80–110
Электродвигатели маслонасосов синхронных компенсаторов и резервного агрегата связи	75–110

чения масляных выключателей. В отдельных случаях необходима также проверка сечения кабелей питания электромагнитов отключения при одновременном отключении нескольких выключателей, например при действии защиты шин, автоматической частотной разгрузки и т. д.

Параметры аккумуляторной батареи и сечения кабелей к электромагнитам включения приводов масляных выключателей взаимосвязаны — их выбор является единой задачей, решаемой путем технико-экономического сравнения вариантов.

В качестве исходных данных для расчета должны быть заданы типы выключателей и приводов к ним, номинальный ток электромагнитов включения приводов $I_{Сном}$, ток аварийного получасового разряда $I_{0,5}$, длина кабеля от шита постоянного тока до наиболее удаленного выключателя при наиболее неблагоприятной (ремонтной) схеме питания l_k и до ближайшего выключателя l_1 , минимально допустимое напряжение на зажимах электромагнита включения K_c .

Минимальное число элементов батареи n , работающей в режиме постоянного подза-

Таблица 2.226. Выбор аккумуляторных батарей и кабелей

$I_{\text{СВом}}$, А	$I_{0,5}$, А	K_c	$N_{\text{тил}}$	Сечение кабеля F с алюминиевыми жилами, мм ² , на 100 м длины при номере аккумулятора N^*											
				3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20	
$n = 108$															
60	60	0,8	3	57	27	18	15	13	11	10	9	9	9	9	
		0,85	5	—	—	60	38	28	21	17	16	15	15	14	
100	60	0,8	4	—	104	49	39	24	23	20	18	18	17	17	
		0,85	6	—	—	440	58	48	37	33	31	29	28	28	
110	60	0,8	4	—	153	57	50	28,5	26	22	20	20	19	18	
		0,85	6	—	—	645	99	56	45	39	37	37	37	37	
135	60	0,8	5	—	—	122	80	48	34	33	28	26	24	24	
		0,85	8	—	—	—	—	595	87	70	59	54	44	42	
150	60	0,8	5	—	—	250	107	60	42	37	33	30	28	28	
		0,85	10	—	—	—	—	—	186	91	73	68	54	50	
170	60	0,8	5	—	—	530	185	87	58	46	43	36	32	32	
		0,85	10	—	—	—	—	—	274	124	97	79	73	62	
$n = 120$															
100	60	0,85	4	—	36	28	25	20	16	15	14	13	12,5	12	
110	60	0,85	4	—	46	35	28	23	19	17	16	15	14	14	
150	60	0,85	5	—	—	66	47	35	27	24	23	22	21	19	
		0,8	5	—	—	48	34	27,5	24	21	20	19	18,5	18	
170	60	0,85	6	—	—	—	57,5	46,5	37	30,5	29	27	26	25	
		0,8	6	—	—	—	42,5	34	30	24,5	24	22	21	21	
200	60	0,85	6	—	—	—	96	59	48	41	35	33	30	29	
		0,8	6	—	—	—	53	48,5	39,5	36	31,5	31	28,5	27	
250	60	0,85	6	—	—	—	314	98	71	57	52	45	42	40	
		0,8	8	—	—	—	—	77,5	58	49,5	42	40,5	38	37	
300	80	0,85	10	—	—	—	—	—	132	99	79	59	59	55	
		0,8	10	—	—	—	—	—	89,5	71,5	62	58	50	48,5	
360	80	0,85	10	—	—	—	—	—	250	149	112	101	91	77	
400	80	0,85	12	—	—	—	—	—	—	235	154	133	112	92	
440	80	0,85	12	—	—	—	—	—	—	334	210	156	145	122	
500	80	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	300	220	170	155	
720	80	0,85	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	380	340	
400	100	0,85	12	—	—	—	—	—	—	285	180	143	119	106	
440	100	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	263	245	158	130	
500	100	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	340	250	195	160	
720	100	0,85	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	480	382	
$n = 128$															
170	60	0,8	5	—	—	28	22	19	16,5	15,5	14,5	14	14	13,5	
		0,85	6	—	—	—	33	27	23	21	19,5	18,5	16	17,5	
200	60	0,8	6	—	—	—	27	23	20,5	18	17	16,5	16	15,5	
		0,85	6	—	—	—	44	33	28,5	26	24	22	21	20,5	
250	60	0,8	6	—	—	—	41	31,5	27,5	25	23	22	21	20,5	
		0,85	6	—	—	—	76	50,5	41	35,5	33	30	28	27	
300	80	0,8	8	—	—	—	—	44,5	38	34,5	33	29	27	27	
		0,85	10	—	—	—	—	—	61	53	46,5	41,5	38	36	
360	80	0,8	10	—	—	—	—	—	52,5	47	42,5	40,5	37	35	
		0,85	10	—	—	—	—	—	91	74	64	58	54,5	49	
400	80	0,85	12	—	—	—	—	—	—	92	81	73	64	57	
440	80	0,85	12	—	—	—	—	—	—	110	95	83	75	70	

Продолжение табл. 2.226

$I_{\text{Сном}}$, А	$I_{0,5}$, А	K_c	$N_{\text{тип}}$	Сечение кабеля F с алюминиевыми жилами, мм ² , на 100 м длины при номере аккумулятора N^*											
				3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20	
500	80	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	—	115	98	91	85,5
720	80	0,85	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	165	145
400	100	0,85	12	—	—	—	—	—	—	—	—	102	82,5	73,5	68,5
440	100	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	—	102	90	80,5	73
500	100	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	—	121	112	95	85
720	100	0,85	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	180	151

 $n = 140$

170	60	0,8	5	—	—	16	14	13	12	11	10,5	10	10	10	10
		0,85	6	—	—	—	19	16	15	13,5	13	12,5	12,5	12,5	12
200	60	0,8	6	—	—	—	17	15	14	13	12	12	12	12	11,5
		0,85	6	—	—	—	24	20	18	17	15,5	15	14,5	14	14
250	60	0,8	6	—	—	—	21	20,5	19	18	16	15	15,5	15	15
		0,85	8	—	—	—	35	27	25	22	21	20	19	19	19
300	80	0,8	8	—	—	—	—	28	25	23	22	20	19,5	19	19
		0,85	10	—	—	—	—	34	31	29	27	25	24	24	
360	80	0,8	10	—	—	—	—	—	33	30	28	27	25	24	24
		0,85	10	—	—	—	—	—	47	40,5	37	35,5	33,5	31	
400	80	0,85	12	—	—	—	—	—	48	44,5	41	39	37	37	
440	80	0,85	12	—	—	—	—	—	56,5	51,5	47,5	45	42	42	
500	80	0,85	14	—	—	—	—	—	—	64	56,5	54	51	51	
720	80	0,85	18	—	—	—	—	—	—	—	—	90	84	84	
400	100	0,85	12	—	—	—	—	—	—	51	46	43,5	41	39	
440	100	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	53,5	49,5	46,5	44	
500	100	0,85	14	—	—	—	—	—	—	—	66	53	56,5	53,5	
720	100	0,85	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	92	86	

* При применении кабеля с медными жилами сечение необходимо умножить на 0,58

Таблица 2.227. Рекомендуемые кабельные линии для питания электромагнитов включения приводов масляных выключателей

Расчетное сечение линии, мм ²	Число кабелей в линии	Число и сечение жил, мм ²	Число жил		Расчетное сечение линии, мм ²	Число кабелей в линии	Число и сечение жил, мм ²	Число жил	
			в одном направлении	в обратном направлении				в одном направлении	в обратном направлении
До 150	1	До 2 × 150	1	1	До 503	1	3 × 185	3	—
До 180	1	До 3 × 120	2	1			3 × 150	—	3
До 225	1	3 × 150	2	1	До 555	2	3 × 185	3	3
До 278	1	3 × 185	2	1	До 638	1	3 × 240	3	—
До 360	1	3 × 240	2	1		1	3 × 185	—	3
До 405	1	3 × 150	3	—	До 720	2	3 × 240	3	3
	1	3 × 120	—	3					
До 450	2	3 × 150	3	3					

Таблица 2.228. Минимально допустимые длины кабелей от щита постоянного тока до ближайшего выключателя

$I_{\text{сном}}$, А	$I_{\text{тип}}$, м, при N							
	6	8	10	12	14	16	18	20
$n = 140$								
200	9	19	25	32	34	35	37	27
250	—	10	21	26	31	33	34	36
300	—	0	9	16	23	24	29	32
360	—	—	2	12	19	21	24	29
400	—	—	—	4	10	18	20	22
440	—	—	—	0	5	13	15	19
500	—	—	—	—	0	7	10	14
600	—	—	—	—	—	0	0	6
720	—	—	—	—	—	—	—	6
$n = 128$								
200	0	0	0	2	9	10	13	16
250	0	0	0	0	0	8	9	12
300	—	0	0	0	0	0	0	6

ряда без элементного коммутатора с напряжением 2,15 В на элемент, определяется из условия поддержания на шинах постоянного тока напряжения $1,05 U_{\text{ном}}$.

При номинальном напряжении батареи 220 В $n = 108$. Такое число элементов аккумуляторной батареи принимается при токовых токах до 200 А. При больших токах рекомендуется применять батареи из 120, 128 или 140 элементов (по расчету), что дает существенный экономический эффект по расходу свинца в батарее и затратам на кабели, питающие электромагниты включения приводов.

Во всех случаях исходным является наименьший номер аккумуляторной батареи N , определяемый по условию обеспечения минимально допустимого напряжения на устройствах релейной защиты при толковых токах от наиболее мощного привода в конце аварийного режима разряда батареи.

В практике проектирования, как правило, встречаются сочетания различных типов выключателей в распределительных устройствах разных напряжений. Аккумуляторную батарею и кабели при этом выбирают в первую очередь для распределительного устройства с выключателями, имеющими наибольшие толковые токи электромагнитов включения, затем проверяют выбранный номер аккумуляторов для других распределительных устройств и, если не возникает необходимости в увеличении номера, опреде-

ляют сечение кабелей для каждого распределительного устройства.

Данные, необходимые для выбора аккумуляторной батареи типа СК и кабелей, приведены в табл. 2.226, которая составлена для типовых компоновок щитовых блоков и типовых схем соединений подстанций, исходя из сечения кабелей с медными жилами между аккумуляторной батареей и щитом постоянного тока 70 мм² при $I_{\text{сном}}$ до 170 А, 120 мм² при $I_{\text{сном}} = 170 + 440$ А, 240 мм² при $I_{\text{сном}} = 500$ А и 2×240 мм² при $I_{\text{сном}} = 720$ А.

Таблица 2.226 дает возможность определить сечения кабеля F' на 100 м длины. Искомое сечение кабеля F_k для фактической длины l_k

$$F_k \geq 0,01 l_k F' \quad (2.307)$$

с округлением до стандартного значения в соответствии с рекомендациями табл. 2.227

Для выключателя, ближайшего к щиту постоянного тока, должна быть выполнена проверка, чтобы при принятом сечении кабелей напряжение на электромагните включения не превышало максимально допустимого (см табл. 2.225). Минимально допустимая длина кабелей до ближайшего выключателя при $n = 128$ и 140 и сечении кабеля, выбранном по табл. 2.226, определяется по табл. 2.228. Для перехода к принятому сечению F_k необходимо выбранную по табл. 2.226 длину умножить по отношению F_k/F' .

При $n = 108$ и 120, а также при $n = 12$ проверка по максимально допустимому напряжению не требуется, так как это условие всегда удовлетворяется.

Данные, необходимые для технико-экономических расчетов вариантов питания цепей

Таблица 2.229. Масса свинца в аккумуляторных батареях из элементов СК

Типовой номер аккумулятора	Масса свинца, т, при числе аккумуляторов n			
	108	120	128	140
3	1,35	1,5	1,6	1,74
4	1,77	1,96	2,1	2,29
5	2,2	2,4	2,6	2,8
6	2,5	2,8	2,9	3,2
8	3,3	3,6	3,9	4,2
10	4,1	4,5	4,8	5,3
12	4,8	5,4	5,7	6,3
14	5,6	6,3	6,7	7,3
16	8,3	9,4	10	10,8
18	9,3	10,3	11,3	12,4
20	10,2	11,3	12,1	13,3

Таблица 2.230. Стоимость аккумуляторной батареи из элементов СК

Типовой номер аккумулятора	Стоимость, тыс. руб., при n			
	108	120	128	140
5	4,1	4,5	4,8	5,2
6	4,5	5,0	5,3	5,7
8	5,3	5,9	6,3	6,8
10	6,4	7,2	7,6	8,3
12	7,2	8,1	8,6	9,3
14	8,6	9,6	10,2	11,1
16	13,0	14,4	15,4	16,9
18	13,8	15,3	16,5	18
20	15,6	17,3	18,5	20,2

Таблица 2.231. Стоимость 100 м кабеля, руб., при прокладке в канале

Сечение, мм ²	ААШв с числом жил		АВВГ с числом жил	
	2	3	2	3
16	98	114	112	124
25	115	134	128	150
35	125	147	133	158
50	142	169	—	190
70	165	200	—	207
95	200	242	—	262
120	223	273	—	—
150	253	312	—	—
185	—	363	—	—
240	—	437	—	—

электромагнитов включения, приведены в табл. 2.229—2.231. Порядок пользования таблицами показан на примере выбора аккумуляторной батареи для подстанции 110/10 кВ с масляными выключателями.

Пример. Исходные данные: выключатель 110 кВ типа У-110-8 с приводом ШПЭ-44У-1; $I_{Сном} = 360$ А; $K_c = 0,8 U_{ном}$; $I_k = 300$ м; $I_1 = 100$ м; выключатель 10 кВ типа МГУ-20 с приводом ПЭ-31; $I_{Сном} = 155$ А; $K_c = 0,85$; $I_k = 140$ м; $I_1 = 60$ м; $I_{0,5} = 80$ А.

По табл. 2.228 для $I_{Сном} = 360$ А определяем $n = 10$.

Далее выбираем сечения кабеля и сравниваем варианты для числа элементов $n = 120, 128$ и 140 . Результаты расчетов сведены в табл. 2.232.

Принимаем вариант с $n = 120$ как наиболее выгодный.

Таблица 2.232. Результаты расчета примера

Данные	n		
	120	128	140
F' , мм ²	89,5	52,5	33
F_k , мм ²	268,5	157,5	99
Принятое сечение кабеля (см. табл. 2.240), мм ²	3 × 185	3 × 120	2 × 120
Расход свинца (см. табл. 2.242), т	4,5	4,8	5,3
Стоимость, руб.: аккумуляторной батареи (см. табл. 2.243) кабеля ААШв 400 м (см. табл. 2.244)	7200 1452	7600 1092	8300 892
Итого, руб.	8652	8692	9638

Сечение кабелей для РУ 10 кВ определяется по табл. 2.227 при $n = 108$, $F' = 186$ мм²; по (2.307) $F_k = 0,01 \cdot 140 \cdot 186 = 260,4$ мм², сечение кабеля принято по табл. 2.227 3 × 185 мм².

Установка аккумуляторных батарей. Установка кислотных аккумуляторных батарей из элементов типа СК должна производиться в отдельном помещении в соответствии с требованиями ПУЭ.

Установка в одном помещении щелочных и кислотных аккумуляторов не допускается.

Оцинковка выполняется голыми медными шишами на изоляторах типа ИАБ или ТФ-3. Отопление помещения аккумуляторной — электрическое при помощи трубчатых электронагревателей типа ТЭН-13. Стены, потолок и все металлоконструкции окрашивают кислотостойкой краской.

Для принудительной вентиляции при первоначальной формовке батареи, при заряде (формовке) после капитального ремонта и после контрольного разряда должен устанавливаться стационарный вытяжной вентилятор. При температуре наружного воздуха выше 10°C приток воздуха осуществляется через оконный проем, а при температуре до 10°C применяется невентарная передвижная вентиляционная установка с калорифером, подающая шлангом нагретый воздух через оконный проем. Перед включением зарядного устройства отключают электроды отопления помещения аккумуляторной.

2.98. ВЫБОР БЛОКОВ ПИТАНИЯ И КОНДЕНСАТОРОВ

Выбор блоков питания. Блок питания выбирают по максимальной мощности (минимальному сопротивлению) нагрузки, необходимой для надежной работы реле и электромагнитов отключения. Номинальное выходное напряжение рекомендуется 220 В, так как на это напряжение в основном рассчитаны применяемые типовые схемы управления, защиты и сигнализации.

Минимальное напряжение на выходе блока при нагрузке должно быть не ниже 80% номинального, и лишь в редких случаях (например, при работе автоматической частотной разгрузки АЧР) может быть допущено снижение напряжения до 70–75%.

На подстанциях, оборудованных устройствами АЧР, должны применяться стабилизированные блоки напряжения в связи с возможностью отказа в отключении при одновременном повышении частоты и напряжения.

Дальнейший выбор сводится к определению первичных тока и напряжения надежной работы и проверке обеспеченности питания оперативных цепей в любых возможных режимах работы подстанции и питающей энергосистемы.

Ток надежной работы — это ток, подаваемый на токовый блок, при котором выходное напряжение при данной нагрузке равно минимально допустимому.

Напряжение надежной работы — это напряжение, подаваемое на блок, при котором выходное напряжение при данной нагрузке равно минимально допустимому.

Выбор числа витков первичной обмотки блока типа БПЗ-402 производится следующим образом: вольт-амперная характеристика трансформатора тока (снятая экспериментально, взятая из паспортных данных или построенная расчетным путем) сравнивается с семейством вольт-амперных характеристик ненагруженного блока, снятых с первичной стороны (см. рис. 2.159), число витков первичной обмотки трансформатора блока выбирается таким образом, чтобы вольт-амперная характеристика трансформатора тока проходила выше вольт-амперной характеристики блока при токах более 5 А.

Определение первичного тока надежной работы блоков БПТ-1002 производится в следующем порядке:

1. Вольт-амперная характеристика трансформатора тока (снятая экспериментально, взятая из паспортных данных или построенная расчетным путем) сравнивается с семей-

вом вольт-амперных характеристик блоков при ХХ (см. рис. 2.162). Выбирается число витков блока таким образом, чтобы вольт-амперная характеристика трансформатора тока проходила выше вольт-амперной характеристики блока при токах более 5 А.

Рекомендуемое число витков для некоторых типов наиболее часто используемых трансформаторов тока приведено в табл. 2.233.

Выбранное число витков $w_{1\text{бл}}$ проверяется по уровню перенапряжений при максимальной кратности первичного тока таким образом, чтобы МДС $F_{\text{расч}}$ не превышала 24 750 А:

$$F_{\text{расч}} = 5m_{\text{max}}k_{\text{сх,бл}}w_{1\text{бл}} \leq 24\,750 \text{ А}, \quad (2.308)$$

где $m_{\text{max}} = I_{\text{max}}/I_{\text{ном}}$ — максимальная расчетная кратность первичного тока; I_{max} — максимальный расчетный ток, А, при трехфазном КЗ в режиме, при котором ток в блоке максимально возможный; $I_{\text{ном}}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока, А; $k_{\text{сх,бл}}$ — коэффициент схемы, равный 1 или $\sqrt{3}$ при включении блока на фазный ток или на разность фазных токов соответственно.

Если условие (2.307) не выполняется, необходимо уменьшить число витков $w_{1\text{бл}}$ таким образом, чтобы это условие было выполнено.

2. По кривым рис. 2.163 определяется МДС надежной работы (ампер-витки) $A_{\text{н,р}}$. Вторичный ток надежной работы, А, определяется по выражению

$$i_{\text{н,р}} = \frac{A_{\text{н,р}}}{w_{1\text{бл}}}. \quad (2.309)$$

3. Определяется первичный ток надежной работы, А, умножением вторичного тока надежной работы $i_{\text{н,р}}$ на коэффициент трансформации трансформатора тока $n_{\text{т}}$:

$$I_{\text{н,р}} = i_{\text{н,р}}n_{\text{т}}. \quad (2.310)$$

Если блок включается на трансформаторы тока, соединенные по схеме разности фазных токов, то вольт-амперная характеристика трансформаторов тока при тех же значениях напряжения будет иметь вдвое большие значения токов, а первичный фазный ток, А, надежной работы определяется по выражению

$$I_{\text{н,р}} = i_{\text{н,р}}n_{\text{т}} \frac{1}{\sqrt{3}}. \quad (2.311)$$

Полученный расчетный ток надежной работы должен быть с запасом меньше минимального тока при трехфазном КЗ в той точке сети, при повреждении в которой

Таблица 2.233. Рекомендуемые числа витков первичной обмотки насыщающегося трансформатора блока БПТ-1002

Тип трансформатора тока	Коэффициент трансформации	Число витков	Тип трансформатора тока	Коэффициент трансформации	Число витков
ТВТ-35М	150/5, 200/5	50	ТВ-220/25 (варианты исполнения 600, 1000, 2000 А)	200/5	100
	300/5	100		300/5	150
	400/5	125		Остальные	200
ТВТ-35/10	Остальные	200	ТВС-220/40	Остальные	200
	600/5	50	ТПОЛ-10	600/5, 1000/5	50
	750/5	75	(обмотка класса Р)	800/5, 1500/5	75
	1000/5	100	ТПЛ-10 (обмотка класса Р)	400/5	75
ТВТ-110 (варианты исполнения 300 и 600 А)	1500/5	150	ТВЛМ-10 (обмотка класса Р)	Остальные	50
	100/5	50		600/5, 1000/5	75
	150/5	75		800/5	100
	200/5	100		1500/5	125
ТВТ-110 (варианты исполнения 300 и 600 А)	300/5	175	ТПЛМ-10, ТПЛМУ-10 (обмотка класса Р)	300/5	50
	400/5, 600/5	200		400/5	75
	400/5	150		300/5	75
	Остальные	200		800/5, 1000/5	100
ТВТ-220	1500/5	125	ТФНД-35М, обмотка класса:	1500/5	125
	200/5	125		Р	
ТВДМ-35-1	Остальные	200	0,5	15-600/5	200
	200/5	50	Р	Остальные	200
	300/5	75	0,5		100
	400/5	100			200
ТВ-35/10, ТВ-35/25	600/5	125	ТФНД-110М, обмотка класса:		100
	200/5, 300/5	50		Р	
	400/5	75		50-600/5	150
ТВС-35/6,3	600/5	125	0,5		50
	150/5, 200/5	50	Р	400-800/5	200
	300/5	75	0,5		75
	400/5	100			200
ТВ-110/20, ТВ-110/50 (варианты исполнения 200, 300, 600, 1000 А)	100/5	50	ТПШЛ-10 (обмотка класса Р)	2000/5-5000/5	200
	150/5, 200/5	100			
	300/5	175			
	Остальные	200			

Таблица 2.234. Емкости конденсаторов для цепей отключения проводов

Тип привода	Характеристика отключающего электромагнита	Емкость, мкФ	Рекомендуемый тип блока конденсаторов
ПП-67, ПП-70, ШПКМ, ШПОМ, встроенный в выключатель ВПММ-10, ПЭ-11	220 В, 1-1,25 А	80	БК-402
ПЭ-3, ПС-31, ШПЭ-33, ШПЭ-44-1, ПЭВ-12, ПЭ-21	220 В, 2,5-5 А	200	БК-403
Пружинный привод выключателя ВМТ-110Б	220 В, 6 А	200	БК-403

остаточное напряжение в месте подключения блока напряжения равно напряжению надежной работы.

Следует иметь в виду, что при необходимости снижение тока надежной работы может быть достигнуто за счет последо-

вательного соединения двух вторичных обмоток трансформаторов тока.

Напряжение надежной работы блоков напряжения определяется в зависимости от сопротивления нагрузки и допустимого выходного напряжения по кривым рис. 2.160

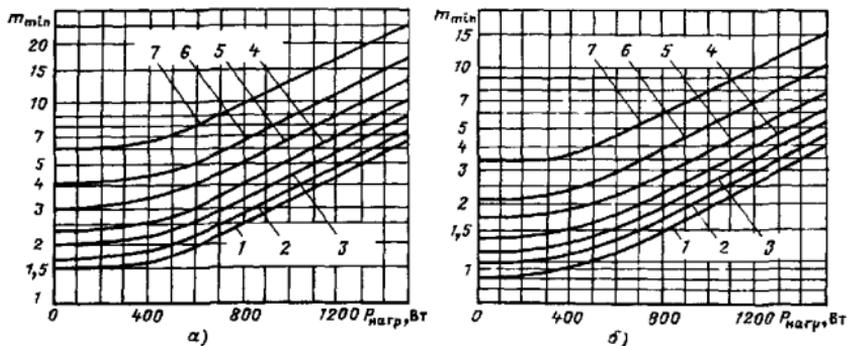


Рис. 2.171. Кривые минимальных кратностей первичного тока надежной работы комбинированного блока (БПТ-1002 совместно с БПНС-2) при трехфазном питании блока БПНС-2 при $U_{\text{вых}} = 0,85$, $U_{\text{ном,вых}} = \text{const}$:

$a - K_{\text{сх}} = 1$; $b - K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$; $1 - w_{16л} = 200$; $2 - w_{16л} = 175$; $3 - w_{16л} = 150$; $4 - w_{16л} = 125$, $5 - w_{16л} = 100$; $6 - w_{16л} = 75$; $7 - w_{16л} = 50$

и 2.168. Выходное напряжение при длительной нагрузке не должно превышать максимально допустимого напряжения на реле и аппаратах.

При питании оперативных цепей от комбинированного блока (токовый блок БПТ-1002 и блок напряжения БПНС-2) минимально допустимая кратность первичного тока надежной работы $m_{\text{мин}}$ может быть определена по кривым рис. 2.171 в зависимости от коэффициента схемы включения токового блока, выбранного числа витков $w_{16л}$ и нагрузки.

Надежность питания оперативных цепей обеспечивается, если соблюдено условие

$$m_{\text{расч,тп}} \geq m_{\text{мин}} \quad (2.312)$$

где $m_{\text{расч,тп}} = I_{\text{тп}}/I_{1л}$ — расчетная кратность трехфазного КЗ в расчетной точке в режиме работы системы, когда ток $I_{\text{тп}}$ в токовом блоке минимально возможный. Расчетной является точка сети, в которой установлен блок напряжения.

На подстанциях без выключателей на стороне высшего напряжения и при наличии на этой стороне трансформаторов напряжения питание оперативных цепей может осуществляться только от блоков напряжения БПНС-2, если соблюдено условие

$$x_{\text{с,тп}} \leq 0,9 x_{\text{т,тп}} \quad (2.313)$$

где $x_{\text{с,тп}}$ — сопротивление прямой последовательности питающей системы в минимальном режиме ее работы; $x_{\text{т,тп}}$ — сопротивление рассеяния трансформатора при крайнем

минусовом положении регулятора напряжения.

Возможность такого питания определяется высокими остаточными напряжениями на стороне высшего напряжения трансформаторов при КЗ на стороне среднего или низшего напряжения, включением защит трансформатора на встроены трансформаторы тока и возможностью неучета трехфазных КЗ на стороне высшего напряжения в баке трансформатора (в масле), что подтверждено опытом эксплуатации.

Расчет в этом случае сводится к определению нагрузки на блок напряжения, которая не должна превышать значений, приведенных в табл. 2.224, как в нормальном режиме, так и в аварийных режимах при действии защит и автоматики (АЧР и т. п.).

Выбор конденсаторов. Необходимая для отключения привода энергия заряда конденсатора, Вт·с,

$$E = \frac{1,25 U_{\text{ном}}^2}{R} \quad (2.314)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение отключающего электромагнита, В; R — сопротивление катушки отключающего электромагнита, Ом; t — время отключения привода, с.

Необходимая емкость конденсатора, мкФ,

$$C = \frac{2E \cdot 10^6}{U} \quad (2.315)$$

где U — напряжение на конденсаторе, В (при заряде от блока БПЗ-401 принимается равным 320 В).

Рекомендуемые емкости конденсаторов

для приводов разных типов приведены в табл. 2.234.

2.99. СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

На подстанциях с постоянным оперативным током устанавливается, как правило, одна аккумуляторная батарея 220 В, схема включения которой приведена на рис. 2.172.

Батарея нормально работает в режиме постоянного подзаряда без элементного коммутатора при стабильном напряжении 2,15 В на элемент, без периодических уравнительных перезарядов и тренировочных разрядов.

Щит постоянного тока имеет главные (силовые) шины ШП и шины управления ШУ.

Для аккумуляторной батареи из 108 элементов ШП состоит из шин «+» и «-», при большем числе элементов добавляется шинка «-» повышенного напряжения.

Шинка «+» присоединяется к плюсу

аккумуляторной батареи, шина «-» — к минусу 108-го элемента, шина «-» — к минусу 120, 128 или 140-го элемента.

К шинкам ШП подключаются сеть аварийного освещения, резервный агрегат связи и цепи питания электромагнитов включения приводов масляных выключателей 6–35 кВ, дающих толчковые токи до 200 А. Шинка повышенного напряжения используется для подключения линий питания электромагнитов включения приводов масляных выключателей 110 кВ и выше.

Шинку ШУ в режиме постоянного подзаряда присоединены к 108 элементам батареи. При дозарядке батареи при напряжении 2,3 В на элемент шинки ШУ должны переключаться на 100 элементов во избежание повышения напряжения на них выше 1,05 минимального. Шинка «+» ШМ предназначена для подключения цепей сигнальных ламп положения выключателей.

Регулируемое (балластное) сопротивление RR служит для обеспечения одинакового заряда, подзаряда и разряда как основ-

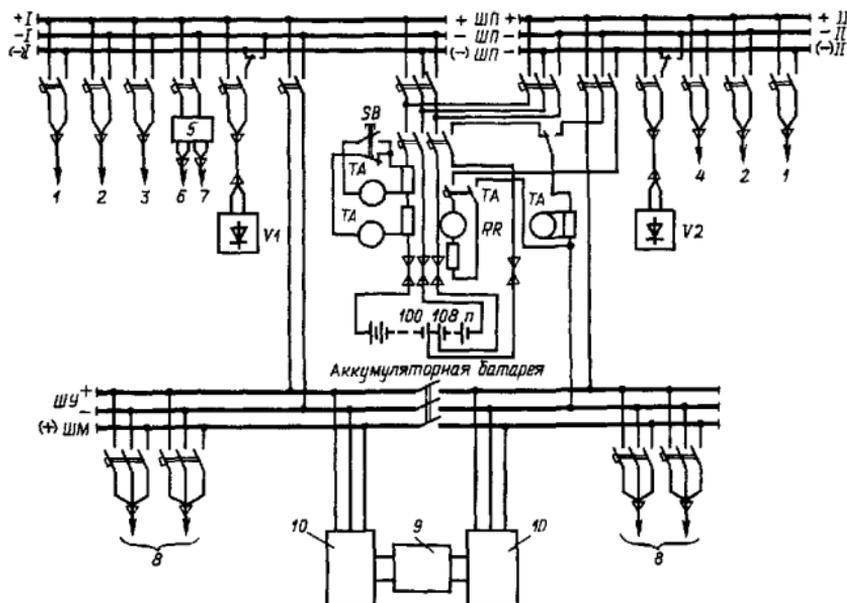


Рис. 2.172. Схема включения аккумуляторной батареи:

1 — электромагниты приводов выключателей 110 кВ и выше, 2 — электромагниты приводов выключателей 35–6 кВ; 3 — резервный агрегат связи; 4 — лаборатория; 5 — блок переключения аварийного освещения, 6 — ввод от шита переменного тока 380/220 В; 7 — аварийное освещение, 8 — управление, защита, сигнализация и автоматика; 9 — контроль изоляции; 10 — контроль уровня напряжения к мигающий свет

ных ($n = 100, 108$), так и дополнительных (при $n = 120, 128, 140$) элементов. В качестве балластного сопротивления используется регулятор возбуждения РЗВ-41 на 40 А, 4,5 кВт со 100 ступенями сопротивления и с приводом.

Для дублирования питания ответственных потребителей постоянного тока и улучшения условий эксплуатации каждая система шин шита постоянного тока разделена на две секции, связанные между собой рубильниками. В качестве зарядно-подзарядных агрегатов применены стабилизированные выпрямительные агрегаты $V1, V2$ (один рабочий, другой резервный).

Для повышения надежности питания потребители оперативного постоянного тока разделяют на группы (сеть питания электромагнитов включения; сеть управления, защиты и автоматики; сеть сигнализации и т. п.), каждая из которых подключается не менее чем двумя взаимно резервируемыми линиями к разным секциям шин шита постоянного тока.

Сеть питания электромагнитов включения приводов масляных выключателей 110 кВ и выше должна быть запроектирована так, чтобы расчетная длина кабеля l_k до наиболее удаленного выключателя в наиболее неблагоприятном ремонтном режиме не увеличивалась значительно по сравнению с нормальной схемой.

При однорядном расположении выключателей оба кабеля магистрали заводятся в каждый шкаф питания приводов, а при двухрядном расположении выключателей предусматриваются перемычки между рядами, количество которых определяется расчетом.

2.100. СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПЕРЕМЕННЫМ И ВЫПРЯМЛЕННЫМ ОПЕРАТИВНЫМ ТОКОМ. КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ

Схема питания переменным оперативным током цепей управления, сигнализации и автоматики РУ с двумя секциями шин и пружинными приводами выключателей приведена на рис. 2.173. Питание осуществляется от двух секций шита собственных нужд 380/220 В или 3×220 В через два стабилизатора напряжения ($TS1, TS2$) — один рабочий, другой резервный с автоматическим замещением на стороне стабилизированного напряжения 220 В. Мощность стабилизатора выбирается по максимальной нагрузке в аварийном режиме, например, при работе газовой защиты трансформатора — на отключение всех его выключателей. Для пони-

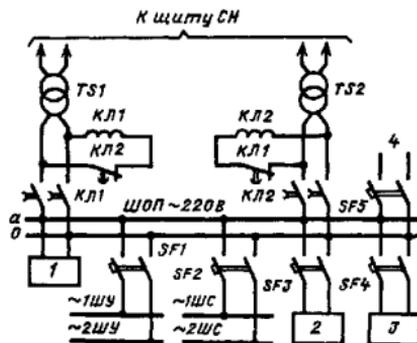


Рис. 2.173. Схема питания переменным оперативным током:

1 — измерение напряжения и контроль изоляции; 2 — телемеханика; 3 — связь; 4 — резерв; 1ШУ, 2ШУ — шины управления; 1ШС и 2ШС — шины сигнализации; $TS1, TS2$ — стабилизаторы напряжения; $KL1, KL2$ — реле промежуточные РП-256; $SF1-SF5$ — выключатели автоматические АП-50

тельных подстанций 35—220 кВ с двухобмоточными трансформаторами может быть принят стабилизатор типа С-1,7 мощностью 1,7 кВ·А, для подстанций с трехобмоточными трансформаторами типа С-3 — мощностью 3 кВ·А. На выходе стабилизаторов напряжения создаются шины оперативного питания (ШОП).

Стабилизаторы напряжения предназначены для:

- поддержания необходимого напряжения оперативных цепей при работе АЧР, когда возможно одновременное снижение частоты и напряжения;
- разделения оперативных цепей и остальных цепей собственных нужд подстанции (освещение, вентиляция, сварка и т. д.), что существенно повышает надежность оперативных цепей.

Схема питания выпрямленным оперативным током. РУ с двумя секциями шин и с электромагнитными приводами выключателей приведена на рис. 2.174. Для питания цепей управления, защиты и автоматики предусмотрены блоки стабилизированного напряжения БПНС-2 и токовые блоки БПТ-1002 с выпрямленным напряжением 220 В по 1 шт. на каждую секцию.

Блок БПНС-2 обеспечивает надежное питание при удаленных трехфазных и любых несимметричных КЗ. При близких трехфазных КЗ питание обеспечивается от одного токового блока БПТ-1002, включенного на трансформатор тока средней фазы ввода. Вы-

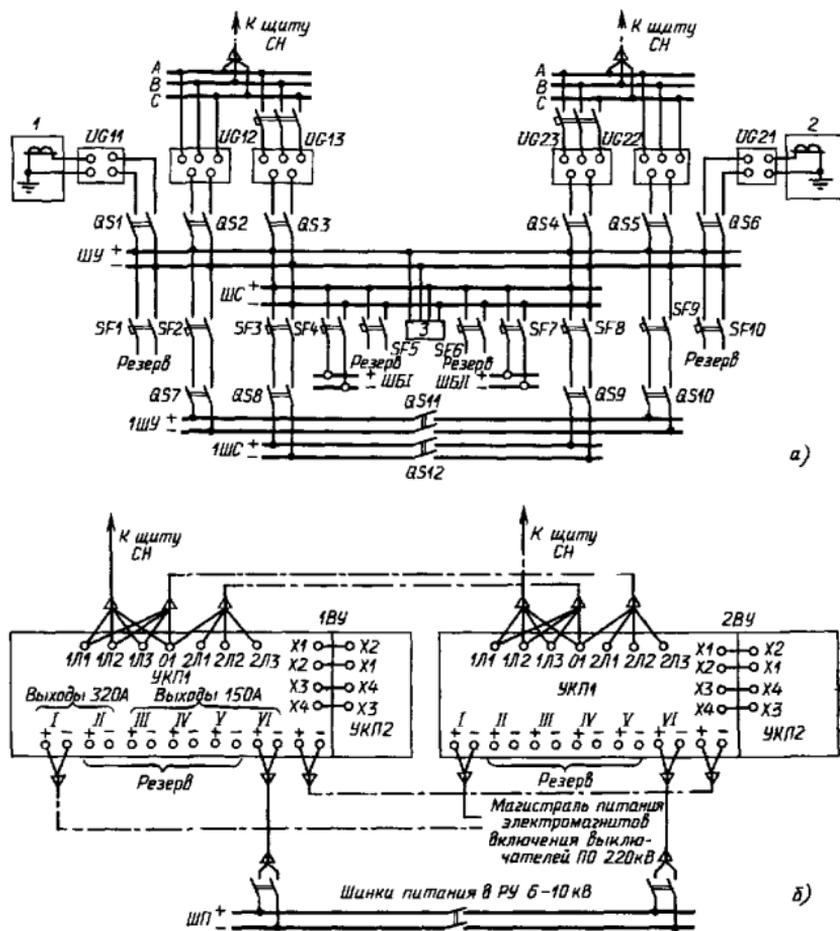


Рис. 2.174. Схема питания выпрямленным оперативным током:

а — питание цепей управления и защиты (ШУ), сигнализации (ШС) и блокировки (ШБ); б — питание цепей электромагнитов включения (ШП); 1, 2 — трансформаторы тока, 3 — измерение и контроль изоляции; УГ13, УГ23 — блоки питания напряжения БПН-1002; УГ12, УГ22 — блоки питания стабилизированным напряжением БПНС-2; УГ11, УГ21 — блоки питания токовые БПТ-1002; 1ВУ, 2ВУ — силовой выпрямитель с распределительным устройством (УКП1) и индукционным накопителем (УКП2)

ходы постоянного тока блоков питания обеих секций соединяются параллельно на шинках управления \pm ШУ панели выпрямленного тока. Питание шинок \pm ШУ в РУ осуществляется кабелями, подключаемыми к шинкам \pm ШУ панели выпрямленного тока через автоматические выключатели. Шинки \pm ШУ секционируются по числу секций шин

РУ. Питание цепей сигнализации (шинки \pm ШС на панели выпрямленного тока и \pm ШС в РУ) и блокировки (шинки \pm ШБ, — ШБ1) осуществляется от отдельных блоков напряжения БПН-1002. Такая схема позволяет отделить цепи защиты, управления и автоматики от других цепей, что существенно повышает их надежность.

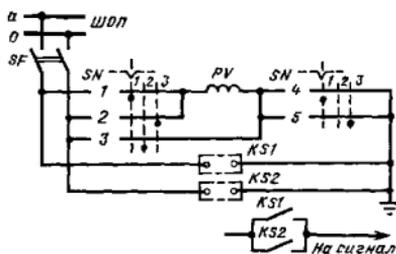


Рис. 2.175. Схема контроля изоляции цепей переменного операционного тока

Для питания цепей электромагнитов включения выключателей предусмотрены комплекты устройств типа УКП. Число устройств УКП принимается равным числу секций шин РУ. Питание на шинки \pm ШП в РУ 6–10–35 кВ с выключателями, электромагниты включения которых потребляют ток до 150 А, подается через индукционные накопители УКП2. Питание в магистраль электромагнитов включения масляных выключателей 110 кВ и выше подается с выходов «320 А» силового выпрямителя УКП1. Устройства УКП соединяются параллельно на стороне выпрямленного напряжения, чем обеспечивается практически независимое питание при включении на короткое замыкание.

При проектировании РУ и подстанций на выпрямленном операционном токе необходимо учитывать следующее:

1. Токвые блоки обеспечивают надежную работу при определенных минимальных значениях первичных токов трансформаторов тока. Поэтому обязательно должна проводиться проверка обеспечения надежной работы блоков в защищаемой сети (см. § 2.108).

2. Отключение электродвигателей 10(6) кВ при действии защиты минимального напряжения должно выполняться с помощью предварительно заряженных конденсаторов, так как при исчезновении напряжения блок напряжения не обеспечит питания цепей защиты.

3. Пульсации выпрямленного напряжения на выходе блоков питания превышают 5%, в связи с чем должны приниматься специальные меры для обеспечения надежной работы устройств, чувствительных к пульсациям (например, защиты с полупроводниковыми элементами, реле РИС-Э2М и т. п.).

Для сглаживания пульсаций используют-

ся сглаживающие фильтры, поставляемые в комплекте блоков питания БПС-2.

Контроль изоляции цепей операционного тока. Изоляция аппаратуры, применяемой во вторичных цепях, должна соответствовать нормам, определяемым рабочим напряжением источника операционного тока, питающего данные цепи.

Контроль изоляции цепей операционного постоянного и переменного тока должен предусматриваться на каждом независимом источнике, не имеющем заземления. Контроль изоляции может не выполняться при неразветвленной сети операционного тока (например, при применении схем с индивидуальными блоками питания). Устройство контроля изоляции должно обеспечивать подачу сигнала при снижении сопротивления изоляции ниже установленного значения, а на постоянном (выпрямленном) токе — также измерение сопротивления изоляции полюсов.

Схема контроля изоляции цепей переменного тока приведена на рис. 2.175.

Контроль осуществляется при помощи двух реле напряжения $KS1$ и $KS2$ типа РН-54/160 и вольтметра PV . В нормальном режиме сопротивление изоляции фаз по отношению к земле $r_{n1} = r_{n2}$ и к каждому реле приложена половина напряжения; при выборе соответствующей уставки $U_{cp} > 0,5U_{ном}$ реле не сработают. При нарушении изоляции одной фазы ее сопротивление относительно земли снижается (например, $r_{n1} < r_{n2}$). В этом случае на реле $KS2$ напряжение станет больше напряжения уставки, реле сработает и подаст сигнал. Поочередным подключением вольтметра PV переключателем SN между фазой и землей находится поврежденная фаза.

Схема контроля изоляции постоянного (выпрямленного) операционного тока приведена на рис. 2.176.

Схемой предусмотрено:

а) измерение напряжения на шинах и каждого полюса по отношению к «земле» с помощью вольтметра $PV1$;

б) измерение эквивалентного сопротивления изоляции полюсов по отношению к «земле» с помощью вольтметра с двусторонней шкалой $PV2$;

в) автоматическая сигнализация при нарушении изоляции одного полюса с помощью реле KS типа РН-51/М78.

Работа схемы контроля и измерения сопротивления изоляции основана на принципе моста, плечами которого являются сопротивления потенциометра P и изоляции полюсов, а диагональю — обмотка реле KS или вольтметра $PV2$ (рис. 2.176, б).

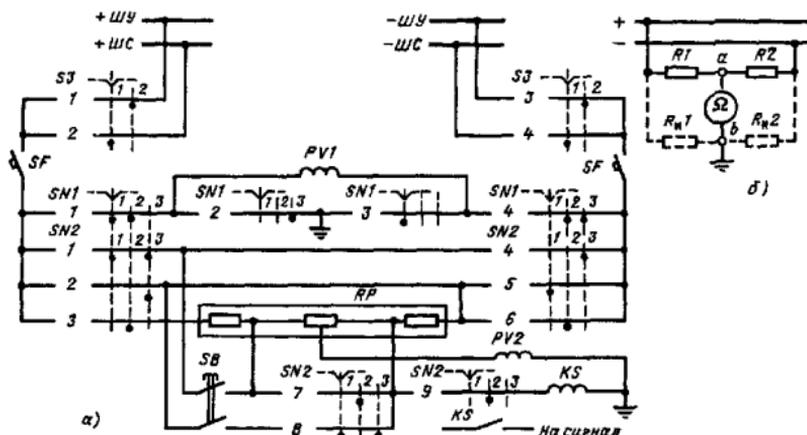


Рис. 2.176. Схема контроля изоляции цепей постоянного (выпрямленного) оперативного тока;

а — принципиальная схема; б — схема замещения

Если изоляция полюсов относительно земли одинакова, то напряжение между точками моста *a* и *b* отсутствует и ток через прибор и реле не протекает. При уменьшении сопротивления одного полюса равновесие моста нарушается, реле срабатывает и подает сигнал.

Н. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

2.101. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Распределительные сети 6–220 кВ промышленных предприятий обычно имеют простую конфигурацию и выполняются, как правило, радиальными или магистральными. Силовые трансформаторы подстанций на стороне низшего и среднего напряжения обычно работают раздельно. В некоторых случаях применяется параллельная работа трансформатора. Поэтому промышленные электросети и электроустановки для своей защиты от повреждений и аномальных режимов в большинстве случаев не требуют сложных устройств релейной защиты. Вместе с тем особенности технологических процессов и связанные с ними условия работы и электрические режимы электроприемников и распределительных сетей могут предъявлять повышенные требования к быстродействию, чувствительности и селективности

устройств релейной защиты, к их взаимодействию с сетевой автоматикой: автоматическим включением резервного питания (АВР), автоматическим повторным включением (АПВ), автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

При проектировании релейной защиты и автоматики должны учитываться:

схема первичных соединений сетей и подстанций промышленного предприятия и проектируемого узла нагрузки;

необходимый уровень надежности электроснабжения электроприемников, их режимы работы, включая переходные; технические требования, предъявляемые к защите электрооборудования (преобразовательных агрегатов, электродвигателей, трансформаторов и т. п.);

технические требования энергосистемы; возможные виды повреждений и аномальных режимов работы электрооборудования и сетей, виды и уставки устройств релейной защиты и автоматики на смежных к проектируемому участкам сетей.

Особое внимание должно быть обращено на комплексное решение вопросов эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всего узла нагрузки, начиная с выбора видов и расчета уставок проектируемых устройств и кончая правильным их подключением к цепям оперативного тока, к цепям управления коммутационными аппаратами, к трансформаторам тока и напряжения.

В промышленных электроустановках широкое применение находят устройства релейной защиты и автоматики с реле косвенного действия, использующие постоянный или выпрямленный оперативный ток. Реже применяется переменный оперативный ток. Как правило, используются устройства, выполненные с электромеханическими или полупроводниковыми реле. Начали применяться комплекты устройств релейной защиты и автоматики с измерительными и функциональными органами на интегральных микросхемах.

Переход к параметрам срабатывания измерительных реле осуществляется по формулам

$$I_{c.p} = \frac{I_{c3} k_{cx}}{K_I}; \quad U_{c.p} = \frac{U_{c3}}{K_U}$$

где I_{c3} и U_{c3} — значения соответственно тока и напряжения срабатывания защиты; k_{cx} — коэффициент схемы, равный 1 при включении реле тока на ток фазы и равный $\sqrt{3}$ при включении реле на разность токов двух фаз в симметричном трехфазном режиме; K_I и K_U — коэффициенты трансформации соответственно трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

2.102. ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Общие положения. Для трансформаторов, устанавливаемых в сетях напряжением 6 кВ и выше, должны предусматриваться устройства релейной защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах, однофазных коротких замыканий в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью, витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках при внешних КЗ и перегрузках, понижения уровня масла в маслонаполненных трансформаторах и в маслонаполненных вводах трансформаторов.

Примеры выполнения схем защиты приведены на рис. 2.177, 2.178.

Защита от повреждений внутри кожуха и от понижения уровня масла. Тип защиты — газовая, реагирующая на образование газов, сопровождающих повреждение внутри кожуха трансформатора, в отсеке переключателя отпаек устройства регулирования коэффициента трансформации (в отсеке РПН), в приставных кабельных вводах непосредственного подключения к маслонаполненным кабелям 110–220 кВ, а также действующая при чрезмерном понижении уровня масла.

В качестве реле защиты в основном используются газовые реле. Для трансформаторов с глухими кабельными вводами таких реле четыре (по одному для кожуха трансформатора и отсека РПН) и для маслонаполненных вводов три (по одному на каждую фазу). При наличии двух контактов газового реле защита действует в зависимости от интенсивности газообразования на сигнал или на отключение.

Типовыми схемами защиты предусматривается в соответствии с требованиями ПУЭ возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме реле отсека РПН) на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающего контактов реле. Газовое реле отсека РПН должно действовать только на отключение.

На трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям, и на внутрицеховых трансформаторах номинальной мощностью до 2500 кВ·А допускается выполнение газовой защиты с действием только на сигнал, когда прокладка кабеля от отключающего контакта газового реле до выключателя линии, питающей трансформатор, экономически нецелесообразна, например из-за существенной (более 100 м) удаленности трансформатора от выключателя или при магистральном питании группы цеховых трансформаторов 10(6)/0,4 кВ.

При выполнении газовой защиты с действием на отключение принимаются меры для обеспечения надежного отключения выключателей трансформатора при кратковременном замыкании соответствующего контакта газового реле.

Установка газовой защиты обязательна для всех трансформаторов, номинальная мощность которых 6,3 МВ·А и более, а также для внутрицеховых понижающих трансформаторов номинальной мощностью 630 кВ·А и более. Допускается предусматривать газовую защиту и для трансформаторов номинальной мощностью 1–4 МВ·А.

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена и с помощью реле давления, а защита от понижения уровня масла — реле уровня в расширителе трансформатора.

Защита от повреждений на выводах и от внутренних повреждений трансформатора. Типы защиты. 1. Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение поврежденного трансформатора от неповрежденной

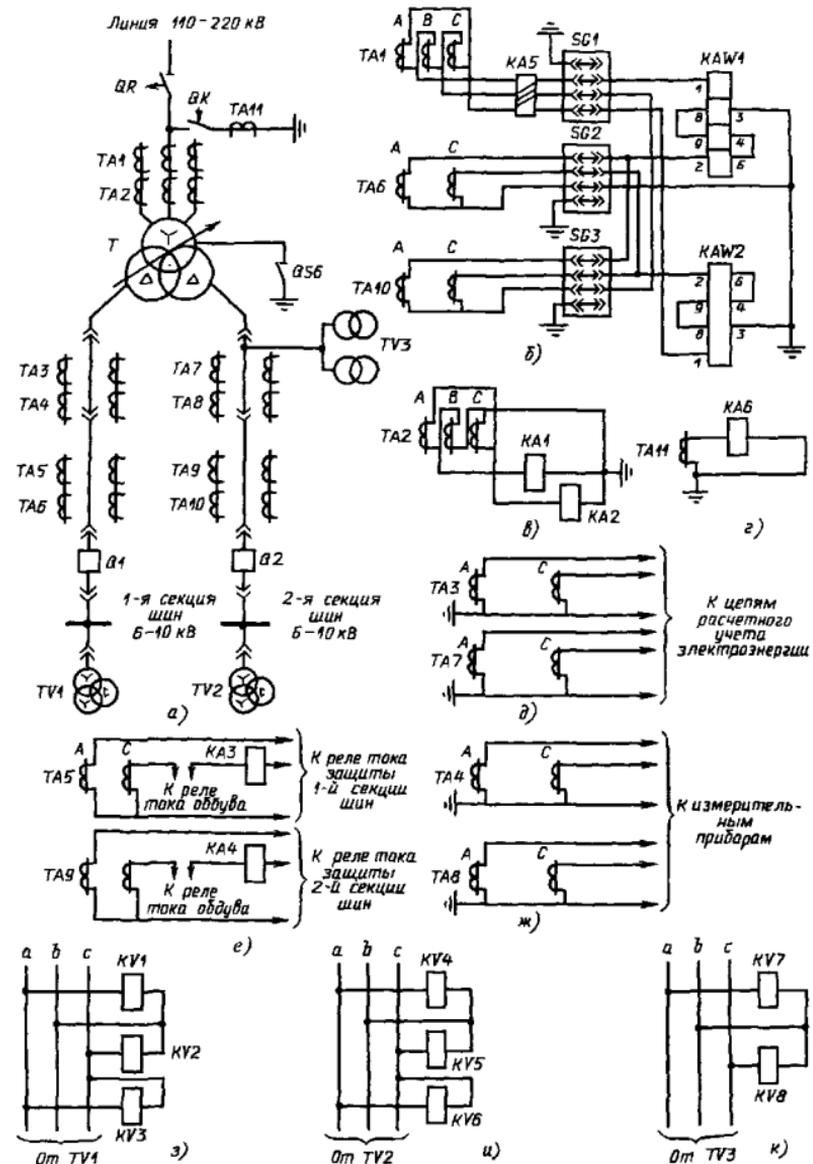


Рис. 2.177. Принципиальная схема релейной защиты трансформатора 110-220/6-10/6-10 кВ:

а - поясняющая схема; б - токовые цепи дифференциальной защиты; в - токовые цепи максимальной токовой защиты; г - цепи реле контроля тока в цепи короткозамыкателя; д - трансформаторы тока для расчетного учета электроэнергии; е - токовые цепи защиты от перегрузки; ж - трансформаторы тока для измерительных приборов; з - цепи напряжения защиты шин 1-й секции; и - цепи напряжения защиты шин 2-й секции; к - цепи реле напряжения, используемых в схеме управления отделителя

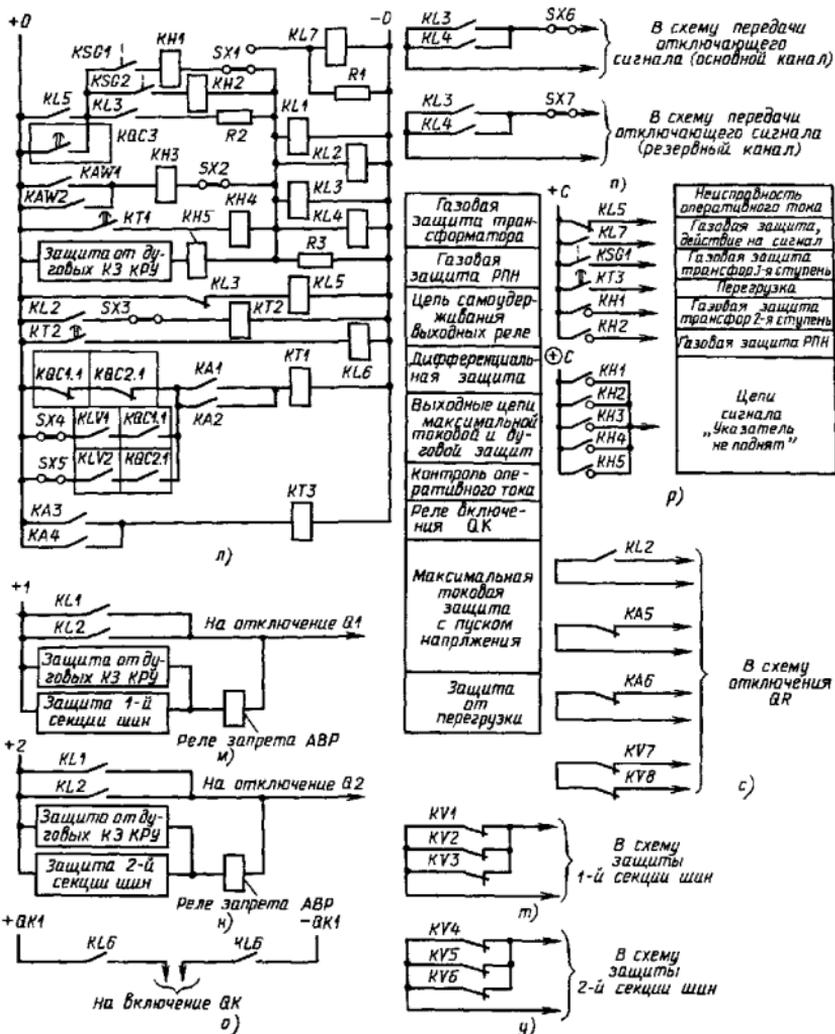


Рис. 2.178. Цепи управления и защиты трансформатора 110-220/6-10/6-10 кВ:

л - цепи оперативного тока защиты трансформатора; м, н - цепи отключения выключателей со стороны НН трансформатора; о - цепь включения короткозамыкателя; п - цепи контактов, используемых в схеме передачи отключающего сигнала; р - цепи сигнализации; с - контакты, используемые в схеме отключения отделителя; т, у - контакты, используемые в схеме защиты шин; Т - трансформатор; ОР - отделитель; ОК - короткозамыкатель; QSG - заземляющий развешиватель, Q1, Q2 - выключатели; ТА1 - ТА11 - трансформаторы тока; TV1 - TV3 - трансформаторы напряжения; SG1 - SG3 - испытательные блоки; KAW1, KAW2 - реле типа ДЗТ-11; KA1 - KA4, KA6 - реле тока типа РТ-40; KA5 - реле гока типа РТ-40/Р; KV1 - KV6 - реле напряжения типа РН-54/160; KV7, KV8 - реле напряжения типа РН-53/60Д; KSG1, KSG2 - контакты газовых реле; KT1 - KT3 - реле времени; KL1 - KL6 - реле промежуточные, SX1 - SX7 - накладки контактные; KN1 - KN5 - реле указательные; R1 - R3 - резисторы; KQC3 - контакт реле положения отделителя «включено»; KQC1.1, KQC2.1 - контакты реле-повторителей пусковых органов напряжения защиты 1-й и 2-й секций шин соответственно

части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей.

2. Двухступенчатая максимальная токовая защита, устанавливаемая со стороны питания.

Защита от повреждений внутри трансформатора и на его выводах может осуществляться предохранителями, установленными на стороне высшего напряжения. Применение предохранителей не рекомендуется, когда в составе нагрузки трансформатора имеются электродвигатели, для которых может оказаться опасным длительный неполнофазный режим, возникший из-за перегорания предохранителя в одной фазе.

Продольная дифференциаль-

ная токовая защита без выдержки времени выполняется на трансформаторах номинальной мощностью 6,3 МВ·А и более, а также на трансформаторах номинальной мощностью 4 МВ·А, если они работают параллельно на шины низшего напряжения (в целях селективного отключения поврежденного трансформатора). Защита может применяться и на трансформаторах меньшей мощности (но не менее 1000 кВ·А), если выполняется хотя бы одно из двух условий:

токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с;

трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

Таблица 2.235. Исходные данные и выбор трансформаторов тока

Параметры	Формулы	Стороны напряжения	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном, ср}}}$	$I_{\text{ном ВН}}$	$I_{\text{ном НН}}$
Схема соединения трансформаторов тока	—	Д	У
Коэффициент схемы включения реле защиты	$k_{\text{сх}}$	$\sqrt{3}$	1
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{\text{расч}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{ном}}}{I_{\text{ном, тт}}}$ $I_{\text{ном, т, т}}$ — номинальный вторичный ток трансформаторов тока	$\frac{\sqrt{3} I_{\text{ном ВН}}}{I_{\text{ном, т, т}}}$	$\frac{I_{\text{ном НН}}}{I_{\text{ном, т, т}}}$
Принятый коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I	$K_{I \text{ВН}}$	$K_{I \text{НН}}$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{\text{ном, в}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{ном}}}{K_I}$	$\frac{\sqrt{3} I_{\text{ном ВН}}}{K_{I \text{ВН}}}$	$\frac{I_{\text{ном НН}}}{K_{I \text{НН}}}$
Максимальное значение тока в обмотках трансформатора при внешнем трехфазном КЗ (для определения небаланса при внешнем КЗ)	$I_{\text{кmax}}^{(3)}$	—	—
Минимальное значение тока в обмотках трансформатора при трехфазном КЗ на выводах НН: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$I_{\text{кmin1}}^{(3)}$ $I_{\text{кmin2}}^{(3)}$	— —	— —

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются со всех сторон защищаемого трансформатора.

Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток У/Д, вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения — в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Для трехобмоточных трансформаторов со схемой соединения обмоток $U_n/U_n/D$ принимается трехрелейная схема, причем вторичные обмотки трансформаторов тока на сторонах высшего и среднего напряжений соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения — в полную звезду. Этим устраняется недостаток трехрелейных схем с соединением вторичных обмоток на стороне низшего напряжения в неполную звезду, заключающийся в возможности неправильного срабатывания защиты в переходном режиме вследствие протекания двухполярного тока небаланса, проходящего в реле фазы В в результате суммирования токов небаланса фаз А и С.

Выбор коэффициента трансформации трансформаторов тока и схем их соединения для различных сторон защищаемого трансформатора производится в порядке, изложенном в табл. 2.235.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением реле тока, обладающих улучшенной остротой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса. Рекомендуется использовать реле с торможением типа ДЗТ-11 или комплект защиты типа ДЗТ-21 (рис. 2.179). При наличии токоограничивающих реакторов на стороне низшего (или среднего) напряжения для опре-

деления места КЗ (реактор или трансформатор) целесообразно независимо от того, какую чувствительность имеет дифференциальная защита трансформатора к КЗ на выводах реактора, выполнять отдельные дифференциальные защиты реакторов.

Дифференциальная защита трансформатора с реле ДЗТ-11 выполняется так, чтобы при внутренних повреждениях трансформатора торможение было минимальным или совсем отсутствовало. Поэтому тормозная обмотка реле обычно подключается к трансформатором тока, установленным на стороне низшего (или низшего и среднего) напряжения трансформатора. Определение уставок и чувствительности защиты производится в соответствии с табл. 2.236. Типовые уставки защиты для двухобмоточных трансформаторов, наиболее часто устанавливаемых на подстанциях промышленных предприятий, даны в табл. 2.237.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учетом влияния на ток, протекающий в реле, регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности — 2.

При КЗ за токоограничивающим реактором на стороне низшего напряжения допускается снижение коэффициента чувствительности дифференциальной защиты до 1,5.

Блок-схема одной фазы комплекта дифференциальной защиты типа ДЗТ-21 показана на рис. 2.180.

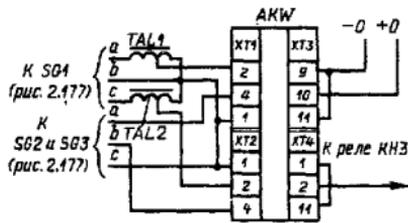


Рис. 2.179. Схема подключения комплекта защиты типа ДЗТ-21:

АКВ — комплект защиты типа ДЗТ-21; ТАЛ1; ТАЛ2 — автотрансформаторы тока типа АТ-31

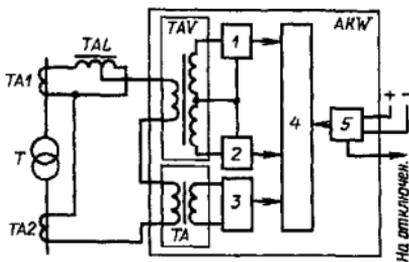


Рис. 2.180. Вспомогательная схема одной фазы комплекта защиты типа ДЗТ-21:

1 — блок дифференциальной отсечки; 2 — блок торможения 2-й гармоники; 3 — блок торможения от токов плеч; 4 — реагирующий орган; 5 — блок питания и управления; Т — защищаемый трансформатор; ТА1, ТА2 — трансформаторы тока; ТАЛ — автотрансформатор тока типа АТ-31; АКВ — комплект защиты типа ДЗТ-21; ТАВ — трансреактор; ТА — трансформатор тока в комплекте ДЗТ-21

Таблица 2.236. Определение уставок и чувствительности продольной дифференциальной защиты трансформатора с реле типа ДЗТ-11

Параметры	Формулы
Первичный ток срабатывания защиты из условия отстройки от броска тока намагничивания, А	$I_{с,з} = 1,5 I_{ном,ВН}$
Расчетный ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН, А	$I_{с,р} = \frac{\sqrt{3} I_{с,з}}{K_{ТВН}}$
Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН: расчетное принятое	$w_{ВН,расч} = 100 / I_{с,р}$ $w_{ВН} \leq w_{ВН,расч}$
Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН: расчетное принятое	$w_{НН,расч} = \frac{w_{ВН} I_{ном,ВН}}{I_{ном,НН}}$ $w_{НН}$ — ближайшее к $w_{НН,расч}$ целое число
Число витков тормозной обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН: расчетное принятое	$w_{т,расч} = \left(\epsilon + \Delta u + \frac{w_{НН} - w_{НН,расч}}{w_{НН,расч}} \right) \frac{1,5 w_{НН}}{\operatorname{tg} \alpha}$, где $\epsilon = 0,1$; Δu — относительная погрешность, обусловленная РПН, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения; α — угол наклона касательной к тормозной характеристике реле типа ДЗТ-11; $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$ $w_{т} > w_{т,расч}$, выбирается из ряда чисел 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24
Минимальное значение тока в реле при двухфазном КЗ на выводах НН: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$I_{р1} = 1,5 I_{кmin}^{(3)} / K_{ТВН}$ $I_{р2} = 1,5 I_{кmin2} / K_{ТВН}$ Значения токов $I_{кmin}^{(3)}$ и $I_{кmin2}^{(3)}$ из табл. 2.235
Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ на выводах НН: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$k_{ч1} = \frac{I_{р1} w_{ВН}}{100} \geq 2$ $k_{ч2} = \frac{I_{р2} w_{ВН}}{100} \geq 1,5$

Задачей расчета защиты является выбор номеров ответвлений трансреактора ТАУ, автотрансформаторов тока ТАЛ, приставки (при необходимости) и промежуточных трансформаторов тока ТА цепей торможения, а также определение относительного минималь-

ного тока срабатывания $I_{срmin}$ при отсутствии торможения, уставки начала торможения $I_{*торм,нач}$ и коэффициента торможения $k_{торм}$. Методика расчетов приведена в [2.55]. Особенности принципов, в соответствии с

Таблица 2.237. Типовые установки релейных защит двухобмоточных трансформаторов

Данные защищаемого трансформатора			Данные трансформаторов тока				Уставки реле типа ДЗТ-11 дифференциальной защиты			Уставка реле типа РТ-40/10 максимальной токовой защиты на стороне ВН с пуском напряжения, А	Минимальное значение тока на стороне ВН при КЗ на стороне НН, соответствующее требованиям чувствительности, А					
Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Схема соединений на стороне		Коэффициент трансформации (K _T) на стороне		*ВН	*НН	*Г		на среднем ответвлении РПН	на крайнем ответвлении РПН			
		U _{ВН}	U _{НН}	ВН	НН	ВН	НН									
ТДН	16	115	6,6; 11	Д	У	150/5	1500/5	14	14	11	7	287	214			
	ТРДН	25	115	6,3—6,3	Д	У—У	300/5	1500/5	18	9	9	5,5	446	334		
10,5—10,5				Д	У—У	300/5	1000/5	18	9	9	5,5	446	334			
6,6—6,6				Д	У—У	300/5	1500/5	18	9	7	5,5	446	334			
11—11				Д	У—У	300/5	1000/5	18	10	9	5,5	446	334			
6,3/6,3				Д	У	300/5	3000/5	18	17	11	5,5	446	334			
10,5/10,5				Д	У	300/5	1500/5	18	14	11	5,5	446	334			
6,6/6,6				Д	У	300/5	3000/5	18	18	13	5,5	446	334			
11/11				Д	У	300/5	1500/5	18	16	11	5,5	446	334			
ТРДН				32	115	6,3—6,3	Д	У—У	300/5	3000/5	14	13	11	7	574	428
						10,5—10,5	Д	У—У	300/5	2000/5	14	15	11	7	574	428
	6,6—6,6	Д	У—У			300/5	3000/5	14	14	11	7	574	428			
	11—11	Д	У—У			300/5	2000/5	14	16	11	7	574	428			
	6,3/6,3	Д	У			300/5	4000/5	14	18	13	7	574	428			
	10,5/10,5	Д	У			300/5	2000/5	14	15	11	7	574	428			
	6,6/6,6	Д	У			300/5	4000/5	14	18	13	7	574	428			
	11/11	Д	У			300/5	2000/5	14	16	11	7	574	428			
	ТРДН	40	115			6,3—6,3	Д	У—У	400/5	3000/5	15	11	9	6,5	712	536
						10,5—10,5	Д	У—У	400/5	2000/5	15	12	9	6,5	712	536
6,6—6,6				Д	У—У	400/5	3000/5	15	11	9	6,5	712	536			
11—11				Д	У—У	400/5	2000/5	15	12	9	6,5	712	536			
6,3/6,3				Д	У	400/5	4000/5	15	14	11	6,5	712	536			
10,5/10,5				Д	У	400/5	3000/5	15	18	13	6,5	712	536			
6,6/6,6				Д	У	400/5	4000/5	15	15	11	6,5	712	536			
11/11				Д	У	400/5	3000/5	15	19	13	6,5	712	536			
ТРДЦН, ТРДЦНК				63	115	6,3—6,3	Д	У—У	600/5	3000/5	14	7	7	6,9	1148	856
						ТРДЦНК	63	115	10,5—10,5	Д	У—У	600/5	3000/5	14	11	9
	ТРДЦН	63	115						6,6—6,6	Д	У—У	600/5	3000/5	14	7	7
						11—11	Д	У—У	600/5	3000/5	14	12	9	6,9	1148	856

Таблица 2.238. Ток срабатывания реле токовых защит

Тип защиты	Расчетная формула	Значение коэффици	
		$k_{сх}$	$k_{отс}$
Максимальная токовая защита на стороне ВН от внешних КЗ	$I_{с.р} \geq \frac{k_{сх} k_{отс} I_{max}}{k_B k_{ЛВН}}$	$\sqrt{3}$ или 1	1,2
Максимальная токовая защита с симметричным или комбинированным пуском напряжения от внешних КЗ с включением реле тока	$U_{с.з} = 0,4 + 0,5 U_{ном};$ $U_{з.р} = 6 + 12 В$ (вторичных); $I_{с.р} \geq \frac{k_{сх} k_{отс} I_{ном}}{k_B K_I}$	$\sqrt{3}$ или 1	1,2
Максимальная токовая защита от перегрузки	$I_{с.р} \geq \frac{k_{сх} k_{отс} I_{ном}}{k_B K_I}$	$\sqrt{3}$ или 1	1,05
Токсовая отсечка	$I_{с.р} \geq \frac{k_{отс} k_{сх} k_{к.п}^{(3)}}{K_I}$	1	1,3–1,4

которыми разработан комплект защиты типа ДЗТ-21, гарантируют необходимую чувствительность в расчетным видам повреждений в зоне защиты. Поэтому необходимости в проверке чувствительности нет.

Двухступенчатая максимальная токовая защита трансформатора предусматривается во всех случаях, когда не устанавливается дифференциальная защита.

Первая ступень — фазная токовая отсечка без выдержки времени, охватывающая часть обмотки трансформатора.

Вторая ступень — максимальная токовая защита с выдержкой времени в двухфазном, двух- или трехрелейном исполнении, осуществляющая одновременно функции защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ. Для понижающих трансформаторов с соединением обмоток Δ/Y_n в целях обеспечения надежного отключения однофазных КЗ в обмотке низшего напряжения и на ее выводах защиту рекомендуется выполнять двухфазной трехрелейной.

Защита действует на отключение поврежденного трансформатора. Когда исключена подпитка повреждения в двухобмоточном трансформаторе со стороны низшего напряжения (НН), а также когда выключатель стороны НН удален от места установки защиты настолько, что прокладка кабеля передачи отключающего этот выключатель сигнала оказывается экономически нецеле-

сообразной, допускается действие защиты на отключение выключателя только с питающей стороны.

Функции двухступенчатой максимальной токовой защиты трансформатора могут быть возложены и на аналогичную защиту линии, питающей один или несколько трансформаторов при условии соблюдения требований чувствительности.

Порядок определения уставок срабатывания приведен в табл. 2.238.

Проверка чувствительности выполняется при металлических двухфазных КЗ на стороне высшего (для отсечки) и низшего (для максимальной токовой защиты) напряжения трансформатора.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности для токовой отсечки 2, для максимальной токовой защиты 1,5. Для максимальных токовых защит трансформаторов с низким напряжением 0,23–0,4 кВ рекомендуется увеличение этого значения до двух.

В этих условиях проверка чувствительности защиты трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_n к однофазным КЗ на стороне НН может не производиться.

Дифференциальная токовая защита реакторов на стороне низшего или среднего напряжения присоединяется к выносным трансформаторам тока, устанавливаемым на шинной перемычке между выводами трансформатора, реактора и трансфор-

трансформатора		Расчетный параметр
ентов	k_B	
	0,8—0,85	I_{max} — наибольшее значение тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска электродвигателей
	0,8—0,85	$U_{ном}$, $I_{ном}$ — номинальные напряжение и ток трансформатора на стороне, где включены соответствующие реле
	0,8—0,85	$I_{ном}$ — номинальный ток трансформатора на стороне, где включено реле тока
	—	$I_{k, max}^{(3)}$ — максимальное значение периодической составляющей ($t = 0$) тока в месте установки защиты при $K^{(3)}$ на стороне НН

матором тока, встроенным в шкафы вводов КРУ. Выбор типа реле (РНТ-565 или ДЗТ-11) определяется требованиями чувствительности. Порядок расчета защиты с реле типа РНТ-565 дан в табл. 2.239. Если коэффициент чувствительности дифференциальной защиты с реле типа РНТ-565 оказывается меньшим двух, следует выполнить защиту с реле типа ДЗТ-11. Тормозная обмотка реле подключается к трансформаторам тока, расположенным в КРУ, что обеспечивает отсутствие торможения (или незначительное торможение — при наличии подпитки от электродвигателей) при КЗ в защищаемой зоне. Расчет производится в соответствии с табл. 2.239. Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ на выводах реактора со стороны КРУ.

Защита от токов внешних многофазных КЗ. Защита предназначена для отключения внешних многофазных КЗ при отказе защиты или выключателя смежного поврежденного элемента, а также для выполнения функций ближнего резервирования по отношению к основным защитам трансформатора (дифференциальной и газовой). В качестве защиты трансформатора от токов внешних КЗ используются:

а) токовые защиты шин секций распределительных устройств низшего и среднего

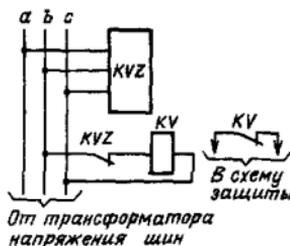


Рис. 2.181. Схема комбинированного пускового органа напряжения:

KVZ — фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М; KV — реле напряжения типа РН-54/110

напряжений, подключенных к соответствующим выводам трансформатора;

б) максимальная токовая защита с пуском напряжения, устанавливаемая на стороне высшего напряжения (ВН) защищаемого трансформатора.

Защита, установленная на стороне ВН, выполняется на двухобмоточных трансформаторах с двумя, а на трехобмоточных трансформаторах с тремя реле тока. Реле присоединяются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока, соединенным, как правило, в треугольник.

Непосредственное включение реле защиты от токов внешних КЗ в токовые цепи дифференциальной защиты не допускается.

Пуск напряжения комбинированный — с одним реле напряжения обратной последовательности и одним реле понижения напряжения, включенным на междуфазное напряжение (рис. 2.181), или симметричный — с тремя реле напряжения, включенными на междуфазные напряжения (см. рис. 2.177).

Для питания напряжением пусковых органов могут быть использованы как шинные трансформаторы напряжения, так и трансформаторы напряжения, установленные до вводных выключателей 6—35 кВ, если к этим трансформаторам напряжения не подключены цепи счетчиков расчетно о учета.

Параметры срабатывания защиты приведены в табл. 2.251.

Защита от токов внешних замыканий на землю на стороне высшего напряжения. Защита предусматривается для трансформаторов с глухим заземлением нейтрали обмотки высшего напряжения при наличии присоединенный синхронных электродвигателей в целях резервирования отключения замыканий на землю на шинах питающей подстанции и для ускорения отключения

Таблица 2.239. Определение уставок и чувствительности продольной дифференциальной защиты реактора с реле

Параметры	Формулы
Типа РНТ-565	
Первичный ток реактора, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{номНН}$
Принятый коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий току $I_{номНН}$	$I_{номНН}/K_I$
Первичный расчетный ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока при внешнем КЗ, А. Ток КЗ из табл. 2.235	$I_{нб, расч} = \epsilon I K_{max}^{(3)}$ где ϵ — относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается $\epsilon = 0,1$
Первичный ток срабатывания защиты при условии отстройки от расчетного тока небаланса, А	$I_{с,з} \geq k_{отс} I_{нб, расч}$ где $k_{отс} = 1,3$ — коэффициент отстройки
Расчетный ток срабатывания реле, А	$I_{с,р, расч} = I_{с,з}/K_I$
Расчетное число витков обмотки реле	$w_{расч} = \frac{100}{I_{с,р, расч}}$
Принятое число витков обмотки реле	$w \leq w_{расч}$
Коэффициент чувствительности защиты	$k_{\chi} = \frac{0,87 I_{с,р, расч}^{(3)}}{K_I \cdot 100}$
Типа ДЗТ-11	
Первичный ток реактора, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{номНН}$
Принятый коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I
Наибольшее значение тока нагрузки реактора (может приниматься равным номинальному току реактора)	$I_{р max}$
Число витков рабочей обмотки реле: расчетное принятое	$w_{р, расч} = \frac{100 K_I}{I_{р max}}$ w_p — ближайшее целое число к $w_{р, расч}$
Число витков тормозной обмотки: расчетное	$w_{т, расч} = \frac{1,5 \epsilon w_p}{\text{tg } \alpha} = 0,2 w_p$

Продолжение табл. 2.239

Параметры	Формулы
принято	$I_T \geq I_{T, \text{расч}}$ выбирается из ряда чисел 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24
Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ на выводах реактора со стороны КРУ	$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 I_{\text{кз}}^{(3)} I_{\text{н}}}{K_f \cdot 100}$

однофазного КЗ в питающей линии выключателями низшего (или низшего и среднего) напряжения трансформатора. Реле максимального тока защиты подключается к трансформатору тока, встроенному в нулевой вывод обмотки ВН трансформатора.

Первичный ток срабатывания защиты принимается равным $(0,4-0,8)I_{\text{ном, т}}$, где $I_{\text{ном, т}}$ — номинальный ток трансформатора. Контакт реле тока целесообразно включать параллельно замыкающему контакту реле понижения частоты в схеме защиты от потери питания.

Защита от однофазных КЗ на стороне низшего напряжения. Защита предусматривается на понижающих трансформаторах и блоках трансформатор — магистраль с высшим напряжением 6, 10 и 35 кВ и соединением обмотки низшего напряжения в звезду с заземленной нейтралью для резервирования отключения внешних однофазных КЗ.

В качестве рассматриваемой защиты в соответствии с ПУЭ могут применяться:

- максимальная токовая защита в трехрелейном исполнении, установленная на стороне высшего напряжения трансформатора;
- автоматические выключатели на вводах низшего напряжения трансформатора;
- специальная защита нулевой последовательности, подключаемая к трансформатору тока, установленному в нулевом проводе трансформатора.

Возможность использования защитных аппаратов по пп. «а» и «б» для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У_н обусловлена равенством токов однофазного и трехфазного КЗ на стороне НН.

Применение защиты по п. «в» целесообразно для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У_н с точки зрения улучшения дальнего резервирования по отношению к защитах линий, отходящих от шин 0,4/0,69 кВ, и, как правило, необходимо для трансформаторов со схемой соединения обмоток У/У_н из-за того, что ток однофазного КЗ на стороне НН существенно

меньше тока трехфазного КЗ, а следовательно, чувствительность защит по пп. «а» и «б» недостаточна. Допускается не согласовывать эту защиту с резервируемыми защитами линий, отходящих от шин.

Ток срабатывания реле специальной защиты нулевой последовательности выбирается по условию надежной отстройки от максимально допустимого тока в заземленной нейтральной обмотки НН трансформатора, составляющего при схеме соединения обмоток Д/У_н 75%, а при схеме соединения обмоток У/У_н 25% номинального тока обмотки НН, по выражению:

$$I_{\text{с.р}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{д}} k_{\text{н}} I_{\text{ном, т}} / K_f k_{\text{в}},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1 \div 1,2$ — коэффициент отстройки; $k_{\text{д}}$ — кратность максимально допустимого тока в нейтрали ($k_{\text{д}} = 0,75$ при схеме Д/У_н и $k_{\text{д}} = 0,25$ для схемы У/У_н); $k_{\text{н}}$ — коэффициент, учитывающий возможную кратковременную перегрузку трансформатора по ГОСТ 14209-85; $I_{\text{ном, т}}$ — номинальный ток обмотки НН трансформатора; K_f — коэффициент трансформации трансформатора тока; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле, для реле серий РТ-80 и РТ-40 $k_{\text{в}} = 0,8$.

Чувствительность защиты определяется коэффициентом

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(1)} / I_{\text{с.р}},$$

где $I_{\text{кз}}^{(1)}$ — минимальное значение тока однофазного КЗ на сборных шинах 0,4(0,69) кВ, подключенных к выводам защищаемого трансформатора, или непосредственно за автоматическим выключателем ввода на магистраль НН; $I_{\text{с.р}}$ — принятый ток срабатывания защиты.

Коэффициент чувствительности не должен быть меньше 1,5.

В защите нулевой последовательности могут использоваться реле типа Р1-81 или реле типа РТ-40 с реле времени переменного тока. Применение реле типа РТ-81 экономически выгодно, но имеет некоторые недостатки, обусловленные конструкцией этого реле. К ним относятся зависимость

действия индукционного элемента не только от значения тока в обмотке реле, но и от его частоты. Поэтому при наличии высших гармоник в токе нейтрали трансформатора реле типа РТ-81 действительный ток срабатывания реле может оказаться меньше расчетного.

При подключении трансформаторов на стороне ВН к магистрали, а также при значительной удаленности трансформатора от выключателя на стороне ВН допускается действие специальной защиты нулевой последовательности только на автоматический выключатель, установленный на стороне низшего напряжения.

Защита от токов перегрузки. На трансформаторах номинальной мощностью 400 кВ·А и более, подверженных перегрузкам, предусматривается максимальная токовая защита от токов перегрузки с действием на сигнал с выдержкой времени. Защита уславливается на двухобмоточных трансформаторах с односторонним питанием — на стороне питания и на стороне обмотки меньшей мощности. При одинаковой мощности обмоток достаточна установка защиты только на стороне питания. Для двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками 10 (6) кВ установка защиты обязательна на каждой части расщепленной обмотки.

Для трансформаторов 10 (6) кВ, питаемых по магистральной линии, эту защиту допускается не выполнять, если для ее подключения необходима установка дополнительных трансформаторов тока на вводах ВН каждого силового трансформатора.

Ток срабатывания защиты определяется по табл. 2.251.

Продолжительность срабатывания защиты должна быть выбрана примерно на 30 % больше продолжительности пуска или самозалуска электродвигателей, получающих питание от защищаемого трансформатора, если эти процессы приводят к перегрузке трансформатора.

2.103. ПЕРЕДАЧА ОТКЛЮЧАЮЩЕГО ИМПУЛЬСА

На главных понизительных подстанциях и подстанциях глубокого ввода 110–220/10 (6) кВ без выключателей на стороне ВН во многих случаях целесообразна (для ускорения отключения повреждения) передача отключающего импульса от защит трансформатора на головной выключатель питающей линии.

Из всех возможных способов наибольшее распространение получила передача от-

ключающего импульса по кабелям связи и по проводом ВЛ 110–220 кВ.

Передача отключающего сигнала по кабелям связи экономически целесообразна при длине их примерно до 10 км, хотя технически возможна и при значительно больших длинах. Предельная длина кабеля определяется активным сопротивлением петли связи и емкостью между жилами петли. Эти параметры кабеля не должны превышать значений, допустимых для правильной работы аппаратуры передачи отключающего импульса.

Учитывая, что кабели связи прокладывают, как правило, недалеко от сооружаемых ВЛ 110–220 кВ, приходится считаться с наводками, опасными и мешающими влияниями, оказываемыми на кабели связи этими ВЛ. Поэтому применяют специальные кабели связи, имеющие объединение жил в четверки (со звездной скруткой), симметричное расположение четверок, алюминиевую или свинцовую оболочку.

В последнее время наибольшее распространение для передачи отключающего сигнала получил симметричный четырех- или семичетверочный кабель связи с полиэтиленовой изоляцией в алюминиевой оболочке типа МК ПуАБп (ТУ 16.505.931-76), предназначенный для прокладки в зоне влияния ВЛ и имеющий повышенную электрическую прочность: испытательные напряжения между жилами, а также между жилами и оболочкой 5000 В.

Высокая электрическая прочность кабеля требуется в связи с возможным появлением значительной разности потенциалов между токоведущими жилами и заземленной оболочкой (или заземленной жилой) при возникновении однофазных КЗ на питающей или питаемой подстанциях и отсутствии какой-либо связи между их контурами заземления.

Когда контуры заземления питающей и питаемой подстанций связаны между собой кабелями в металлической оболочке, стальными трубопроводами, рельсами ж.-д. путей, грозозащитными тросами ВЛ и т. п., т. е. когда имеет место частичное выравнивание потенциалов и когда фактическое сопротивление контуров заземления обеих подстанций значительно ниже нормируемого значения 0,5 Ом, могут использоваться кабели связи, имеющие электрическую прочность 1500–2000 В, например типов ТЗАБл, ТЗПБл, МКСАБп, ЗКПБ, или другие с аналогичными электрическими параметрами.

Для обеспечения необходимой надежности передачи отключающего импульса (при

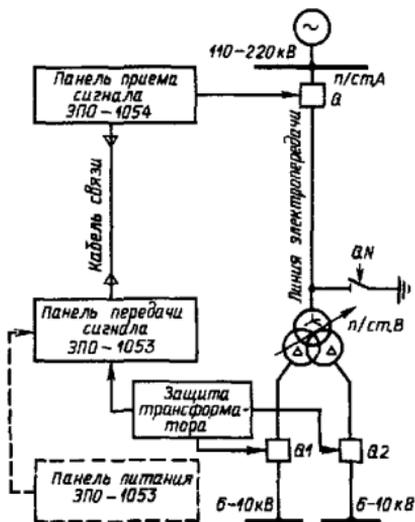


Рис. 2.182. Структурная схема передачи отключающего сигнала по кабелю связи

авариях на ГПП) обязательно должен осуществляться постоянный электрический контроль исправности тех жил кабеля связи, которые используются для передачи отключающего сигнала. Устройства контроля должны реагировать на обрыв жил кабеля, замыкание между жилами или между жилой и землей и действовать на сигнал. Рекомендуемая заводами-изготовителями сигнализация повреждений кабелей связи с помощью манометрических датчиков, размещаемых в установках поддержания избыточного давления в кабелях (устройствах «подпитки»), является недостаточной, так как при этом способе контролируется только целостность оболочек.

На рис. 2.182 показана структурная схема передачи отключающего сигнала по кабелю связи с помощью специально предназначенных для этой цели панелей типов ЭПО-1053, ЭПО-1054 и ЭПО-1055, выпускаемых серийно. Панель передачи сигнала ЭПО-1053 выпускается в двух исполнениях: ЭПО-1053А, ЭПО-1053Б. Панель ЭПО-1053А предназначена для оперативного постоянного (выпрямленного) тока напряжением 220 В, а панель ЭПО-1053Б — для оперативного переменного тока напряжением 220 В, 50 Гц. Панель ЭПО-1053Б используется только

вместе с панелью питания ЭПО-1055. Панель приема сигнала ЭПО-1054 предназначена для работы на оперативном постоянном (выпрямленном) токе напряжением 110 или 220 В. Каждая панель ЭПО-1053 и ЭПО-1054 состоит из двух одинаковых монтажных единиц, т. е. с помощью одной панели передачи и одной панели приема можно осуществить две схемы передачи отключающего импульса.

Устройство контроля исправности жил типа УК-1, размещенное на панели ЭПО-1053, работоспособно при значении активного сопротивления петли связи 0—1,4 кОм и емкости между жилами 0—1 мкФ.

В качестве примера на рис. 2.183 приведена принципиальная схема передачи, а на рис. 2.184 — принципиальная схема приема отключающего импульса от защит силового трансформатора ГПП (не имеющего отделителей на стороне ВН) с помощью типовых панелей ЭПО-1053, ЭПО-1054, имеющих исполнение на 220 В оперативного постоянного тока.

В нормальном режиме по кабелю связи непрерывно проходит ток контроля, источником которого является устройство АК типа УК-1 (рис. 2.183), присоединенное к трансформатору напряжения двух секций шин 10(6) кВ — соответственно TV1 и TV2.

Ток контроля (примерно 1,1 мА), циркулируя по проводам петли связи, удерживает в сработавшем состоянии высокочувствительное поляризованное реле КР, входящее в блок реле контроля АК1 типа БРО-1 (рис. 2.184). При этом замыкающий контакт реле КР находится в незамкнутом состоянии, звуковой и световой сигналы отсутствуют. При снижении изоляции между жилами кабеля связи, а также при их обрыве поляризованное реле возвращается в исходное положение и своим контактом замыкает цепь обмотки промежуточного реле К. Срабатывание реле К приводит к запуску реле времени КТ1 (рис. 2.184), которое с заданной выдержкой времени замыкает свои контакты в цепях звукового сигнала и одной обмотки двухпозиционного реле К6. Поврежденные жилы кабеля связи отключаются от блока реле контроля АК1, срабатывает указательное реле КН3 и замыкается цепь сигнальной лампы НЛ1. После устранения неисправностей в кабеле возврат реле К6 в первоначальное положение осуществляется кнопкой СВ1.

Для предотвращения вывода из действия схемы передачи отключающего импульса (из-за срабатывания реле К6) в цикле АПВ или дистанционном включении питаю-

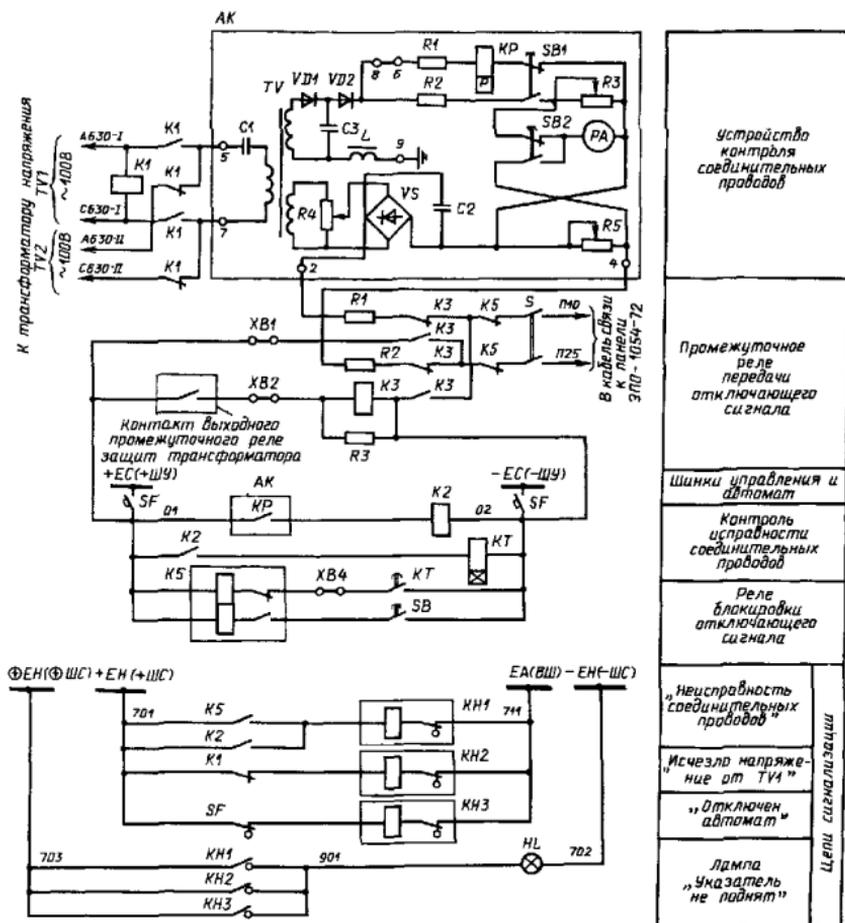


Рис. 2.183. Принципиальная схема передачи отключающего импульса с помощью панели ЭПО-1053А-72:

AK — устройство контроля УК-1, K1 — реле промежуточное РП-25, K2 — реле промежуточное РП-23; K3 — реле промежуточное РП-225; K5 — реле промежуточное двухпозиционное РП-11; КТ — реле времени РВ-133; КН1 — КН3 — реле указательные РУ-21/0,1; НЛ — арматура сигнальной лампы АС-220; SB — кнопки КЕ-011; SF — выключатель автоматический АП-50-2МТ; XB1 — XB4 — накладки контактные НКР-3

цей линии в цепь обмотки реле времени КТ1 включаются контакты «реле положения включено» КQC из схемы управления выключателя линии Q.

При снижении изоляции контролируемой

жильи относительно земли до 20 кОм срабатывает высокочувствительное поляризованное реле КР в устройстве контроля АК (рис. 2.183) и, замыкая свой контакт, включает промежуточное реле К2. Срабатывание

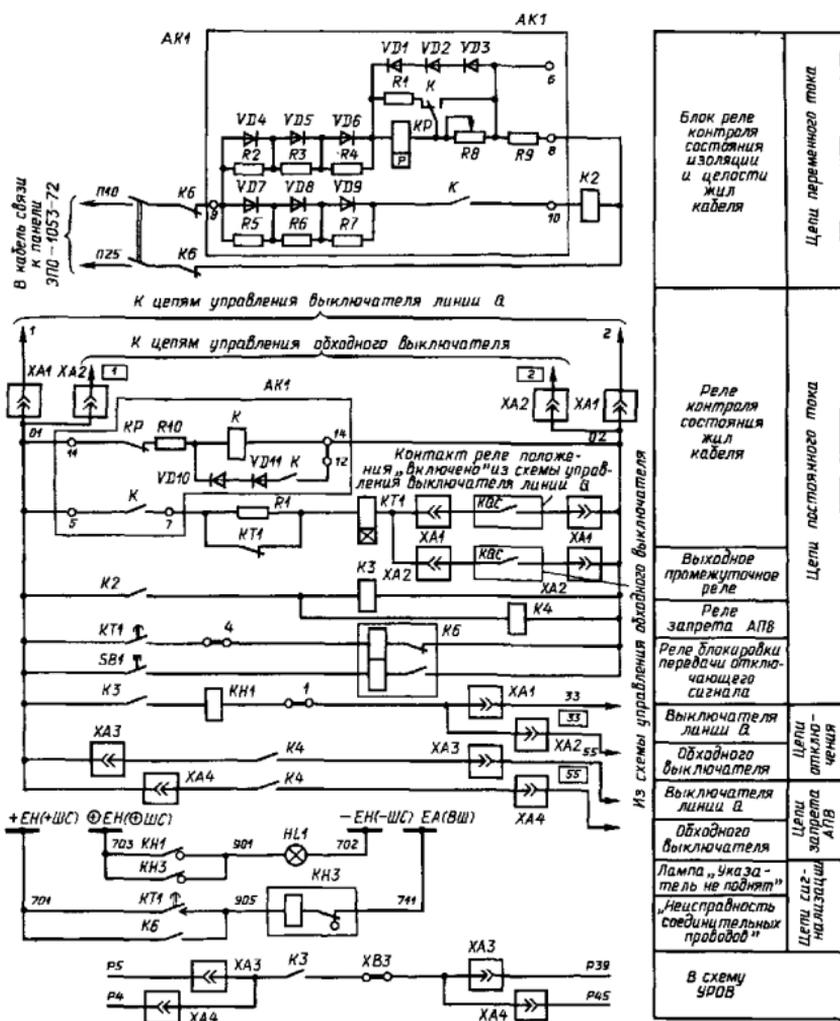


Рис. 2.184. Принципиальная схема приема отключающего импульса с помощью панели ЭПО-1054-72:

AK1 – блок реле контроля БРО-1; K2 – реле промежуточное РП-225; K3, K4 – реле промежуточные РП-23; K6 – реле промежуточное двухпозиционное РП-11; K11 – реле времени РВ-142; SB1 – кнопка КЕ-011; КН1 – реле указательное РУ-21/2; КН3 – реле указательное РУ-21/0,1; НЛ1 – арматура сигнальной лампы АС-220; ХВ1 – ХВ4 – наклейки контактные НКР-3; ХА1 – ХА4 – блоки испытательные БИ-6

реле $K2$ приводит к замыканию цепи звукового сигнала, срабатыванию указательного реле $KN1$ и пуску реле времени KT . Последнее воздействует на двухпозиционное реле $K5$, которое отключает поврежденные жилы кабеля от устройства контроля AK . При повреждении силового трансформатора ГПП выходное промежуточное реле защиты переключает при помощи реле $K3$ жилы кабеля связи с устройства контроля на источник оперативного тока с одновременным изменением полярности, т. е. передает отключающий сигнал. При этом на приемном конце отпадает реле KP , срабатывает реле K (в блоке $AK1$), что приводит в свою очередь к срабатыванию реле $K2$, $K3$, $K4$. Контакты реле $K3$ и $K4$ подают команду на отключение выключателя линии Q , запрет его АПВ, а также на пуск УРОВ. Общее время передачи отключающего импульса по кабелю не превышает 0,15 с.

При наличии на ГПП двух силовых трансформаторов и осуществлении соответственно двух схем передачи отключающего сигнала рекомендуется для обеспечения надежности и резервирования прокладка двух кабелей связи в разных траншеях, отстоящих друг от друга на расстоянии 6–10 м.

В каждом кабеле должны предусматриваться дополнительные жилы, необходимые для передачи сигнала от защит другого трансформатора, в случае, когда остается в работе только один кабель связи, а второй поврежден.

В ряде случаев (когда прокладка кабеля связи затруднена или невозможна совсем, длина ВЛ значительно превышает 10 км, в питающей энергосистеме имеется резерв частот или высокочастотная обработка ВЛ уже проводится для целей автоматики, телемеханики, связи) передачу отключающего сигнала на головной выключатель целесообразно производить по проводам воздушной линии электропередачи 110–220 кВ с помощью высокочастотной аппаратуры.

Пример такой передачи приведен на рис. 2.185, где показаны элементы ВЧ обработки и присоединения к ВЛ: заградители, конденсаторы связи, фильтры присоединения, высокочастотные кабели, передатчик, приемник. При этом позициями 1–6 обозначены элементы, устанавливаемые на приемной подстанции, а позициями 7–12 – элементы передающей подстанции.

Для передачи отключающего импульса по ВЧ каналу на передающей и приемной

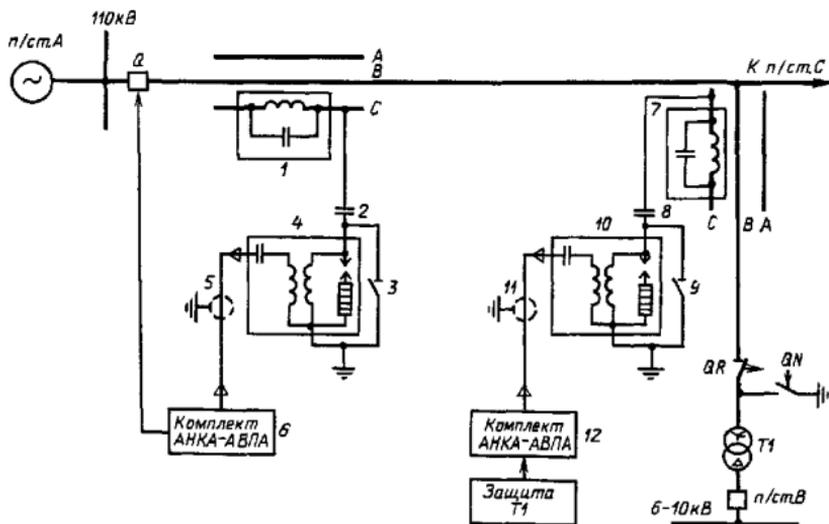


Рис. 2.185. Схема передачи отключающего сигнала по проводам ВЛ 110 кВ с помощью высокочастотной аппаратуры:

1, 7 – высокочастотные заградители ВЗ-600-0,25, 2, 8 – конденсаторы связи $2 \times \text{СМР-66}/\sqrt{3-0,0064}$; 3, 9 – заземляющие разделители РВО-6/400; 4, 10 – фильтры присоединения ФПУ-3200; 5, 11 – коаксиальные кабели РК-75; 6 – ВЧ приемник; 12 – ВЧ передатчик

сторонах используются комплекты аппаратуры АНКА-АВПА.

Четырех- или четырнадцатиканальный передатчик АНКА (аппаратура низкочастотная каналов автоматики) служит для преобразования дискретных сигналов защиты и автоматики в тональные сигналы частотой 1,2–3,4 кГц. Передатчик АВПА (аппаратура высокочастотная противоаварийной автоматики) предназначен для создания ВЧ тракта по проводам ВЛ 110–220 кВ и служит для преобразования тональных сигналов от аппаратуры АНКА-4 (АНКА-14) в высокочастотные в пределах 32–600 кГц. На приемной стороне производится обратное преобразование сигналов: с помощью приемника АВПАВЧ сигналы превращаются в тональные, а приемник АНКА декодирует тональные сигналы и выдает дискретные команды воздействия.

Питание передатчиков и приемников АНКА может осуществляться либо от источника переменного оперативного тока напряжением 220 В, 50 Гц либо от источника постоянного оперативного тока напряжением 220 или 110 В через преобразователь-инвертор типа И-6. Передатчики и приемники АВПА получают питание от преобразователей И-6.

В нормальных условиях в тракт передачи постоянно поступает контрольный сигнал, который обеспечивает непрерывную проверку исправности ВЧ канала в целом. При перерыве передачи контрольной частоты на время более 5 с на приемной стороне включается сигнализация. При срабатывании выходного промежуточного реле защиты трансформатора ГПП передатчик АНКА вместо контрольной частоты направляет в передатчик АВПА отключающий сигнал другой тональной частоты, причем возможна передача только одного из 4 (14) сигналов. Если на вход передатчика АНКА поступают одновременно несколько дискретных сигналов, преимущественно передачи (приоритетом) пользуется команда с меньшим номером.

Аппаратура АНКА-АВПА рассчитана на длительную круглосуточную работу и имеет повышенную помехозащищенность за счет применения в приемнике АНКА системы ШОУ (широкополосный фильтр – ограничитель – узкополосный фильтр) и введения временной задержки на срабатывание (5, 10 или 20 мс) в каждой выходной цепи приемника.

Время передачи отключающего импульса (с момента поступления управляющего сигнала на вход передатчика АНКА до

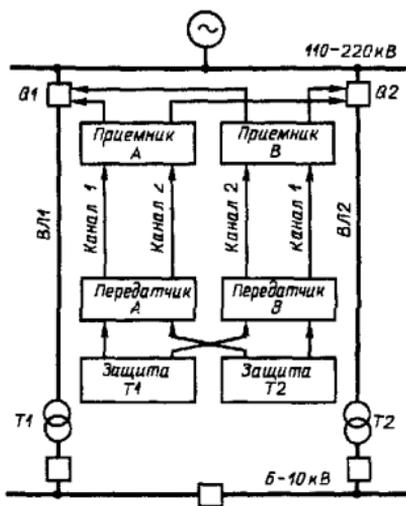


Рис. 2.186. Структурная схема передачи отключающего сигнала ВЧ каналом по двум ВЛ

закрывания контактов выходных реле приемника АНКА при максимальном времени задержки) не более 0,05 с.

На рис. 2.186 приведена структурная схема передачи отключающего сигнала ВЧ каналом по двум ВЛ одновременно. Трансформаторы ГПП работают по схеме блока линия – трансформатор; на линиях электропередачи ВЛ1 и ВЛ2 предусмотрена ВЧ обработка и установлены ВЧ передатчики (АНКА-АВПА), ВЧ приемники (АВПА-АНКА) соответственно А и В. Для увеличения надежности и обеспечения резервирования предусмотрена параллельная передача по двум ВЛ отключающего сигнала от каждого трансформатора.

Например, при действии защит трансформатора Т1 отключающая команда передается по цепи канал 1 передатчика А – ВЛ1 – канал 1 приемника А – выключатель Q1 и по ВЧ тракту по цепи канал 2 передатчика В – ВЛ2 – канал 2 приемника В – выключатель Q1 одновременно.

При применении дублирования ВЧ передачи по двум ВЛ не требуется установки на ГПП короткозамыкателей для резервирования. При отсутствии дублирования ВЧ передачи установка короткозамыкателей обязательна.

2.104. ЗАЩИТА ШИН 6–35 кВ

Общие положения. Для секций сборных шин 6–35 кВ предусматривается защита от многофазных КЗ и сигнализация замыкания на землю. Требования к времени отключения КЗ на сборных шинах связаны с конструктивным исполнением и расположением шин. Для шин 6–35 кВ комплектных распределительных устройств (КРУ) определяющим является требование сохранения локализационной способности КРУ: защита должна обеспечивать отключение КЗ за 0,2–0,3 с. Время действия защиты шин, расположенных вне КРУ, должно определяться условиями сохранения устойчивости нагрузки, термической стойкости шин, селективностью по отношению к устройствам защиты отходящих линий.

Типы защит. Для сборных шин КРУ применяется дуговая защита и быстролействующая неполная дифференциальная токовая защита в двухфазном двухрелейном исполнении.

Для сборных шин вне КРУ используется максимальная токовая защита, установленная на линии питания секции шин непосредственно на выключателе ввода в распределительное устройство или на выключателе в начале питающей линии; максимальная токовая защита на секционном выключателе — обычно в двухфазном двухрелейном исполнении.

Особенности выполнения и расчетные уставки защит. Неполная дифференциальная токовая защита (рис. 2.187) выполняется с включением измерительных реле тока в дифференциальную цепь, образованную соответствующим соединением трансформаторов тока вводного и секционного выключателей, и имеет две ступени выдержки времени. Первая 0,15–0,2 с имеет блокировку при действии защит линий, отходящих от защищаемой секции шин, а вторая выбирается по условию селективности: $t_2 = t_1 + \Delta t$, где t_1 — выдержка времени защиты линии, отходящей от секции шин, с которой производится согласование; $\Delta t = 0,4 \div 0,5$ с — ступень селективности.

Защита действует на отключение вводного и секционного выключателей, электродвигателей, получавших питание от поврежденной секции, и на запрет АВР.

Первичный ток срабатывания защиты в схеме рис. 2.187 выбирается из условия несрабатывания при КЗ в точке К1 по выражению

$$I_{с.з} \geq k_{отс}(k_{пер}k_{о.лн}\varepsilon I_{K1max} + I_{Д1}), \quad (2.316)$$

где $k_{отс} = 1,5 \div 1,7$ — коэффициент отстройки; $k_{пер} = 1$ — коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ; $k_{о.лн} = 0,5$ — коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε — относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, при выборе трансформаторов тока по кривым предельной кратности при 10% погрешности принимается равным 0,1, а при 5% погрешности — 0,05%; I_{K1max} — максимальное значение тока в питающей линии при трехфазном КЗ в точке К1; $I_{Д1}$ — максимальное значение тока подпитки точки К1 со стороны электродвигателей защищаемой секции.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом $k_ч = 0,87 I_{K2min}^{(3)} / I_{с.з}$, где $I_{K2min}^{(3)}$ — минимальное значение тока в питающей линии при металлическом трехфазном КЗ на защищаемой секции. Значение $k_ч$ должно быть не меньше 1,5. Указанное условие соблюдается, если при $k_{отс} = 1,5$ точка с координатами $k = I_{K1max}^{(3)} / I_{K2min}^{(3)}$ и $\alpha = I_{K2min}^{(3)} / I_{Д1}$ находится в заштрихованной области рис. 2.188. Если это условие не соблюдается, можно повысить чувствительность защиты, введя дополнительную блокировку первой ступени защиты от контакта реле тока защиты на секционном выключателе. В этом случае ток срабатывания защиты шин выбирается из условия отстройки от тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ в питающей линии по формуле

$$I_{с.з} \geq k_{отс}(k_{пер}k_{о.лн}\varepsilon I_{Д2} + I_{Д1}), \quad (2.317)$$

где $I_{Д2}$ — максимальное значение тока подпитки точки КЗ со стороны электродвигателей неповрежденной секции; ε — относительная погрешность трансформаторов тока, принимается равной 0,05%.

На подстанциях и РП, имеющих кроме присоединений электродвигателей других потребителей, кроме устройств (2.316) и (2.317) должна обеспечиваться отстройка тока срабатывания защиты шин от максимальной нагрузки питающей линии в ремонтном режиме (т. е. при замкнутом секционном выключателе):

$$I_{с.з} \geq \frac{k'_{отс}}{k_b}(I_{1max} + \varepsilon_{раб} I_{2max}), \quad (2.318)$$

где $k'_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимается равным 1,2–1,3; k_b — коэффициент возврата измерительных реле, для реле серии РТ-40 $k_b = 0,8 \div 0,85$; I_{1max} , I_{2max} — наибольшие токи нагрузки с учетом пуска и самозапуска электродвигателей соответственно защищаемой смежной секции шин; $\varepsilon_{раб}$ —

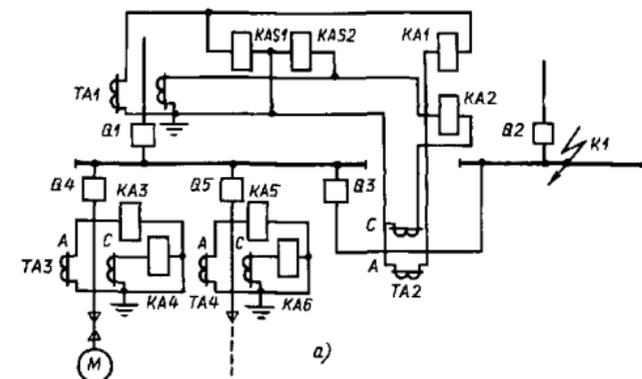
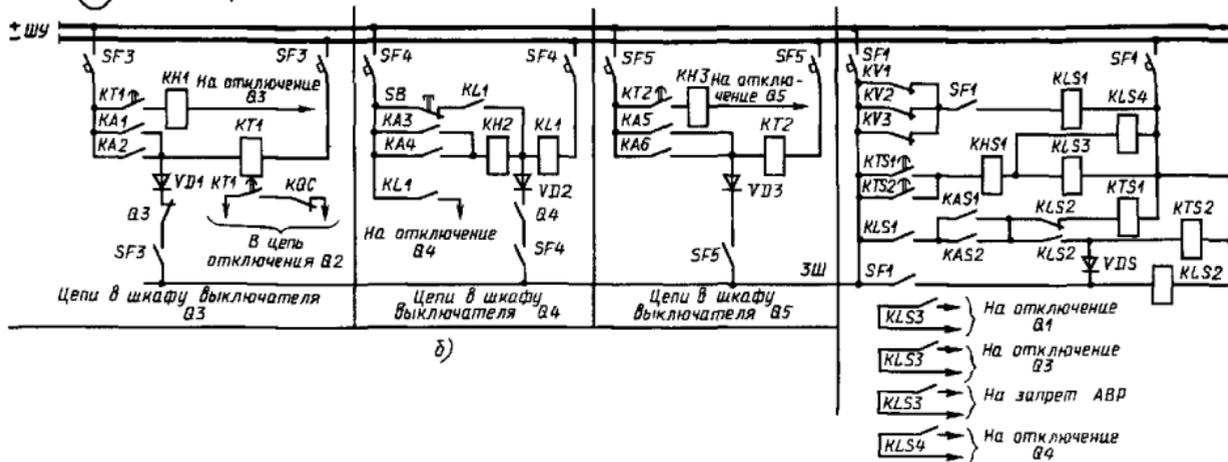


Рис. 2.187. Принципиальная схема неполной дифференциальной защиты шин 10(6) кВ (цепи сигнализации не показаны):

а — поясняющая схема и цепи тока; б — оперативные цепи защиты; Q1—Q5 — выключатели; TA1—TA4 — трансформаторы тока; M — электродвигатель; KA1—KA6, KA1, KA2 — реле тока типа РТ-40; SF1, SF3—SF5 — автоматические выключатели; KV1—KV3 — контакты реле минимального напряжения; KT1, KT2, KTS1, KTS2 — реле времени; KLI, KLS1—KLS4 — реле промежуточные; KH1—KH3, KHS1 — реле указательные; VD1—VD3, VDS — диоды; SB — кнопка управления; KQC — контакт реле положения выключателя Q3 «включено»



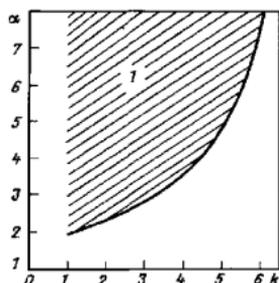


Рис. 2.188. Зона обеспеченной чувствительности защиты шин по рис. 2.187

полная погрешность трансформаторов тока в нагрузочном режиме $\epsilon_{\text{раб}} = 0,03 + 0,05$.

Чувствительность защиты, для которой определяющим при выборе тока срабатывания является условие (2.317) в режиме пуска или самозапуска электродвигателей, может быть повышена введением в защиту пуска напряжения, аналогичного применяемому в схемах максимальной токовой защиты понижающих трансформаторов.

Максимальная токовая защита, устанавливаемая на секционном выключателе, предусматривается одно- или двухступенчатой. Первая ступень $t_1 = 0,1 + 0,3$ с вводится в действие только на время включения выключателя, что позволяет ускорить отключение поврежденной секции шин при включении выключателя на КЗ. Время действия второй (или единственной) ступени $t_{св}$ согласовывается с временем отключения КЗ на линиях, подключаемых к секциям сборных шин, их основными защитами.

Максимальная токовая защита шин, устанавливаемая на вводах от силовых трансформаторов ГПП и не имеющая блокировки при действии защитходящих линий, выполняется трехступенчатой. Первая ступень осуществляется такой же, как и на секционном выключателе, вторая t_2 согласовывается по времени действия с соответствующей ступенью защиты на секционном выключателе $t_2 = t_{св} + 0,5$ с, действует на отключение выключателя ввода, а третья, выдержка времени которой $t_3 = t_2 + 0,5$ с, — на отключение всего трансформатора. Защиты обычно выполняются с пуском напряжения. В этом случае пуск напряжения должен предусматриваться и для защиты на секционном выключателе.

2.105. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ 6—35 кВ

При проектировании защит трансформаторов полупроводниковых преобразовательных агрегатов (ТПА) кроме изложенных ниже основных решений, базирующихся на положениях ПУЭ и опыте института «Тяжпромэлектропроект», должны приниматься во внимание требования, изложенные в технических условиях на те или иные виды преобразовательных агрегатов (ПА).

Для ТПА с напряжением первичной обмотки выше 1 кВ предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при многофазных КЗ в линии, питающей ПА, в самом трансформаторе и на его выводах, при внутренних повреждениях внутри кожуха ТПА, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла, при повышении давления в герметизированных трансформаторах, при замыканиях на землю в питающей линии и обмотке ВН трансформатора, при сверхтоках перегрузки — в случае, когда отсутствует соответствующая защита на стороне выпрямленной нагрузки.

Типы и особенности выполнения защит.

Для защиты от многофазных КЗ в питающей линии, в обмотках и на выводах ТПА предусматривается максимальная токовая защита в двухфазном трехрелейном исполнении без выдержки времени, действующая на отключение поврежденного трансформатора со стороны ВН. В качестве измерительных реле используются реле типа РНТ-565 с улучшенной отстройкой от переходных процессов.

Для трансформаторов, имеющих две активные части, расположенные в одном кожухе, и трансформаторов, питаемых по магистральной схеме, рекомендуется устанавливать максимальную токовую защиту для каждой активной части, для каждого ТПА. При этом защиту от многофазных КЗ линии, которой трансформаторы подключаются к распределительному устройству, следует осуществлять токовой отсечкой в двухфазном двухрелейном исполнении с реле типа РНТ-565. Соблюдения условий селективности между защитой линий и защитой ТПА не требуется.

При недостаточной чувствительности максимальной токовой защиты к несимметричным КЗ на стороне НН ТПА рекомендуется предусматривать токовую защиту обратной последовательности с реле типа

РТФ-1М, подключенную к трансформаторам тока на стороне ВН ТПА. В этом случае максимальная токовая защита устанавливается в трехфазном трехрелейном исполнении. Для отстройки от кратковременной несимметрии защита обратной последовательности выполняется с небольшой выдержкой времени ($t \approx 0,3 \div 0,5$ с).

Защиты ТПА от многофазных КЗ должны быть, как правило, селективны по отношению к автоматическим выключателям, установленным на стороне выпрямленного напряжения ПА. Указанное требование обычно обеспечивается без применения специальных схемных решений и без установки реле времени за счет существенного различия во временах срабатывания быстродействующих выключателей постоянного тока (полное время отключения не более 12–15 мс) и аппаратуры защиты от многофазных КЗ (собственное время срабатывания реле защиты 50–100 мс).

Для защиты от замыканий на землю в питающей линии и в обмотке ВН используются те же устройства, что и для линий 6–35 кВ.

Защита от повреждений внутри кожуха ТПА, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла маслонаполненных трансформаторов номинальной мощностью 1 МВ·А и более осуществляется с использованием газовых реле. Газовая защита выполняется и для трансформаторов номинальной мощностью 400 кВ·А и более внутрицеповых ПА. При интенсивном газообразовании защита действует на отключение, а при слабом – с выдержкой времени на сигнал. В трансформаторах мощностью 8 МВ·А и более для сигнализации понижения уровня масла может быть применено отдельное реле уровня в расширителе ТПА.

Защита от повышения давления (реле давления) герметизированных ТПА предусматривается с действием на сигнал для трансформаторов номинальной мощностью до 630 кВ·А и с действием на отключение для ТПА большей мощности.

Для защиты от перегрева охлаждающей жидкости используются малометрический или электроконтактный термометры, действующие на сигнал при повышении

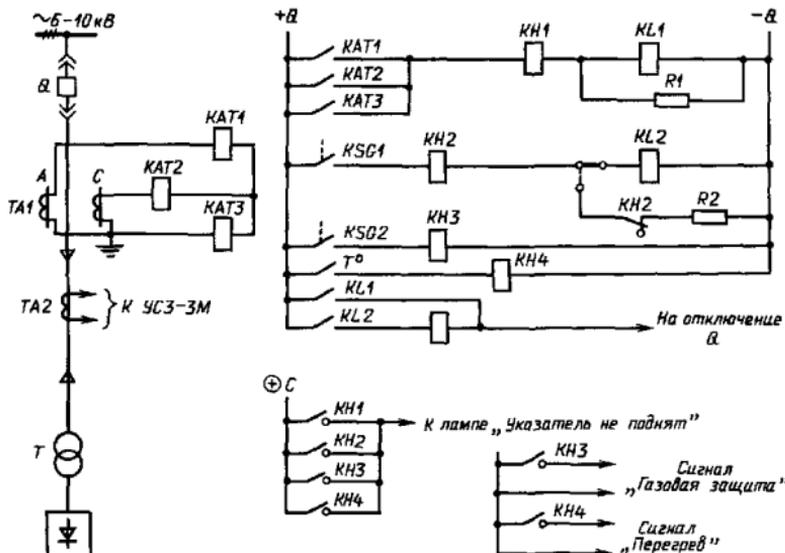


Рис. 2.189. Принципиальная схема защиты ТПА с одной активной частью:

Q – выключатель, T – трансформатор преобразовательного агрегата, TA1, TA2 – трансформаторы тока; KAT1 – KAT3 – реле типа РНТ-565; KSG1, KSG2 – контакты газового реле; T° – контакт термосигнализатора; KL1, KL2 – промежуточные реле; KH1 – KH4 – указательные реле; R1, R2 – резисторы

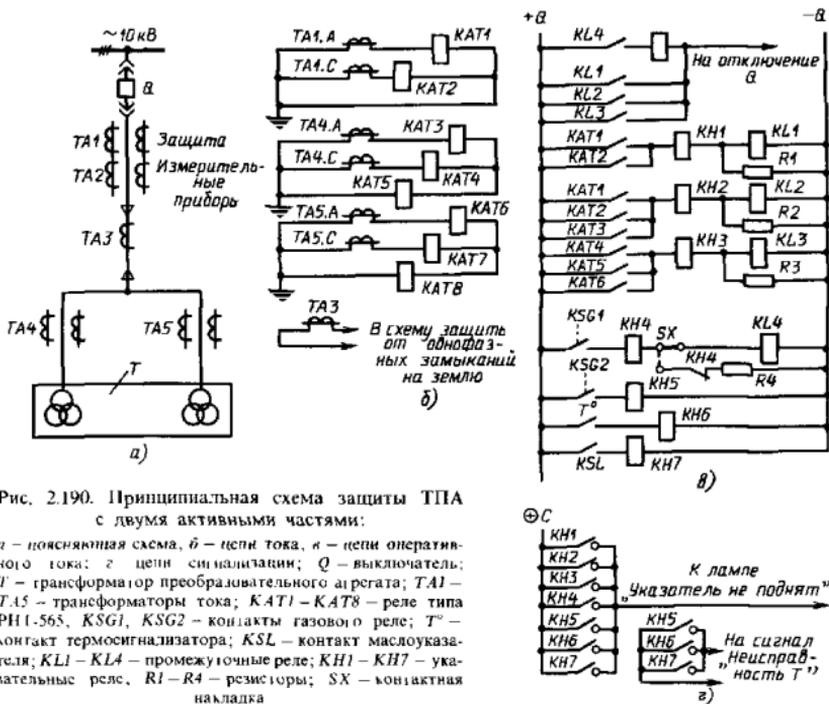


Рис. 2.190. Принципиальная схема защиты ТПА с двумя активными частями:

а — поясняющая схема, б — цепи тока, в — цепи оперативного тока; г — цепи сигнализации; Q — выключатель; T — трансформатор преобразовательного агрегата; TA1 — TA5 — трансформаторы тока; KAT1 — KAT8 — реле типа РН1-565, KSG1, KSG2 — контакты газового реле; T' — контакт термосигнализатора; KSL — контакт маслоуказателя; KL1 — KL4 — промежуточные реле; KH1 — KH7 — указательные реле, R1 — R4 — резисторы, SX — контактная накладка

контролируемой температуры сверх допустимой.

Защита от сверхтоков перегрузки с учетом симметричного характера возникающих в ПА перегрузок предусматривается в виде максимальной токовой защиты с зависимой или независимой от тока характеристикой выдержки времени в однофазном однорелейном исполнении. Зависимая время-токовая характеристика защиты должна по возможности выбираться в соответствии с допустимыми значениями токов и времени перегрузки. При использовании реле серии РГ-80 защита требует повышенного внимания к профилактическому осмотру. Защита от сверхтоков перегрузки действует, как правило, на отключение ПА.

Расчетные уставки защит. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты от многофазных КЗ, выполненной с использованием реле типа РНТ-565, выбирается из условий надежной отстройки от броска тока намагничивания ТПА при включении его на

холостой ход по выражению

$$I_{с.г} \geq k_{отс} I_{ном.г} \quad (2.319)$$

и, если для трансформатора предусмотрен режим периодической перегрузки, из условия несрабатывания защиты при максимально допустимой перегрузке ПА по выражению

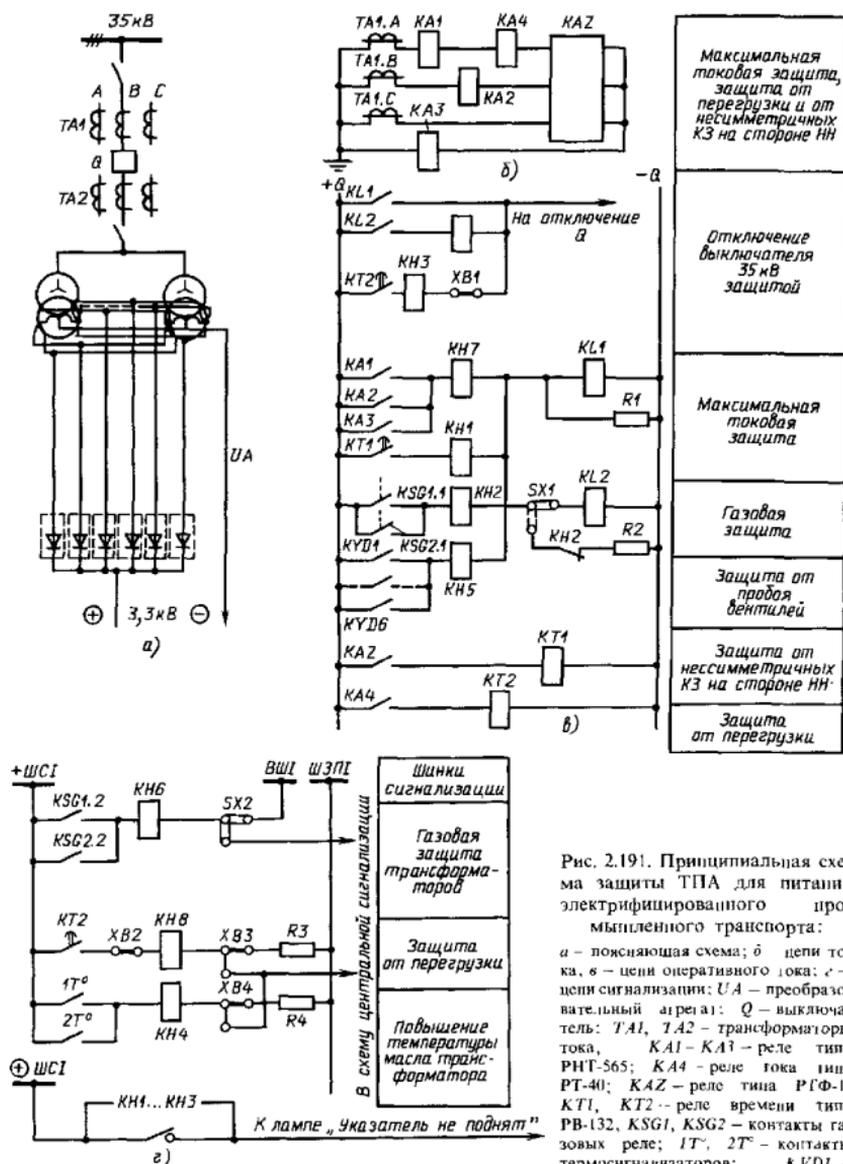
$$I_{с.з} \geq k_{отс} I_{max} \quad (2.320)$$

где $k_{отс} = 1,3$ коэффициент отстройки; $I_{ном.г}$ — номинальный ток ТПА; I_{max} — ток в месте установки защиты при наибольшей перегрузке ПА.

Чувствительность защиты определяется по току $I_{к.тп}^{(2)}$ в месте установки защиты при двухфазном КЗ на выводах НН ТПА по формуле $k_ч = I_{к.тп}^{(2)} / I_{с.з}$. Коэффициент чувствительности защиты должен быть не менее 1,5.

Если чувствительность защиты к двухфазным КЗ оказывается недостаточной, то ее проверяют по току $I_{к.тп}^{(3)}$ в месте установки защиты при трехфазном КЗ на выводах НН ТПА по формуле

$$k_ч = I_{к.тп}^{(3)} / I_{с.з} \geq 1,5,$$



Максимальная токовая защита, защита от перегрузки и от несимметричных КЗ на стороне НН
Отключение выключателя 35 кВ защитой
Максимальная токовая защита
Газовая защита
Защита от пробоя вентилей
Защита от несимметричных КЗ на стороне НН
Защита от перегрузки

Рис. 2.191. Принципиальная схема защиты ТПА для питания электрифицированного промышленного транспорта:

а - поясняющая схема; б - цепи тока, в - цепи оперативного тока; г - цепи сигнализации; UА - преобразовательный агрегат; Q - выключатель; TA1, TA2 - трансформаторы тока; KA1 - KA4 - реле типа РНТ-565; KA4 - реле тока типа РТ-40; KAZ - реле типа РГФ-1; KT1, KT2 - реле времени типа РВ-132; KSG1, KSG2 - контакты газовых реле; IT°, 2T° - контакты термосигнализаторов; KVD1 - KVD6 - контакты защиты от пробоя вентилей; KL1, KL2 - промежуточные реле; KH1 - KH8 - указательные реле; SX1, SX2 контактные накладки; XB1, XB4 контактные перемычки, R1 - R4 - резисторы

Шинки сигнализации
Газовая защита трансформаторов
Защита от перегрузки
Повышение температуры масла трансформатора
В схему центральной сигнализации

К лампе «Указатель не поднят»

а для отключения двухфазных КЗ предусматривается токовая защита обратной последовательности. Ток срабатывания этой защиты определяется из условий чувствительности к указанному повреждению. При схеме выпрямления шестифазная и нулевая — две обратные звезды с уравнительным реактором целесообразно обеспечить действие токовой защиты обратной последовательности при однофазных замыканиях между фазой одной звезды трансформатора и минусовым заземленным выводом от уравнительного реактора и при двухфазных КЗ между фазами ошиновки двух разных звезд ТПА. В этом случае ток срабатывания реле типа РТФ-1М принимается равным меньшему из двух значений, полученных по выражениям

$$I_{с.р} = \frac{I_{к}^{(1)}}{2K_1 k_4}$$

и

$$I_{с.р} = \frac{I_{к}^{(1-11)}}{\sqrt{3} K_1 k_4},$$

где $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле; $I_{к}^{(1)}$ и $I_{к}^{(1-11)}$ — токи в месте установки защиты соответственно при однофазном замыкании на заземленный вывод и двухфазном КЗ между фазами разных обмоток ТПА; K_1 — коэффициент трансформации трансформаторов тока, к которым подключено реле; k_4 — коэффициент чувствительности; $k_4 = 1,5$.

Первичный ток срабатывания защиты от сверхтоков перегрузки определяется из условия отстройки от номинального тока ТПА по формуле

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс}}{k_b} I_{ном}$$

где $k_{отс} = 1,1 \div 1,2$ — коэффициент отстройки; k_b — коэффициент возврата реле: для реле серии РТ-80 $k_b = 0,8$, для реле серии РТ-40 рекомендуется принимать $k_b = 0,85$; $I_{ном}$ — наименьшее из двух значений номинальных токов ПА и ТПА, приведенное к стороне ВН ТПА. Переход от значений токов I_d на стороне выпрямленного напряжения к токам I_1 на стороне ВН ТПА производится по выражению

$$I_1 = \frac{k_1 U_{дх} I_d}{k_u U_1}$$

где k_1 и k_u — коэффициенты, характеризующие схему ПА; $U_{дх}$ и U_1 — соответственно выпрямленное напряжение холостого хода и фазное напряжение первичной обмотки ТПА; I_d — среднее значение выпрямленного тока нагрузки. Примеры схем защиты даны на рис. 2.189—2.191.

2.106. ЗАЩИТА СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Общие положения. Для синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ предусматриваются защиты от многофазных замыканий на линейных выводах и в обмотке статора, однофазных замыканий на землю на линейных выводах и в обмотке статора, токов перегрузки, потери питания и понижения напряжения, асинхронного режима (для синхронных электродвигателей).

Для многоскоростных электродвигателей защита выполняется отдельно для каждой скорости.

Защита от многофазных замыканий. Защита устанавливается на всех без исключения синхронных и асинхронных электродвигателей и предназначается для отключения электродвигателя при многофазных КЗ в его обмотке статора и на линейных выводах (т.е. тех выводах, к которым подключена питающая линия, соединяющая электродвигатель с выключателем). У синхронных электродвигателей защита действует и на автомат гашения поля (АГП), если он имеется.

Типы защит. Для электродвигателей номинальной мощностью до 4000 кВт применяется токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени с реле, включенными на фазные токи.

Для электродвигателей номинальной мощностью 4000 кВт и более применяется продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. Эта же защита может применяться на электродвигателях меньшей мощности, если применение токовой отсечки не обеспечивает требуемой чувствительности, а со стороны нулевых выводов обмотки статора имеются или могут быть установлены трансформаторы тока.

Применение токовой однорелейной отсечки с реле, включенным на разность фазных токов, не рекомендуется.

Указания по выполнению защиты. На электродвигателе с прямым пуском от сети в зону защиты кроме самого электродвигателя входят также его соединения с распределительным устройством, от которого он получает питание.

На электродвигателе с реакторным пуском в зону защиты, как правило, включается и пусковой реактор. При этом для обеспечения отключения КЗ на участке между трансформаторами тока и выключателем

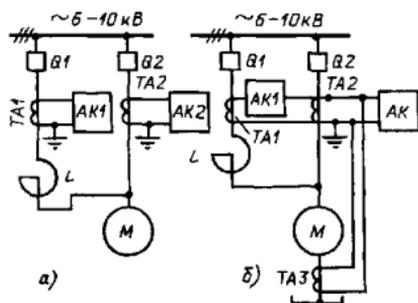


Рис. 2.192. Вспомогательная схема токовых цепей защит электродвигателей с реакторным пуском от многофазных КЗ:

a – при применении токовой отсечки; *б* – при применении дифференциальной защиты; *M* – электродвигатель; *L* – пусковой реактор; *Q1*, *Q2* – выключатели; *TA1* – *TA3* – трансформаторы тока; *AK1*, *AK2* – комплексы токовых отсечек; *AK* – комплект дифференциальной защиты

пускового реактора (при включенном выключателе основного питания) в случае, когда защита осуществлена токовой отсечкой, ее выполняют двумя комплектами, подключенными один – к трансформаторам тока шкафа выключателя пускового реактора, а второй к трансформаторам тока шкафа выключателя основного питания. Если применена дифференциальная защита, то в плече защиты со стороны питания с той же целью устанавливается двухфазная двухрелейная отсечка без выдержки времени, которая для повышения чувствительности выводится из действия на время пуска электродвигателя. На рис. 2.192 показаны блок-схемы токовых цепей защит электродвигателей с реакторным пуском.

Для токовых отсечек электродвигателей рекомендуются реле серии РТ-40 или РНТ-565, имеющие встроенные насыщающиеся трансформаторы и обладающие улучшенной отстройкой от токов переходного процесса при пуске и самозапущке. Применение реле типа РНТ-565 может оказаться целесообразным, если токовая отсечка с реле РТ-40 не удовлетворяет требуемой чувствительности, а повышение чувствительности на 20–30% оказывается достаточным с точки зрения соответствия требованиям ПУЭ.

В дифференциальной токовой защите используются реле типа ДЗТ-11 с магнитным торможением (рис. 2.193). Тормозная обмотка реле w_r включается в плечо дифференциальной защиты со стороны нулевых

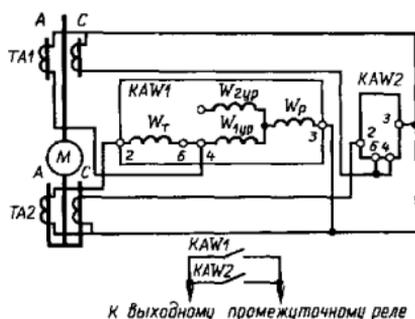


Рис. 2.193. Принципиальная схема дифференциальной защиты электродвигателя *M* с реле типа ДЗТ-11:

TA1, *TA2* – трансформаторы тока; *KAW1*, *KAW2* – реле типа ДЗТ-11

выводов обмотки статора. Этим обеспечивается минимальное торможение при внутренних повреждениях электродвигателя.

Для электродвигателей, имеющих динамическое торможение, в дифференциальную схему защиты включаются трансформаторы тока, установленные в цепи резисторов динамического торможения. Защита линии динамического торможения в этом случае выполняется двухфазной двухрелейной максимальной токовой защитой, отстроенной от максимального тока статора в режиме торможения и действующей на отключение выключателя цепи динамического торможения и АГП синхронного электродвигателя.

Расчетные уставки защиты 1. Ток срабатывания реле токовой отсечки выбирается в соответствии с

$$I_{с.р.} \geq k_{отс} k_{сх} I_{max} / K_I, \quad (2.321)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (при выполнении отсечки на реле РТ-40 $k_{отс} = 1,4 \div 1,5$ для асинхронных электродвигателей и $k_{отс} = 1,6 \div 1,8$ для синхронных электродвигателей; при выполнении отсечки на реле РНТ-565 $k_{отс} = 1,3$); $k_{сх}$ – коэффициент схемы включения реле; при включении реле на фазные токи $k_{сх} = 1$; K_I – коэффициент трансформации трансформаторов тока; I_{max} – наибольшее действующее значение периодической составляющей тока, протекающего через трансформаторы тока защиты в режимах пуска (при номинальном напряжении сети и скольжении $s = 1$), самозапуска или внешнего КЗ при выведенных пусковых устройствах (табл. 2.240).

Чувствительность токовой отсечки определяется при металлическом двухфазном КЗ

Таблица 2.240. Определение тока для расчета защиты электродвигателей от многофазных КЗ

Электродвигатель	Номинальная мощность	Особенность режима работы		Формула
		Наличие прямого пуска	Наличие самозапуска	
Синхронный	Любая	Нет	Нет	$I'_{max} = \frac{E'_q}{x_d} I_{ном}$
	2000 кВт и более	Да	Да	
	До 2000 кВт	Да	Да	$I'_{max} \geq \begin{cases} \frac{E'_q}{x_d} I_{ном}; \\ I_{нс,м} \end{cases}$
Асинхронный с короткозамкнутым ротором	Любая	Да	Да	
	Любая	Да	Нет	$I'_{max} = K_{п} I_{ном}$
Асинхронный с фазным ротором	Любая	Нет	Нет	$I'_{max} = \frac{E'_q}{x_k} I_{ном}$

Примечание. $E'_q = E_{MG}$ — сверхпереходная ЭДС, определяется по формулам табл. 2.42; $I_{ном}$ — номинальный ток электродвигателя; $I_{нс,м}$ — ток в цепи статора электродвигателя при несинхронном включении (см. § 2.116); x_d — индуктивное сопротивление цепи статора электродвигателя; $x_d = x_k + x_{пк}$; x_k — индуктивное сопротивление электродвигателя при КЗ для синхронных электродвигателей; $x_k = x'_d$ для асинхронных; $x_k = 1/K_{п}$; $x_{пк}$ — сопротивление от линейных выводов электродвигателей до места установки защиты; $K_{п}$ — кратность пускового тока.

на выводах электродвигателя в режиме, обусловливающем протекание наименьшего тока в реле:

$$k_{ч,мин} = \frac{I_{к,мин}^{(2)}}{I_{с,р} K_f} \approx \frac{0,87 I_{к,мин}^{(2)}}{I_{с,р} K_f} \quad (2.322)$$

Значение $k_{ч,мин}$ должно быть не менее двух.

2. Расчет дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-11 состоит в выборе необходимого числа витков w_d дифференциальной обмотки реле, соответствующего схеме соединений трансформаторов тока и постоянной времени $T'_d = x_{\Sigma} / \omega r_{\Sigma}$, где x_{Σ} и r_{Σ} — соответственно индуктивное и активное сопротивление цепи, по которой протекает ток I'_{max} . Число витков тормозной обмотки реле принимается равным наибольшему возможному значению: $w_T = 24$.

Относительное значение начального тока срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{с,р0} = \frac{F_{с,р0} K_f}{w_d I_{ном}}$$

где $F_{с,р0}$ — магнитодвижущая сила срабатывания реле ДЗТ-11 при отсутствии торможения; $F_{с,р0} = 100 \text{ А} \cdot \text{в}$; w_d — число витков

обмотки реле в дифференциальной цепи защиты, определяется по табл. 2.241.

Чувствительность дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-11 может не проверяться, так как она обеспечивается в любых реальных режимах работы электродвигателя и питающей сети.

3. Первичный ток срабатывания реле максимальной токовой защиты, установленных в плече дифференциальной защиты, выбирается из условия обеспечения необходимой чувствительности к двухфазным металлическим КЗ в зоне между пусковым выключением

Таблица 2.241. Число витков обмотки реле типа ДЗТ-11 в дифференциальной цепи защиты электродвигателей

Постоянная времени аperiodической составляющей T_d , с	Схема соединения трансформатора тока			
	У-У		У-Д	
	полная	неполная	полная	неполная
0,1	30	20	24	22
0,05	40	32	37	25
0,03	69	59	56	45

чателем и трансформаторами тока, расположенными в шкафу этого же выключателя, по выражению

$$I_{c,з} \leq \frac{I_{к\text{тн}}^{(2)}}{k_{\text{чтн}}},$$

где $I_{к\text{тн}}^{(2)}$ — ток в месте установки защиты в рассматриваемом режиме; $k_{\text{чтн}}$ — минимальный коэффициент чувствительности, принимаемый равным 1,5.

4. Первичный ток срабатывания защиты, устанавливаемой на линии пускового реактора, когда в качестве защиты от многофазных КЗ обмотки статора предусмотрена токовая отсечка, выбирается по условию отстройки от пускового тока $I_{\text{пуск}}$ электродвигателя с учетом сопротивления реактора:

$$I_{c,з} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{пуск}},$$

где $k_{\text{отс}}$ — то же, что и в (2.316).

Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ вблизи линейных выводов электродвигателя по (2.316). Значение коэффициента чувствительности должно быть около двух.

Защита от замыканий на землю в обмотке статора. Установка защиты электродвигателей от однофазных замыканий на землю считается обязательной при токе замыкания на землю 5 А и более. Рекомендуется предусматривать эту защиту и при меньших значениях тока замыкания на землю, если при соблюдении селективности обеспечивается действие этой защиты при реальных значениях тока замыкания на землю на выводах электродвигателя.

Когда в сети с изолированной нейтралью необходимость отключения однофазного замыкания на землю диктуется требованиями техники безопасности, защита предусматривается независимо от тока замыкания на землю.

Для выявления возникшего в электродвигателе замыкания на землю, когда защита от замыканий на землю в обмотке статора не устанавливается, используется устройство защиты и сигнализации замыканий на землю, предусмотренные для сети, к которой подключен электродвигатель.

Специальная защита от двойных замыканий на землю (одно — в обмотке статора, а другое — в сети) устанавливается, если защита от однофазных замыканий на землю отсутствует или выполнена с выдержкой времени.

Защита от замыканий на землю действует на отключение электродвигателя от сети, а у синхронных электродвигателей — на автоста-

тическое гашение поля, если оно предусмотрено.

Типы защиты — токовая защита нулевой последовательности с реле типа РТЗ-51 или токовая направленная защита нулевой последовательности типа ЗНП-1. Для защиты от двойных замыканий на землю — однорелейная, с реле типа РТ-40, токовая отсечка нулевой последовательности.

Указания по выполнению защиты. Для подключения защиты типа ЗНП-1, а также для защиты с реле типа РТЗ-51 при числе кабелей, соединяющих электродвигатель с распределительным устройством, не превышающем пяти, применяются трансформаторы тока нулевой последовательности (ТННП) типов ТЗ, ТЗЛ и ТЗЛМ. Для реле типа РТЗ-51 ТННП, как правило, соединяются параллельно, а для защиты типа ЗНП-1 — в соответствии с рис. 2.201. При шести и более кабелях реле типа РТЗ-51 должно подключаться к кабельным трансформаторам тока нулевой последовательности с подмагничиванием переменным током (типа ТНП-7) от шинного трансформатора напряжения.

Как правило, ТННП устанавливаются в распределительном устройстве, если учет собственного емкостного тока кабельной линии (от места установки трансформаторов тока до линейных выводов электродвигателя) в токе срабатывания защиты [см. (2.317)] не приводит к необходимости введения выдержки времени. Сопротивление соединительных проводов между ТННП и реле защиты не должно превышать 1 Ом. При использовании реле типа РТЗ-51 с ТННП типа ТНП-7 во вторичную цепь трансформатора тока включается резистор типа ПЭВ-50, 50 Ом.

Защита выполняется действующей без выдержки времени, если этого не требуется по условию отстройки от переходных процессов, например в случае, когда ток срабатывания защиты в сети с нейтрально, заземленной через дугогасящий реактор, выбранный по (2.318), оказывается больше 5 А.

Расчетные уставки защиты. Уставки срабатывания реле тока защит от замыканий на землю рассчитываются в первичных токах.

Ток срабатывания защиты с реле типа РТЗ-51 определяется из условия ее надежной отстройки от броска собственного емкостного тока, проходящего в месте установки защиты при внешнем перемещающемся замыкании на землю:

$$I_{c,з} \geq I_{c,з,\text{расч}} = k_{\text{отс}} k_5 I_{c,з}, \quad (2.323)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки ($k_{\text{отс}} = 1, 2$); k_5 — коэффициент, учитывающий бро-

Таблица 2.242. Расчетные значения емкости двигателей

Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	Расчетные значения емкости обмотки статора на три фазы, мкФ
СТД-5000-2	5000	0,110/0,85
СТД-6300-2	6300	0,110/0,110
СТД-8000-2	8000	0,170/0,110
СТД-10000-2	10000	0,170/0,150
СТД-12500-2	12500	0,220/0,150

Примечание. В числителе указаны емкости для СТД с номинальным напряжением 6 кВ, в знаменателе — номинальным напряжением 10 кВ.

сок собственного емкостного тока ($k_b = 2,5$); I_C — собственный емкостный ток присоединения самого электродвигателя $I_{CД}$ и линии, соединяющей его с распределительным устройством и входящей в зону действия защиты $I_{CЛ}$:

$$I_C = I_{CД} + I_{CЛ} \quad (2.324)$$

Собственный емкостный ток электродвигателя, А

$$I_{CД} = \frac{6lfC_{Д}U_{ном}}{\sqrt{3}}$$

где f — номинальная частота сети, Гц; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети, В; $C_{Д}$ — ем-

кость фазы статора электродвигателя, Ф. Значение $C_{Д}$ принимается по данным завода-изготовителя электродвигателя. При номинальной мощности электродвигателей, не превышающей 2,5–3 МВт, значением $I_{CД}$ в (2.324) обычно можно пренебречь. Значения $C_{Д}$ для некоторых типов электродвигателей приведены в табл. 2.242.

Собственный емкостный ток кабельной линии, входящей в зону защиты, определяется по формуле

$$I_{CЛ} = I_{C0}lm,$$

где I_{C0} — значение собственного емкостного тока 1 км кабеля; l — длина линии, км; m — число кабелей в линии.

Если значение $I_{C3,расч}$, определенное по (2.323), оказывается меньше минимального тока срабатывания из табл. 2.243, то ток срабатывания защиты принимается равным указанному в этой таблице. Во всех других случаях

$$I_{C3,расч} \leq I_{C3} < 5 \text{ А.}$$

При $I_{C3,расч} > 5 \text{ А}$ в сетях с дугогасящим реактором в защиту вводится выдержка времени $t_{c,з} = 1 + 1,5 \text{ с}$, а ток срабатывания вычисляется по (2.323) при $k_b = 1,5$. В сети с изолированной нейтралью в подобном случае вместо реле типа РТЗ-51 устанавливается защита типа ЗЗП-1.

Правилами устройства электроустановок не требуется проверка чувствительности за-

Таблица 2.243. Первичные токи срабатывания защиты от замыканий на землю с реле типа РТЗ-51, А

Тип трансформатора тока нулевой последовательности	Число и соединение трансформаторов тока нулевой последовательности							
	1	2	3	4	2	3	4	5
	последовательное				параллельное			
ТЗЛ	0,68	1,25	1,95	2,48	0,97	1,19	1,43	Нет данных
	3,96	6,80	9,83	14,6	4,25	4,80	5,95	
ТЗЛМ	0,60	1,08	1,60	2,16	0,89*	1,08*	1,33*	1,67*
	3,26	6,35	9,60	13,00	4,62*	5,1*	5,66*	6,6*
ТЗР	0,90	1,26	Нет данных		1,41	Нет данных		—
	3,80	6,20			6,10			
ТЗЛР	0,81	1,34	1,95	2,56	1,00	1,20	1,52	Нет данных
	4,17	7,90	11,70	15,44	5,00	6,10	7,20	

Примечания: 1. Значения тока срабатывания, отмеченные знаком *, указаны по данным института «Атомтеплоэлектропроект», остальные — по данным «Уралэнергочермет».

2. В числителе приведены минимальные, а в знаменателе — максимальные токи срабатывания.

шит электродвигателей от однофазных замыканий на землю. Рекомендуется обеспечивать условие $I_{CЭ} - I_C \geq 1,5I_{CЭ}$, где $I_{CЭ}$ — суммарный емкостный ток замыкания на землю сети, к которой подключен электродвигатель в нормальном режиме ее работы.

Первичный ток срабатывания реле типа РТ-40/6 защиты от двойных замыканий на землю принимается равным 150—200 А.

Защита от токов перегрузки устанавливается в случаях, когда возможны перегрузки по технологическим причинам или имеются тяжелые условия пуска и самозапуска (длительность прямого пуска от сети не менее 20 с). Защита выполняется с действием на сигнал, если обслуживающий персонал имеет возможность ликвидировать перегрузку в приемлемое время, или на автоматическую разгрузку.

Действие защиты на отключение применяется на электродвигателях с тяжелыми условиями пуска и самозапуска, в случаях, когда электродвигатель не участвует в самозапуске, а также на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова или которые работают без постоянного дежурного персонала.

Тип защиты — максимальная токовая защита с зависимой или независимой от тока характеристикой выдержки времени в однофазном исполнении.

Указания по выполнению защиты и вы. Для асинхронных электродвигателей, не входящих в приводы ответственных

механизмов, если время их пуска и самозапуска не превосходит 12—13 с, для электродвигателей с изменяющейся нагрузкой на валу или имеющих частоту пусков более 500 раз в год, применяется защита с зависимой от тока характеристикой выдержки времени — с использованием реле типа РТ-82. При этом необходимо принять меры по устранению влияния вибрации и тряски, имеющих место в КРУ, на действие реле. Во всех остальных случаях предусматривается защита с независимой от тока характеристикой выдержки времени с реле тока серии РТ-40 и реле времени типа ВЛ-34.

Реле тока защиты включается либо на ток фазы, если электродвигатель оборудован дифференциальной защитой, либо на разность токов двух фаз — для электродвигателей, защищаемых от многофазных КЗ токовой отсечкой (рис. 2.194). Последнее предусматривается в целях обеспечения отключения многофазных КЗ с током, меньшим тока срабатывания отсечки, и имеет смысл в тех случаях, когда защита от перегрузки выполняется с действием на отключение. Для защиты от перегрузки рекомендуется использовать вторичные обмотки трансформаторов тока, не связанных с защитой от многофазных КЗ.

Расчетные уставки защиты. Ток срабатывания реле защиты

$$I_{ср} = \frac{k_{отс} k_{сх} I_{ном}}{k_n K_I}, \quad (2.325)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, равный

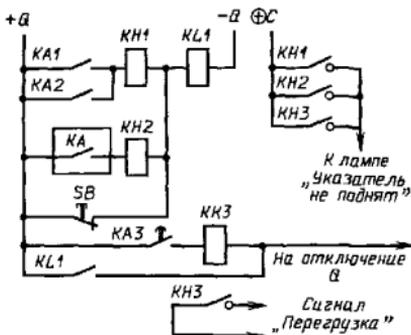
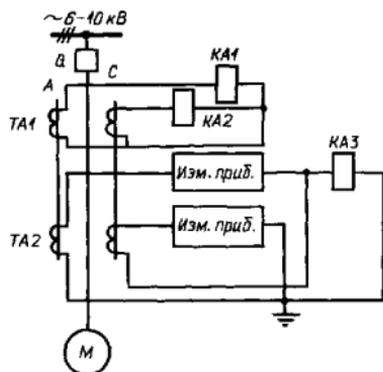


Рис. 2.194. Принципиальная схема токовой отсечки и защиты от перегрузки электродвигателя М:

Q — выключатель; ТА1, ТА2 — трансформаторы тока; КА1, КА2 — реле тока отсечки; КА3 — реле тока защиты от перегрузки; КЛ1 — промежуточное реле; КН1—КН3 — указательные реле; КА — контактная группа реле защиты от замыкания на землю; СВ — кнопка управления

1.1; $k_{сх}$ — коэффициент схемы включения реле ($k_{сх} = 1$ при включении реле на ток фазы и $k_{сх} = \sqrt{3}$ при включении реле на разность токов двух фаз); $k_{в}$ — коэффициент возврата реле, принимаемый равным 0,8 для реле типа РТ-82 и 0,85 для реле серии РТ-40; $I_{ном}$ — номинальный ток электродвигателя; K_I — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Выдержка времени защиты должна превышать на 20–30% расчетное время пуска электродвигателя. Эта уставка срабатывания уточняется в процессе наладочных работ.

Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима устанавливается на всех синхронных электродвигателях и действует на схему, предусматривающую ресинхронизацию, ресинхронизацию с автоматической разгрузкой механизма до такого уровня, при котором обеспечивается втягивание электродвигателя в синхронизм, отключение электродвигателя при неуспешной ресинхронизации при невозможности осуществления разгрузки или ресинхронизации при отсутствии необходимости по условиям технологического процесса в ресинхронизации электродвигателя.

Особенности выполнения защиты. Для синхронных электродвигателей со спокой-

ной нагрузкой на валу независимо от других видов защиты от асинхронного режима, входящих в состав возбуждательных устройств, предусматривается защита, реагирующая на увеличение тока статора и на снижение тока возбуждения. Защита по току статора представляет собой двухступенчатую (по времени действия) максимальную токовую защиту в однопредельном исполнении от токов перегрузки, возникающих в асинхронном режиме (рис. 2.195). В схеме используется промежуточное реле типа РП-252, имеющее замедление при возврате, для предотвращения отказа защиты при бисинях тока асинхронного режима. Для обеспечения раздельного срабатывания защиты на ресинхронизацию и на отключение для первой ступени защиты (с меньшей выдержкой времени), действующей на ресинхронизацию и на разгрузку, предусмотрено отдельное выходное промежуточное реле ($KL2$ на рис. 2.195). Так как время действия первой ступени защиты меньше времени пуска или самозапуска электродвигателя, она выводится из работы на время этих режимов с помощью реле, контролирующего продолжительность пуска и самозапуска. Расчетные уставки защиты такие же, как и у токовой защиты от перегрузок. Выдержка времени первой ступени защиты принимается равной 0,5–1 с.

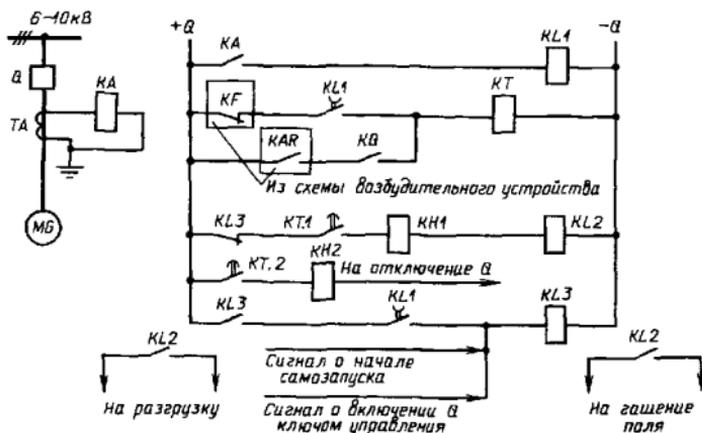


Рис. 2.195. Принципиальная схема токовой защиты от асинхронного режима синхронного электродвигателя МГ;

Q — выключатель, TA — трансформатор тока, KA — реле тока типа РТ-40, KT — реле времени типа ВЛ-34; KL1 — реле промежуточное типа РП-252; KL2, KL3 — реле промежуточные типа РП-23; KH1 — KH2 — реле указательные типа РУ-1, KQ — кнопка управления; KAR — контакт, замыкающийся при потере возбуждения, Kf — контакт, размыкающийся при форсировке возбуждения

Защита от потери питания и понижения напряжения предусматривается для предотвращения повреждений электродвигателей, которые могут возникнуть после того, как на затормозившиеся в результате потери питания, кратковременного или длительного снижения напряжения электродвигатели будет вновь подано напряжение нормальной о уровня. Это может привести к непредусмотренному самозапуску или повторному пуску электродвигателей, для которых эти режимы либо недопустимы по условиям завода-изготовителя или технологического процесса, либо запрещены техникой безопасности.

Эта же защита обычно используется для обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов, надежного пуска АВР электродвигателей взаиморезервируемых механизмов и источников электроснабжения, а также для ограничения подпитки от электродвигателей места короткого замыкания в питающей сети (35—220 кВ).

Защита от потери питания выполняется групповой, т. е. общей для всех электродвигателей, присоединенных к одной секции сборных шин распределительного устройства. Защита действует на отключение электродвигателей, которые по тем или иным причинам не участвуют в самозапуске, и на гашение поля синхронных электродвигателей, подлежащих самозапуску.

Типы защиты. В качестве защиты от потери питания используются одно-, двух- или трехступенчатая защита минимального напряжения, защита минимального напряжения и минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности, вспомогательные контакты выключателя линии, питающей секцию сборных шин распределительного устройства, к которому подключены электродвигатели, или выходные цепи релейных защит, действующих на его отключение.

Особенности выполнения защиты. Защита минимального напряжения предусматривается в тех случаях, когда суммарная номинальная мощность синхронных электродвигателей в сети, для которой рассматривается режим потери и восстановления питания, понижения и последующего повышения напряжения, не превышает 10% общей мощности одновременно работающих электродвигателей, а требования к сокращению перерыва питания (например, с точки зрения обеспечения самозапуска) не предъявляются. Число ступеней уставок срабатывания по напряжению и по времени зависит от типа электродвигателей, условий их работы и отношения к самозапуску. Реле напряжения за-

щиты подключаются к шинам вторичных цепей трансформатора напряжения секции распределительного устройства совместно с приборами измерения и технической учеда через общий защитный автоматический выключатель. Для исключения ложной работы защиты при неисправностях цепей трансформатора напряжения и при выкатывании его тележки из шкафа КРУ предусматривается соответствующая блокировка, использующая вспомогательные контакты автоматического выключателя и конечного выключателя, фиксирующей положение тележки.

На подстанциях с выпрямленным оперативным током защита выполняется с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов (рис. 2.196).

Защита минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности предусматривается в дополнение к защите минимального напряжения, когда в сети, для которой рассматривается режим потери и восстановления питания действием АВР или АПВ, имеются синхронные электродвигатели суммарной номинальной мощностью, превышающей 10% общей мощности всех одновременно работающих электродвигате-

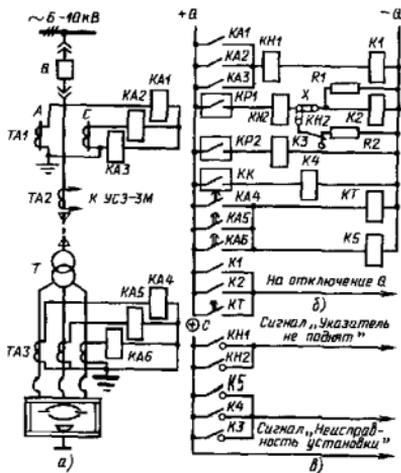


Рис. 2.196. Схемы групповой защиты минимального напряжения с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов:

а — структурная схема; б — схема управления; в — схема сигнализации

лей, а также в тех случаях, когда при наличии синхронных электродвигателей требуется как можно больше сократить время перерыва питания. После направления мощности, входящей в состав защиты, блокируют ее действие при направлении активной мощности к шинам (см. рис. 2.207).

Как правило, одна из ступеней защиты минимального напряжения и защиты минимальной частоты выполняет также функции измерительных органов в устройствах автоматического включения резерва.

Расчетные уставки защиты. Напряжение срабатывания ступени защиты, предназначенной для отключения несамозапускающихся электродвигателей, принимается равным $0,7 U_{ном}$, а выдержка времени — большей времени действия основных защит элементов сети от многофазных КЗ $t_{с,з} = 0,5 \div 1,5$ с.

Напряжение срабатывания ступени защиты, подготовляющей самозапуск ответственных механизмов, или ступени, действующей на отключение при длительном отсутствии напряжения,

$$U_{с,з} \leq \frac{U_{самоз}}{k_{отс} k_{в}},$$

где $U_{самоз}$ — напряжение в месте установки защиты в режиме самозавузка; $k_{отс}$ — коэффициент отстройки; $k_{в}$ — коэффициент возврата реле. При использовании электромеханических реле понижения напряжения принимается $k_{отс} = 1,2$ и $k_{в} = 1,25$.

Время срабатывания ступени, подготовляющей самозапуск, принимается на $\Delta t = 0,5$ с больше времени действия защит, при КЗ в зоне действия которых напряжение в месте установки защиты минимального напряжения $U_{отс} < U_{с,з}$. Для ступени, действующей на отключение, выдержка времени устанавливается равной 9—10 с.

Частота срабатывания защиты минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности принимается равной $f_{с,р} = 48,5 \div 49$ Гц, а выдержка времени — около 0,5 с.

2.107. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОПЕЧНЫХ УСТАНОВОК

Общие положения. Для трехфазных электропечных установок (ЭПУ) предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при многофазных КЗ в линии, питающей ЭПУ, в печном трансформаторе (ПТ) и на выводах его обмотки НН, многофазных КЗ на выводах и перемычках между

автотрансформатором (АТ) и печным трансформатором — для ЭПУ, состоящих из АТ и ПТ, внутренних повреждениях в ПТ, включая КЗ в обмотках трансформатора, неисправности регулятора напряжения (РНН), понижении уровня и повышении температуры масла, замыканиях на землю в питающей линии и в обмотке ВН ПТ, сверхтоках перегрузки, вызванных нарушением технологического режима или эксплуатационными КЗ.

В ЭПУ с одним выключателем, выполняющем оперативно-защитные функции, действие защит ЭПУ на отключение направлено на этот выключатель, установленный в начале питающей линии (рис. 2.196). В тех ЭПУ, где имеются защитный выключатель в начале питающей линии и один или два оперативных выключателя вблизи трансформаторного агрегата, защиты от КЗ на стороне ВН ЭПУ действуют на отключение защитного, а остальные защиты — на отключение оперативного выключателя.

Типы и особенности выполнения защит. Для защиты от многофазных КЗ предусматривается максимальная токовая защита на стороне ВН ЭПУ, на выключателе питающей линии, в двух- или трехфазном трехрелейном исполнении. В качестве измерительных органов могут быть использованы электромагнитные реле серии РТ-40, если при соответствующей отстройке от бросков тока намагничивания ПТ удается обеспечить требуемую чувствительность, или реле типа РНТ-565.

Для мощных ПТ, имеющих трансформаторы тока на стороне НН, дополнительно к максимальной токовой защите на стороне ВН ЭПУ целесообразно предусматривать дифференциальную защиту ПТ и максимальную токовую защиту цепей НН ЭПУ, выводов ПТ и короткой сети. Дифференциальная защита выполняется двумя комплектами с различными схемами коммутации трансформаторов тока на стороне ВН ПТ. Это позволяет исключить ложную работу защиты при переключении первичной обмотки ПТ со звезды на треугольник и обратно. Для большей чувствительности дифференциальная защита выполняется с реле тока ДЗТ-11, имеющими магнитное торможение, и небольшой выдержкой времени, дающей необходимую отстройку от броска намагничивающего тока при включении ПТ на холостой ход (рис. 2.197).

Максимальная токовая защита цепей НН в трехфазном трехрелейном исполнении обеспечивает лучшую по сравнению с защитой на стороне ВН ЭПУ чувствительность к замыканиям на выводах НН РТ и в корот-

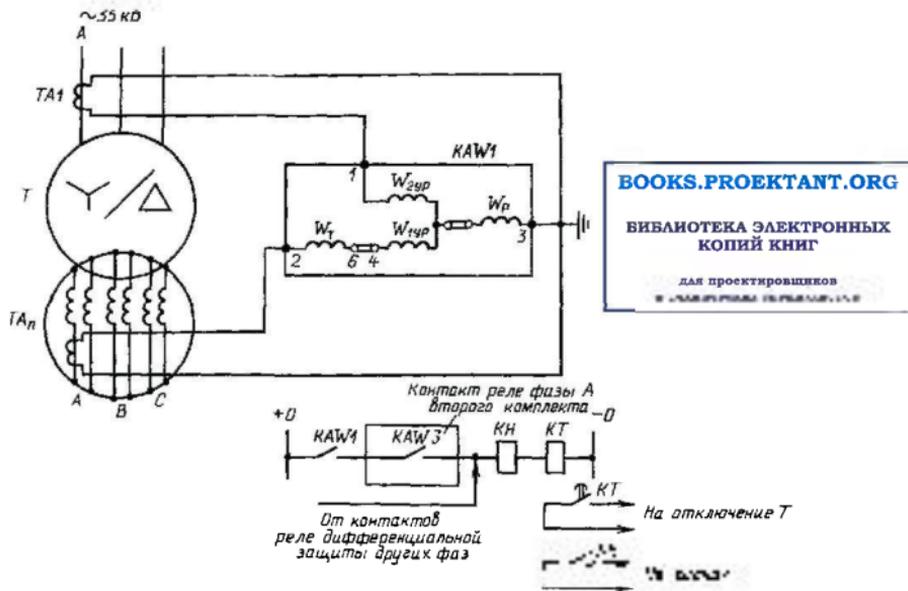


Рис. 2.197. Дифференциальная защита трансформатора ЭПУ (одна фаза одного комплекта)

кой сгги. Защита действует без выдержки времени на отключение.

Для защиты ПТ от всех видов повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, утечкой масла, предусматривается газовая защита. Число газовых реле определяется конструкцией ПТ. Первая степень двухступенчатой газовой защиты действует с выдержкой времени на сигнал, а вторая, без выдержки времени, — на отключение. Защита от перегрева масла обычно выполняется с помощью электроконтактных термометров.

Для защиты трансформатора от переключения «под током» ступеней регулятора напряжения используется предусмотренное заводом-изготовителем ПТ реле тока, действующее на отключение привода регулятора при токах нагрузки, превышающих допустимые.

Трехфазная трехрелейная максимальная токовая защита от сверхтоков перегрузки, как правило, подключается к трансформаторам тока на стороне НН ПТ, а если они отсутствуют — к трансформаторам тока на стороне ВН ПТ. Защита выполняется с зависимой от тока характеристикой выдержки

времени с действием на сигнал и на отключение (реле КА4 — КА6 на рис. 2.196).

Защита от замыканий на землю в питающей линии и в обмотке ВН ПТ выполняется так же, как и для линий 6—35 кВ с одностронним питанием.

Расчетные уставки защиты. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты на стороне ВН ЭПУ выбирается из условия отстройки от токов эксплуатационных КЗ по выражению $I_{с.з} \geq k_{отс} I_{з.к}$ и от бросков намагничивающего тока при включении ПТ по формуле $I_{с.з} \geq k'_{отс} I_{ном.л.т}$, где $k_{отс}$ и $k'_{отс}$ — коэффициенты отстройки; $I_{з.к}$ — наибольшее значение тока в месте установки защиты при эксплуатационном КЗ; $I_{ном.л.т}$ — номинальный ток печного трансформатора. Значения $k_{отс}$ и $k'_{отс}$ принимаются: при выполнении защиты с реле РТ-40 $k_{отс} = 1,5$; $k'_{отс} = 3 + 4,5$, при выполнении защиты с реле РНТ-565 $k_{отс} = k'_{отс} = 1,3 + 1,5$.

Ток срабатывания дифференциальной токовой защиты принимается равным $0,5 I_{ном.л.т}$, а выдержка времени $t_{с.з} = 0,3 + 0,5$ с. Число витков тормозной обмотки определяется условием надежного торможения защиты при эксплуатационном КЗ по выра-

жению

$$I_{\text{гор}} \geq k_{\text{отс}} \frac{I_{\text{вб.расч}} W_{\text{раб}}}{I_{\text{гор}} t_{\text{г}} \alpha} =$$

$$= k_{\text{отс}} (\epsilon + \Delta u + \Delta w_{*}) \frac{W_{\text{раб}}}{t_{\text{г}} \alpha},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ — коэффициент отстройки; $I_{\text{вб.расч}}$, $I_{\text{гор}}$ и ϵ — соответственно первичный расчетный ток небаланса, тормозной ток и полная погрешность трансформаторов тока при эксплуатационном КЗ; $w_{\text{раб}}$ — рабочее число витков, соответствующее принятому току срабатывания; $t_{\text{г}} \alpha = 0,75$; Δu — относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, для двухкомплектной защиты принимается равной половине диапазона регулирования в пределах одной схемы соединения обмотки ВН ПТ; Δw_{*} — относительная выковая погрешность, обусловленная исполтым выравниванием витков рабочей обмотки реле, подключаемых к трансформаторам тока на стороне ВН и НН печного трансформатора

Выдержка времени дифференциальной защиты принимается равной 0,3–0,5 с.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты, установленной на стороне НН ПТ, рассчитывается по формуле $I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{отс}} I_{2, \text{к.н}}$, в которой значение $I_{2, \text{к.н}}$ соответствует току эксплуатационного КЗ на стороне НН ПТ.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки выбирается из условия надежного несрабатывания при длительном максимальном рабочем токе по выражению

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб. макс}}$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, равный 1,1; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле, для реле типа РТ-81 принимается равным 0,8; $I_{\text{раб. макс}}$ — значение максимального длительного рабочего тока.

При недостаточной чувствительности защит от КЗ к повреждениям на стороне НН ПТ время действия защиты на отключение принимается не больше 10 с.

Если чувствительность защит от КЗ к указанным повреждениям соответствует требованиям, то время действия первой ступени защиты, действующей на сигнал, принимается около 10 с, а второй, действующей на отключение, — около 1 мин.

Чувствительность защит от КЗ проверяется по току $I_{\text{мин}}^{(2)}$ в месте установки защиты при двухфазном КЗ на выводах НН ПТ по

условию

$$k_{\alpha} = I_{\text{мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}$$

2.108. ЗАЩИТА ЛИНИЙ 6–35 кВ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Общие положения. Для воздушных и кабельных линий 6–35 кВ предусматриваются устройства релейной защиты от замыканий, а также устройства защиты или сигнализации, действующие при однофазных замыканиях на землю. Защита от многофазных замыканий должна по возможности осуществлять резервирование по отношению к соответствующим защитам, установленным на предыдущих участках.

Защита от многофазных замыканий устанавливается на всех линиях 6–35 кВ и действует на отключение выключателей, отсоединяющих поврежденную линию от источников питания. Допускается несрабатывание защиты при КЗ на стороне НН трансформаторов, присоединенных к защищаемой линии, если для них предусмотрены отдельные защиты.

Типы защит. Для реактивных линий — одноступенчатая максимальная токовая защита в двухфазном, двухрелейном исполнении.

Для неактивных воздушных линий — двухфазная двухступенчатая максимальная токовая защита: первая ступень — двухрелейная токовая отсечка, вторая — двух- или трехрелейная максимальная токовая защита, как правило, с независимой от тока характеристикой выдержки времени.

На длинных (более 3 км) линиях рекомендуется применять двухступенчатую дистанционную защиту.

Для неактивных кабельных линий — одно- или двухступенчатая (если к защищаемой линии подключены один или несколько трансформаторов без выключателей со стороны высшего напряжения) в двухфазном, двух- или трехрелейном исполнении.

Для защиты неактивных кабельных линий, связывающих ГПП и РП или два РП с синхронными электродвигателями, когда максимальная токовая защита с выдержкой времени оказывается неприемлемой по условиям термической стойкости кабелей, устойчивой работы синхронных электродвигателей, чувствительности (в случае применения защиты шин по рис. 2.187), целесообразно применение быстродействующих дифферен-

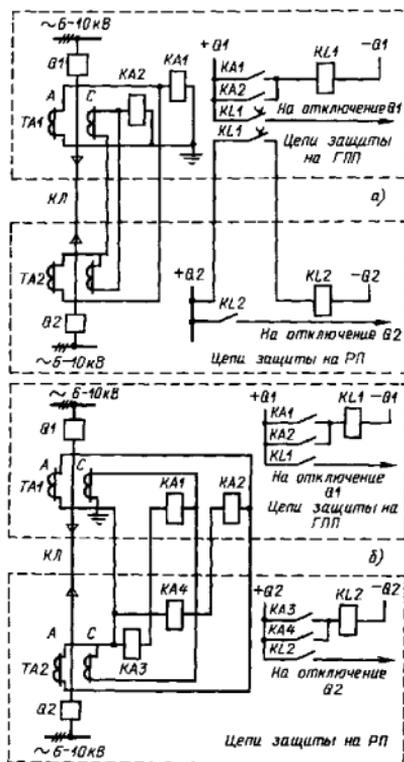


Рис. 2.198. Варианты выполнения упрощенных дифференциальных защит кабельной линии (КЛ):

$Q1, Q2$ – выключатели; $TA1, TA2$ – трансформаторы тока; $KA1 - KA4$ – реле тока; $KL1, KL2$ – промежуточные реле

циальных защит в двухфазном двухрелейном исполнении. При небольших (300–500 м) расстояниях допустимо использовать дифференциальную защиту по рис. 2.198, а на более длинных линиях следует устанавливать продольную дифференциальную защиту с проводным каналом связи типа ДЗЛ-2.

Указания по выполнению защиты. В схемах защиты с отсечкой, выполненной с использованием реле типа РТ-40 (рис. 2.199), в выходную цепь защиты включается промежуточное реле, обеспечивающее отключение выключателя, а также некоторую отстройку от возможного броска анергиди-

ческой составляющей тока КЗ, от бросков намагничивающих токов силовых трансформаторов, получающих питание по защищаемой линии, а на воздушных линиях – отстройку от действия разрядников. Несрабатывание максимальной токовой защиты, выполненной с ускорением действия при включении, от бросков намагничивающих токов трансформаторов обеспечивается введением в цепь ускорения замыкающего контакта реле времени защиты с временем срабатывания 0,1–0,3 с и соответствующим выбором тока срабатывания.

Защита типа ДЗЛ-2 состоит из двух полуккомплектов. Со стороны питания устанавливается типовая панель ЭПЗ-1638, содержащая полуккомплект защиты с устройством контроля исправности соединительных проводов, а со стороны приемного конца линии – полуккомплект защиты, размещенный на типовой панели ЭПЗ-1639. Проводная линия связи обычно выполняется телефонным кабелем.

Расчетные уставки защиты. 1. Расчет ДЗЛ-2 состоит в выборе коэффициентов k и h комбинированного фильтра $I_1 - kI_2$, применяемого в защите. Для защиты линий 6–35 кВ можно принимать $k = -4$. Коэффициент h определяется по табл. 2.244 в зависимости от максимального вторичного тока, на которой включена защита. Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к min}}^{(3)}}{I_{\text{ДЗЛ}}^{(3)} K_T}$$

где $I_{\text{к min}}^{(3)}$ – наименьшее начальное значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ в конце линии в режиме одностороннего питания; $I_{\text{ДЗЛ}}^{(3)}$ – вторичный ток срабатывания защиты (по табл. 2.244); K_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Таблица 2.244. Уставки и чувствительность защиты типа ДЗЛ-2

Максимальное значение вторичного тока трансформаторов тока при КЗ, А	Коэффициент h	Вторичный ток срабатывания защиты, А, при $k = -4$	
		$K^{(2)}$	$K^{(3)}$
100	1	1,9	4
150	1,5	2,9	6
200	2	3,8	8

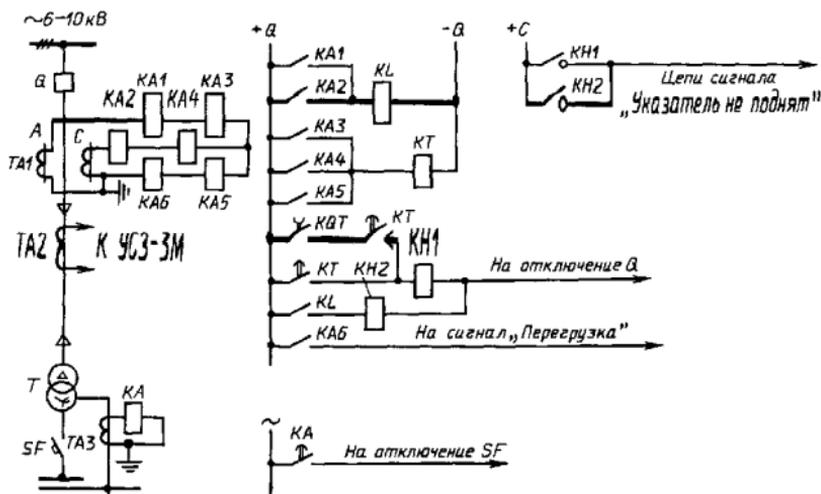


Рис. 2.199. Принципиальная схема защиты линии 6–10 кВ, питающей силовой трансформатор 6–10/0,4–0,69 кВ с глухозаземленной нейтралью:

T – трансформатор; Q – выключатель; $TA1$ – $TA3$ – трансформаторы тока; KA – реле тока серии РТ-80; $KA1$ – $KA6$ – реле тока типа РТ-40; KT – реле времени типа РВ-122, KL – реле промежуточное типа РП-23 или РП-251; $KH1$, $KH2$ – реле указательные типа РУ-1; SF – выключатель; KQT – контакт реле положения выключателя Q «отключено»

2. Первичный ток срабатывания токовой отсечки определяется из условия надежного несрабатывания ее при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии, а для отсечки, установленной на линии, к которой подключены один или несколько силовых трансформаторов, – из условия надежной отстройки от КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов по выражению

$$I_{с.з} \geq k_{отс} I_{к\text{ВН}max}^{(3)} \quad (2.326)$$

где $k_{отс} = 1,3 \div 1,4$ – коэффициент отстройки; $I_{к\text{ВН}max}^{(3)}$ – наибольшее начальное значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при КЗ в указанных выше точках. Для магистральных линий, питающих группу силовых трансформаторов, кроме (2.326) должно выполняться условие отстройки от суммарного броска намагничивающих токов этих трансформаторов

$$I_{с.з} \geq k_{отс} \sum I_{ном,т} \quad (2.327)$$

где $k_{отс} = 2 \div 3$ при выполнении токовой отсечки с промежуточным реле, обеспечивающим замедление действия защиты на время около 0,1 с, и $k_{отс} = 4 \div 5$ при выполнении отсечки без замедления; $\sum I_{ном,т}$ – сумма номинальных токов трансформаторов, присоединенных к защищаемой линии.

Чувствительность отсечки проверяется при двухфазном КЗ в начале линии без подключенных трансформаторов или в конце линии. Минимальный коэффициент чувствительности, определяемый по выражению $k_{ч} = I_{к\text{МН}}^{(2)} / I_{с.з}$, должен быть не менее 1,5, а при отсутствии отдельных защит от многофазных КЗ, например, предохранителей на подключенных к линии трансформаторах – не менее 2.

3. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты, установленной на линии, питающей один или несколько трансформаторов, выбирается из условий отстройки от наибольшего тока нагрузки:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} k_{с.з.л}}{k_{в}} I_{ном,т} \quad (2.328)$$

где $k_{отс} = 1,1 \div 1,2$; $k_{в}$ – коэффициент возврата реле тока; $k_{с.з.л}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий возрастание тока нагрузки в послеаварийном режиме или после действия АВР за счет самозапуска электродвигателей; $I_{ном,т}$ – наибольший ток нагрузки защищаемой линии с учетом перегрузочной способности трансформаторов.

Если в схеме выполнено ускорение максимальной токовой защиты, то помимо

условия (2.328) должно быть учтено (2.327), где $k_{отс}$ следует принять равным 2.

Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ в конце линии и на выводах низшего напряжения трансформаторов. Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 при КЗ на выводах НН трансформаторов. При наличии отдельных защит трансформаторов должно обеспечиваться $k_n \geq 1,5$ при КЗ в конце линии и по возможности $k_n \geq 1,2$ при КЗ на выводах НН.

4. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты линий, питающих РП, выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки по (2.328).

Рекомендуется, если это не ограничивает чувствительность защиты, согласовывать защиту линий с быстродействующими защитами линий, подключенных к РП, используя выражение

$$I_{с.з} \geq k_{н.с} (I_{с.з.прел} + I_{н.макс}), \quad (2.329)$$

где $k_{н.с}$ — коэффициент надежного согласования ($k_{н.с} = 1,3 + 1,5$); $I_{с.з.прел}$ — наибольший из токов срабатывания защит, обычно токовых отсечек электродвигателей или трансформаторов, получающих питание от шин РП; $I_{н.макс}$ — наибольший рабочий ток защищаемой линии за вычетом тока нагрузки линии, с которой производится согласование.

Для максимальных токовых защит, реле которых используются для блокировки первой ступени защиты шин, обязательным помимо (2.327) и (2.328) является условие надежной отстройки от тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ на шинах, к которым подключена защищаемая линия («за спиной»):

$$I_{с.з} \geq k_{отс} (I_{д1} + I_{д2}), \quad (2.330)$$

где $k_{отс}$, $I_{д1}$ и $I_{д2}$ — то же, что и в (2.317).

Если условие (2.330) оказывается определяющим и ограничивает чувствительность защиты, определяемую по формуле $k_n = I_{н.макс}^2 / I_{с.з}^2 \geq 1,5$, следует применить на линии дифференциальную токовую защиту и использовать контакты ее измерительных органов для блокировки защиты шин.

Выдержка времени максимальной токовой защиты линии принимается на ступень $\Delta t = 0,3 + 0,5$ с больше времени срабатывания защит, с которыми производится согласование.

Защита от однофазных замыканий на землю устанавливается на всех линиях 6–35 кВ, отходящих от шин РП и ГПП, работающих в сетях с изолирован-

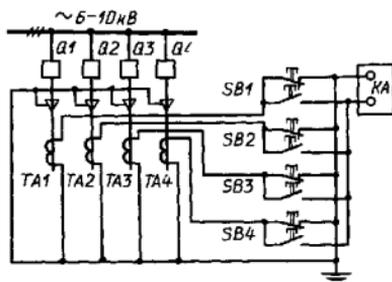


Рис. 2.200. Принципиальная схема подключения центрального устройства поиска замыканий на землю (на четыре присоединения): Q1–Q4 — выключатели; ТА1–ТА4 — трансформаторы тока нулевой последовательности; КА — устройство типа УСЗ-3М; SB1–SB4 — выключатели ключевые

ной и заземленной через дугогасящий реактор нейтрально и действующей на сигнал, за исключением тех случаев, когда по условиям техники безопасности требуется действие защиты на отключение.

Защита, действующая на отключение по условиям техники безопасности, выполняется двухступенчатой. I ступень защиты отключает линию, питающую поврежденный участок, II ступень — резервная — с выдержкой времени отключает секцию 6–35 кВ, запрещая повторную подачу напряжения до ликвидации замыкания на землю.

Особенности выполнения защиты. В сетях с нейтрально, заземленной через дугогасящий реактор, рекомендуется применять устройства типов УСЗ-2/2 и УСЗ-3М, реагирующие на сумму высших гармоник в токе замыкания на землю. При этом устройство типа УСЗ-3М рекомендуется устанавливать по одному на секцию сборных шин и подключать так, как показано на рис. 2.200.

Замыкание на землю определяется по наибольшему показанию прибора, встроенного в УСЗ-3М.

В сетях с изолированной нейтрально целесообразно применять защиту с реле типа РТЗ-51, если обеспечивается необходимая чувствительность защиты в сочетании с устройством типа УСЗ-3М. Если по условиям безопасности или из-за недостаточной чувствительности реле типа РТЗ-51 требуется обеспечить минимальный ток срабатывания защиты, следует предусматривать направленную токовую защиту нулевой последователь-

ности типа ЗЗП-1. В двухступенчатых защитах I ступень выполняется в виде защиты типа ЗЗП-1, а II — в виде защиты максимальной мощности нулевой последовательности (с помощью реле напряжения серии РН-50 и реле времени).

Для сетей, в которых не требуется установка двухступенчатых защит с действием на отключение, независимо от способа токовой защиты обязательно применение устройств контроля изоляции, которое обычно выполняется с использованием реле напряжения, включенного на разомкнутый треугольник дополнительной вторичной обмотки шинного трансформатора напряжения, и вольтметра с переключателем.

Токовые цепи защиты подключаются к трансформаторам тока нулевой последовательности. Схемы их соединения для подключения устройств типов УСЗ-2/2, УСЗ-3М и ЗЗП-1 даны на рис. 2.201. Для подключения реле типа РТЗ-51 вторичные обмотки трансформаторов тока могут соединяться последовательно или параллельно. Цепи напряжения защиты типа ЗЗП-1 подключаются к соединенной в разомкнутый треугольник дополнительной вторичной обмотке трансформатора напряжения через вспомогательное устройство типа ВУ-1.

Расчетные уставки защиты. 1. Первичный ток срабатывания защиты, выполненной на реле типа РТЗ-51, выбирается из условия несрабатывания защиты от броска собственного емкостного тока линии при вращении («за спиной») перемежающегося за-

мыкания на землю по выражению

$$I_{c, \text{расч}} \geq k_{отс} k_6 I_c, \quad (2.231)$$

где $k_{отс} = 1,1 \pm 1,2$ — коэффициент отстройки; $k_6 = 2 \pm 2,5$ — коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока; I_c — собственный емкостный ток линии, включая емкостный ток сети, получающей питание по защищаемой линии.

Определение I_c производится: для кабельной линии

$$I_c = I_{c0} l m, \quad (2.232)$$

где I_{c0} — емкостной ток 1 км кабеля (табл. 2.245); l — длина линии, км; m — число параллельных кабелей в линии; для воздушной линии

$$I_c = I_{cВЛ} l, \quad (2.233)$$

где $I_{cВЛ}$ — значение емкостного тока 1 км ВЛ (табл. 2.246); l — длина линии, км.

Полученное по (2.231) значение $I_{c, \text{расч}}$ должно находиться в интервале первичных токов срабатывания, приведенных в табл. 2.261. Если значение $I_{c, \text{расч}}$ оказывается меньшим минимального тока срабатывания $I_{c, \text{мин}}$ указанного в табл. 2.247, то для защиты принимается $I_{c,3} = I_{c, \text{мин}}$.

Чувствительность защиты проверяется по формуле

$$k_4 = \frac{I_{c, \text{Σ мин}} - I_c - I_L}{I_{c,3}}, \quad (2.234)$$

где $I_{c, \text{Σ мин}}$ — наименьшее реальное значение суммарного емкостного тока замыкания на

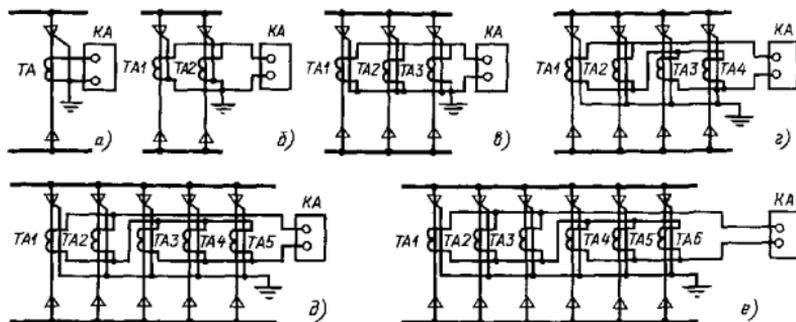


Рис. 2.201. Схема соединения трансформаторов тока типов ТЗЛ и ТЗЛМ для подключения устройств типов УСЗ-2/2, УСЗ-3М и ЗЗП-1:

а — при одном кабеле, б — при двух кабелях в линии; в — при трех кабелях в линии, г — при четырех кабелях в линии; д — при пяти кабелях в линии; е — при шести кабелях в линии; ТА1 — ТА6 — трансформаторы тока нулевой последовательности типов ТЗЛ и ТЗЛМ; КА — устройство сигнализации или защиты от замыкания на землю

Таблица 2.245. Средние значения емкостного тока металлического однофазного замыкания на землю для кабельных линий при частоте 50 Гц

Сечение жилы кабеля, мм ²	Ток, А, км, при номинальном напряжении сети, кВ			
	6		10	35
	при номинальном напряжении кабеля, кВ			
	6	10	10	35
16	0,31	0,26	0,43	—
25	0,43	0,34	0,56	—
35	0,49	0,38	0,63	—
50	0,58	0,44	0,73	—
70	0,73	0,52	0,87	—
95	0,89	0,61	1,02	3,62/3,81
120	1	0,70	1,16	3,81/4,57
150	1,19	0,78	1,3	4,19/4,95
185	0,28	0,91	1,51	4,38/5,34
240	0,33	1,01	1,8	4,76/5,91

Примечание. Для номинального напряжения 35 кВ в числителе указаны значения токов для одножильного кабеля с изоляцией из вулканизированного полиэтилена, в знаменателе — для одножильного кабеля с металлической оболочкой и бумажной пропитанной изоляцией

Таблица 2.246. Средние значения емкостного тока металлического однофазного замыкания на землю одной фазы ВЛ при частоте 50 Гц

Характеристика линии	Ток, А/км, при номинальном напряжении сети, кВ		
	6	10	35
Одноцепная линия: без троса с тросом	0,013 —	0,256 0,032	0,1 0,12
Двухцепная линия без троса с тросом	0,017 —	0,035 —	0,14 0,15

землю; I_C — значение собственного емкостного тока поврежденного присоединения; I_L — значение тока, на которое настроен дугогасящий реактор, в сети с изолированной нейтралью $I_L = 0$. Значение k_4 должно быть не менее 1,25 для кабельных и не менее 1,5 для воздушных линий.

2. Расчетный ток срабатывания защиты типа ЗЭП-1 определяют, исходя из требований обеспечить коэффициент чувствительности $k_4 = 2$ при однофазном замыкании на землю в защищаемой линии по формуле

$$I_{C, \text{расч}} \leq \frac{I_{C \Sigma \text{мин}} - I_C}{k_4} = \frac{I_{C \Sigma \text{мин}} - I_C}{2} \quad (2.335)$$

Таблица 2.247. Токи срабатывания устройства типа УСЗ-2/2, А

Ток уставки, А	Частота, 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	16

Принятый ток срабатывания ($I_{C,3}$) выбирается равным ближайшему меньшему по отношению к $I_{C, \text{расч}}$ значению: 0,07; 0,5; 2 А. Чувствительность защиты проверяется при принятом значении $I_{C,3}$ с учетом 30% разброса, имеющего место в защите, по условию:

$$k_4 = \frac{I_{C \Sigma \text{мин}} - I_C}{1,3 I_{C,3}} \geq 2 \quad (2.336)$$

В сетях, где значение суммарного емкостного тока настолько велико, что $k_4 \gg 2$, рекомендуется закруглять защиту переходом на более грубые уставки при соблюдении условия (2.336).

3. Выбор уставок защиты, выполненной с помощью устройства типа УМЗ-2/2, рекомендуется производить способом, основанным на использовании усредненных параметров сетей.

Параметр $I_{уст}$ в первом приближении определяется по суммарному емкостному

току замыкания на землю сети ($I_{C\Sigma}$) без учета компенсации его дугогасящим реактором. Обозначенные в табл. 2.247 значения $I_{\text{уст}} = 25; 50; 100; 250$ А указывают, какому $I_{C\Sigma}$ они соответствуют. Проверка отстройки от собственного емкостного тока производится по выражению $k_{\text{отс}} = I_{C,150}/I_C$, где $I_{C,150}$ — первичный ток срабатывания защиты при частоте 50 Гц, который определяется по табл. 2.247 для выбранного значения $I_{\text{уст}}$. Значение коэффициента отстройки $k_{\text{отс}}$ должно быть в диапазоне от 2 до 3. Если $k_{\text{отс}} < 2$ или $k_{\text{отс}} > 3$, чувствительность устройства должна быть изменена путем выбора уставки $I_{\text{уст}}$ по току $10 I_C$. Так же поступают в случае, когда $I_C > 0,1 I_{C\Sigma}$.

4. В связи с тем что при применении устройства типа УС3-3М для поиска замыканий на землю используется принцип относительного замера уровня суммарного действующего значения всех высших гармоник в токах нулевой последовательности всех подключенных к устройству присоединений, расчет уставок этого устройства производить не требуется.

2.109. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК 10(6) кВ

Общие положения. Для конденсаторных установок, предназначенных для компенсации реактивной мощности в сетях переменного тока, предусматриваются устройства релейной защиты от многофазных КЗ, от сверхтоков перегрузки и от повышения напряжения. Защита от повышения напряжения в соответствии с ПУЭ не требуется, если конденсаторная установка выполнена с учетом максимально возможного напряжения цепи, т. е. так, чтобы к единичному конденсатору не могло быть длительно приложено напряжение более 110% номинального значения.

Линия к конденсаторной установке должна быть оборудована также защитой от однофазных замыканий на землю в соответствии с § 2.106.

Типы и особенности выполнения защит. В качестве защиты от многофазных КЗ предусматривается максимальная токовая защита без выдержки времени в двухфазном двухрелейном исполнении. На батареях, состоящих из нескольких секций, если единичные конденсаторы не защищены отдельными предохранителями, для каждой секции в дополнение к общей защите установки должна устанавливаться собственная защита от многофазных КЗ.

Защита от перегрузки выполняется в виде максимальной токовой защиты в двухфазном трехрелейном исполнении и предназначается для отключения установки при перегрузке ее токами высших гармоник.

Защита от повышения напряжения выполняется с использованием одного реле максимального напряжения с высоким коэффициентом возврата и действует с выдержкой времени на отключение установки.

При любом отключении установки схемы автоматики и управления должны обеспечивать запрет ее повторного включения прежде, чем пройдет время, достаточное для разряда батареи (около 5 мин).

Расчетные уставки защит. 1. Первичный ток срабатывания защиты от многофазных КЗ определяется из условия надежного несрабатывания защиты при включении установки по формуле

$$I_{C3} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{ном}}$$

где $k_{\text{отс}} = 2 \div 2,5$ — коэффициент, учитывающий переходный процесс при включении установки; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток конденсаторной установки.

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности, если

$$k_4 = \frac{I_{C, \text{min}}^{(2)}}{I_{C,3}} \geq 2,$$

где $I_{C, \text{min}}^{(2)}$ — наименьшее значение тока в месте установки защиты при двухфазном металлическом КЗ на линейных выводах конденсаторной установки.

2. Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки определяется условием

$$1,3 I_{\text{ном}} \geq I_{C,1} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,05 \div 1,1$ — коэффициент отстройки; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле, для реле серии РТ-40 принимается равным 0,85.

Выдержка времени защиты принимается 9—10 с.

3. Первичное напряжение срабатывания защиты от повышения напряжения определяется, исходя из надежной несрабатывания защиты в нормальном режиме, и в то же время из условия $U_{C,3} \leq 1,1 U_{\text{ном}}$.

Рекомендуется принимать $U_{C,3} = 1,1 U_{\text{ном}}$, напряжение срабатывания реле определяется по выражению $U_{C,р} = U_{C,3}/K_U$, где K_U — коэффициент трансформации трансформатора напряжения, к вторичным обмоткам которого подключено реле.

Выдержка времени защиты устанавливается 3—5 мин.

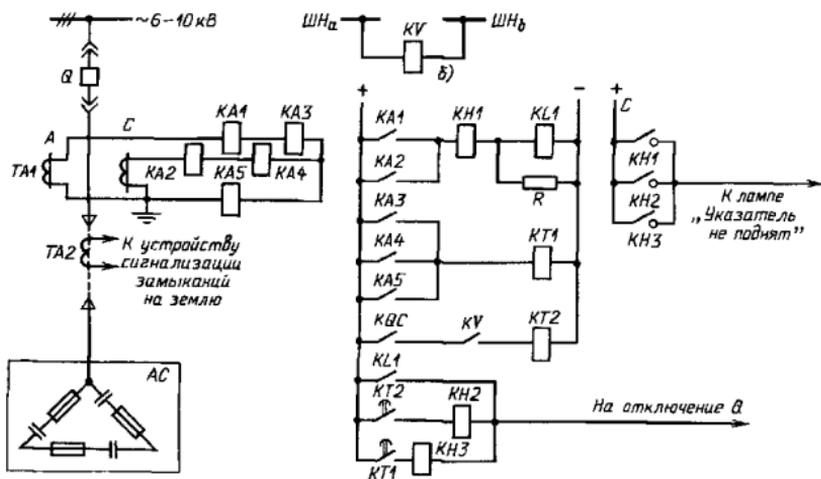


Рис. 2.202. Принципиальная схема защиты линии к конденсаторной установке (АС): Q — выключатель; ТА1, ТА2 — трансформаторы тока; КА1—КА5 — реле тока типа РТ-40; КV — реле напряжения типа РН-58; КТ1, КТ2 — реле времени; КЛ1 — промежуточное реле; КН1—КН3 — указательные реле; КQC — контакт реле положения выключателя Q «включено»

Пример выполнения защиты показан на рис. 2.202.

2.110. ЗАЩИТА ФИЛЬТРОВ ВЫСШИХ ГАРМОНИК 10—35 кВ

Общие положения. В настоящее время отсутствуют директивные документы, регламентирующие выполнение релейной защиты силовых фильтров высших гармоник, подключаемых параллельно нелинейной нагрузке для уменьшения искажений напряжения в системах электроснабжения. Основные положения по защите фильтров и соответствующие им устройства разработаны в соответствии с общими принципами релейной защиты промышленных электроустановок напряжением выше 1 кВ и, в частности, элементов, составляющих фильтр: конденсаторных установок (см. § 2.109) и реакторов.

Для фильтров высших гармоник предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при междофазных КЗ в линии, питающей фильтры высших гармоник, междофазных КЗ в фильтрах высших гармоник, неисправности конденсаторов фильтра, сверхтоках перегрузки, однофазных замыканиях на землю в питающей линии и в фильтрах высших гармоник, повышении напряжения в сети, к которой подключены

фильтры, повреждениях и понижении уровня масла внутри кожуха маслонаполненных реакторов.

Структура и конкретное выполнение защиты фильтров высших гармоник во многом зависят от схемы фильтра и конструктивного исполнения его элементов (рис. 2.203).

Защита от многофазных КЗ в питающей линии и в фильтрах высших гармоник. 1. Защита от многофазных КЗ в линии, питающей фильтр, и в фильтре с чередованием элементов, считая от РУ, батарея конденсаторов, реактор состоит из двух комплектов.

Первый — максимальная токовая защита в двухфазном двухрелейном исполнении без выдержки времени — предусматривается для защиты питающей линии.

Первичный ток срабатывания защиты определяется из условия ее отстройки от тока включения фильтра

$$I_{с.з} > k_{отс} v I_{ном} \quad (2.337)$$

где $k_{отс} = 1,2 \div 1,3$ — коэффициент отстройки; v — номер гармоники тока, на которую выбран фильтр; $I_{ном}$ — номинальный ток фильтра.

Первичный ток срабатывания защиты линии группового питания фильтров различ-

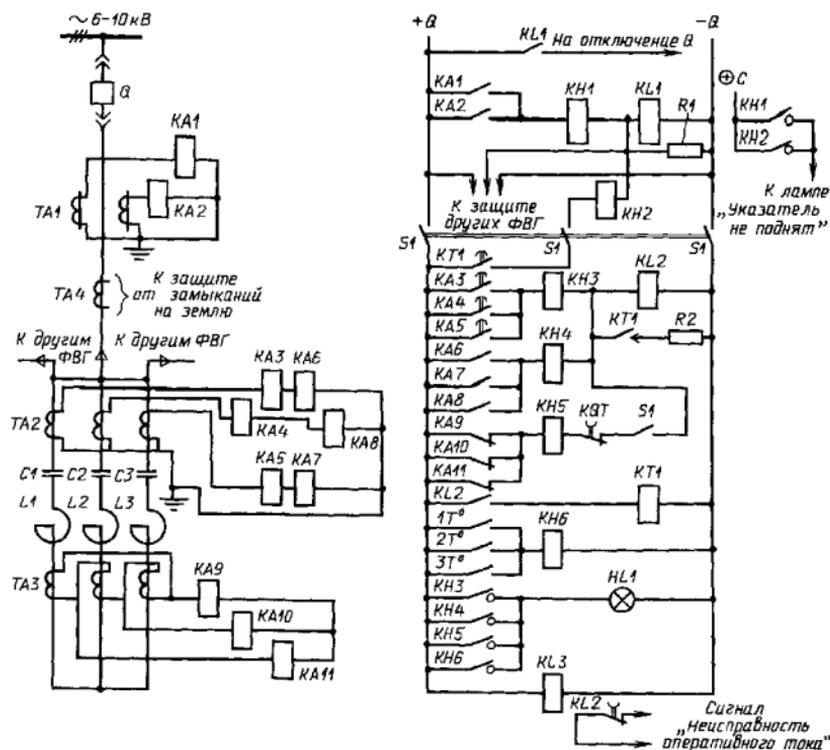


Рис. 2.203. Принципиальная схема защиты ФВГ и линии группового питания:

Q — выключатель; $L1 - L3$ — резисторы ФВГ; $C1 - C3$ — конденсаторные батареи ФВГ; $TA1 - TA4$ — трансформаторы тока; $KA1, KA2, KA6 - KA11$ — реле тока типа РТ-40; $KA3 - KA5$ — реле тока типа РТ-84; $1T^{\circ} - 3T^{\circ}$ — контакты гермостандартизатора; $S1$ — рубильник; $KT1$ — реле времени типа РВ-132; $KL1 - KL3$ — промежуточные реле; $KH1 - KH6$ — указательные реле; $R1, R2$ — резисторы; KQT — контакт реле положения выключателя «отключено»; $HL1$ — лампа сигнальная

ных гармоник

$$I_{c,3} \geq k_{отс} \sqrt{\sum_{i=1}^n v_i^2 I_{ном i}^2} \quad (2.338)$$

где v_i и $I_{ном i}$ — соответственно номер гармоники и номинальный ток i -го фильтра высших гармоник; n — число фильтров высших гармоник.

Чувствительность защиты проверяется по току $I_{в мин}^{(2)}$ двухфазного КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме работы питающей сети:

$$k_{\kappa} = \frac{I_{к мин}^{(2)}}{I_{c,3}} \quad (2.339)$$

Коэффициент чувствительности k_{κ} должен быть около 1,5.

Второй комплект предназначен для защиты фильтра высших гармоник от междофазных КЗ в зоне между конденсаторной батареей и реактором фильтра и представляет собой защиту минимального тока в трехфазном трехрелейном исполнении с реле тока, включенными на разность вторичных токов фазных трансформаторов тока.

Ток срабатывания реле тока определяется из условия надежного несрабатывания защиты в режиме холостого хода фильтра по выражению

$$I_{c,р} \leq \frac{k_{cx} I_{ном kв}}{k_{отс} K_I}$$

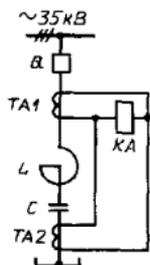


Рис. 2.204. Токовые цепи одной фазы дифференциальной защиты ФВГ 35 кВ

щей линии и в фильтре с чередованием элементов реактор, батарея конденсаторов, как правило, выполняется одним комплектом — максимальной токовой защитой или дифференциальной токовой отсечкой в двух- или трехфазном, двух- или трехрелейном исполнении без выдержки времени. Для фильтров высших гармоник 35 кВ рекомендуется трехфазное трехрелейное исполнение.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по (2.337).

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (рис. 2.204)

$$I_{с.д} \geq k_{отс} k_{одн} k_{пер} \varepsilon V I_{ном}$$

где $k_{сх} = \sqrt{3}$ — коэффициент схемы; $k_{отс} = 1,3 \div 1,4$ — коэффициент отстройки; $k_{в}$ — коэффициент возврата реле, для реле серии РТ-40 принимается равным 0,85; K_I — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Защита выполняется с выдержкой времени 1,5–2 с и с блокировкой, предотвращающей ее действие при снижениях и исчезновении напряжения в питающей сети.

Оба комплекта защиты действуют на отключение выключателя питающей линии.

2. Защита от многофазных КЗ в питаю-

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки; $k_{одн}$ — коэффициент однородности, рекомендуется $k_{одн} = 1$; $k_{пер}$ — коэффициент, учитывающий переходный режим; ε — относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается равным 0,1. Значения $k_{отс}$ и $k_{пер}$ при выполнении отсечки с реле серии РТ-40 принимаются равными соответственно 1,5–1,8 и 2.

Чувствительность защиты проверяется по (2.339), где в качестве $I_{с}^{(2)}$ берется ток двухфазного КЗ на выводах реактора, обращенных к батарее конденсаторов. Коэффициент

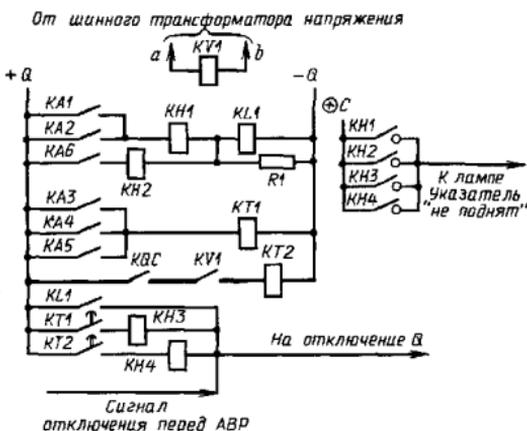
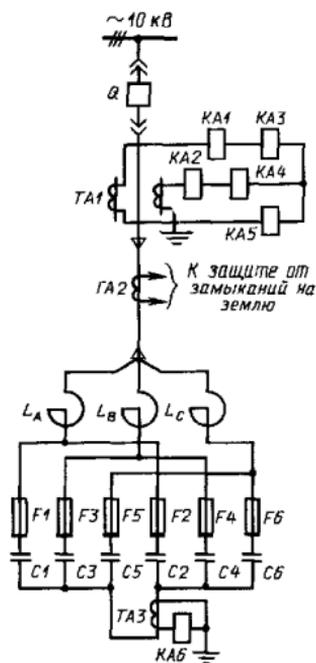


Рис. 2.205. Принципиальная схема защиты ФВГ: Q — выключатель; L_A, L_B, L_C — реакторы ФВГ; $C1 - C6$ — конденсаторные батареи ФВГ; $F1 - F6$ — предохранители; $TA1 - TA3$ — трансформаторы тока; $KA1 - KA5$ — реле тока типа РТ-40; $KT-1, KT-2$ — реле времени, $KL1$ — реле напряжения типа РН-58; $KL1$ — реле промежуточное, $KH1 - KH4$ — указательные реле; $R1$ — резистор, KQC — контакт реле положения выключателя Q «включено»

Датчиками защиты в большинстве серийных КРУ служат концевые выключатели, фиксирующие открывание клапанов сброса избыточного давления во время дугового КЗ. Во избежание ложной работы защиты она снабжена пусковым органом, в качестве которого используются реле минимального напряжения, контролирующего исправность цепей трансформатора напряжения шин, или реле тока защиты шин. Защита действует на отключение вводного и секционного выключателей поврежденной секции КРУ и на запрет подачи на нее напряжения. Пример выполнения дуговой защиты приведен на рис. 2.206.

2.112. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ (АВР)

Основные положения. Устройства АВР устанавливаются на подстанциях и распределительных пунктах (РП), для которых предусмотрены два источника питания, работающих раздельно в нормальном режиме.

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Включение резервного источника питания на поврежденную секцию сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объема разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителей.

Схемы УАВР должны:

- обеспечивать возможно раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- действовать согласованно с другими устройствами автоматики (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

в) не допускать включения резервного источника на КЗ;

г) исключать недопустимое несинхронное включение потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

д) не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Ниже рассматривается выполнение устройства АВР применительно к наиболее часто встречающейся схеме электроснабжения с двумя взаимно резервирующими источниками питания.

Структура, принципы выполнения и установки устройств АВР. Устройство АВР состоит из двух измерительных органов (ИО) — по одному на каждый источник, логической части, содержащей органы выдержки времени (ОВ), цепи однокасности и запрета действия АВР и сигнальных реле. Для удобства обслуживания, наладки и опробования УАВР его ИО и та логическая часть, которая вырабатывает сигналы на отключение выключателя ввода отказавшего источника питания и на подготовку обесточенных электроприемников к подаче напряжения от резервного источника, подключаются к цепям оперативного тока указанного выключателя. Другая аппаратура устройств АВР, состоящая из логической части и предназначенная для формирования команды на включение резервного источника, питается оперативным током секционного выключателя.

Измерительный орган осуществляет постоянный контроль за состоянием источника питания на основе информации, поступающей от измерительных трансформаторов напряжения и тока. На подстанциях и РП напряжением 6—35 кВ, где отсутствуют присоединения синхронных электродвигателей, в качестве измерительных органов используются два реле напряжения, включенных на вторичные линейные напряжения (обычно АВ и ВС) шинных трансформаторов напряжения. Первое из двух реле типа РН-54/160 фиксирует состояние, при котором данный

Рис. 2.206. Схема защиты КРУ от дуговых КЗ:

a — поясняющая схема; *b* — принципиальная схема; *Q1* — выключатель ввода; *Q2*, *Q3* — выключатели отходящих линий; *Q4* — секционный выключатель; *TV* — трансформатор напряжения; *SF1* — *SF4*, *SFV* — автоматические выключатели; *QH* — датчики дугозащиты; *KV1* — *KV3* — контакты реле, фиксирующие снижение любого из трех линейных напряжений на секции; *K1*, *KLH1*, *KLH2* — промежуточные реле; *VD1* — *VD4* — диоды

источник питания может выполнять функцию резервного. Напряжение срабатывания этого реле принимается равным 80–90 В. Уставка второго реле типа РН-53-60Д выбирается из условия надежного несрабатывания при перегорании одного предохранителя на стороне ВН трансформатора напряжения и отстройки от наименьшего напряжения при самозапуске электродвигателей на РП, электрически связанных с ПС или РП, для которых выбирается уставка ИО. Как правило, принимается $U_{\text{ср}} = 25 + 40$ В. Соседственные последовательно размыкающие контакты двух указанных реле обеспечивают срабатывание ИО при симметричном снижении напряжения до значения, при котором уже не обеспечивается нормальная работа потребителей. Во избежание ложного пуска АВР при срабатывании ИО из-за повреждений на вторичной стороне трансформатора напряжения или при выкатывании тележки с выключателем из шкафа КРУ запуск ОВ логической части УАВР блокируется размыканием вспомогательного контакта автоматического выключателя, защищающего вторичные цепи трансформатора напряжения, и контакта конечного выключателя положения тележки. Второй контакт реле типа РН-54/160 используется в части АВР, относящейся к резервному по отношению к рассматриваемому источнику питания. Размыкание этого контакта при напряжении 80–90% $U_{\text{ном}}$ предотвращает переключение обесточенных потребителей на резервный источник с наименьшим уровнем напряжения.

Применение в качестве ИО реле времени переменного тока допускается только в исключительных случаях в целях экономии аппаратуры, например в АВР комплексных трансформаторных подстанций на напряжении 0,4–0,69 кВ.

На подстанциях и РП узла нагрузки, содержащего синхронные и мощные асинхронные электродвигатели, ИО напряжения дополняется, если это требуется для сокращения перерыва питания, защитой от потери питания, включающей реле понижения частоты и реле направления мощности. ИО частоты обеспечивает при остаточном напряжении на потерявших питание шинах $U \geq 0,2U_{\text{ном}}$ значительно более быструю фиксацию отказа основного источника питания, чем ИО, реагирующий только на симметричное снижение напряжения. Использование реле понижения частоты типа РЧ1 позволяет в одном реле совместить функции выявления отказа рабочего источника и определения возможности данного источника быть резервным. Для этого на реле выставляются

уставка срабатывания $f_{\text{ср}}$ и уставка контроля $f_{\text{к}} = 48,5 + 49$ Гц. Благодаря применению реле направления мощности, замыкающего контакты при направлении активной мощности к шинам, $f_{\text{ср}}$ обычно принимают равным 47,5–48 Гц, не согласовывая эту уставку с параметрами срабатывания очередей АЧР. При отказе рабочего источника реле понижения частоты, настроенное на уставку $f_{\text{ср}}$, срабатывает, осуществляя пуск устройства АВР и одновременно дает команду на перестройку РЧ-1 измерительного органа устройства АВР в схему другого выключателя ввода. Если на резервном источнике питания частота $f > f_{\text{к}}$, вступает в действие логическая АВР, управляющая переключением питания потребителей.

Следует отметить, что для создания условий одинаковой чувствительности ИО всех устройств АВР данного узла нагрузки должны иметь одинаковую структуру и уставки.

Органы выдержки времени (ОВ) обеспечивают селективность по времени действия устройств АВР по отношению к релейным защитам и устройствам автоматики сети, для которой проектируется АВР. В зависимости от конкретного состава и отношения к самозапуску потребителей, подключаемых к рабочему источнику питания, ОВ могут иметь одну или несколько уставок срабатывания, с помощью которых формируется определенная последовательность выдачи команд: на отключение не подлежащих самозапуску электродвигателей, назначенных к самозапуску; на отключение выключателя ввода рабочего источника. Для ОВ, управляемых ИО напряжения, в устройство АВР на головных участках сети (например, на ГПП) первая выдержка времени t_1 обычно принимается на ступень $\Delta t = 0,5$ с больше выдержки времени защит отходящих от шин линий при КЗ, в зоне действия которых напряжение на ИО оказывается меньшим $U_{\text{ср}}$. Вторая выдержка времени t_2 формирования команды на отключение выключателя ввода выбирается из условия $t_2 \geq t_1$. Времена срабатывания ОВ устройства АВР на РП каждой последующей ступени электроснабжения, как правило, на $\Delta t = 0,5$ с больше соответствующих уставок ОВ в устройстве АВР на предыдущей ступени.

Дополнительный контроль напряжения на рабочем источнике является необходимым элементом устройства АВР при наличии на подстанции или РП синхронных электродвигателей, которые либо подлежат самозапуску при восстановлении питания, либо отключаются перед включением резервного источника. Отключение выполняет-

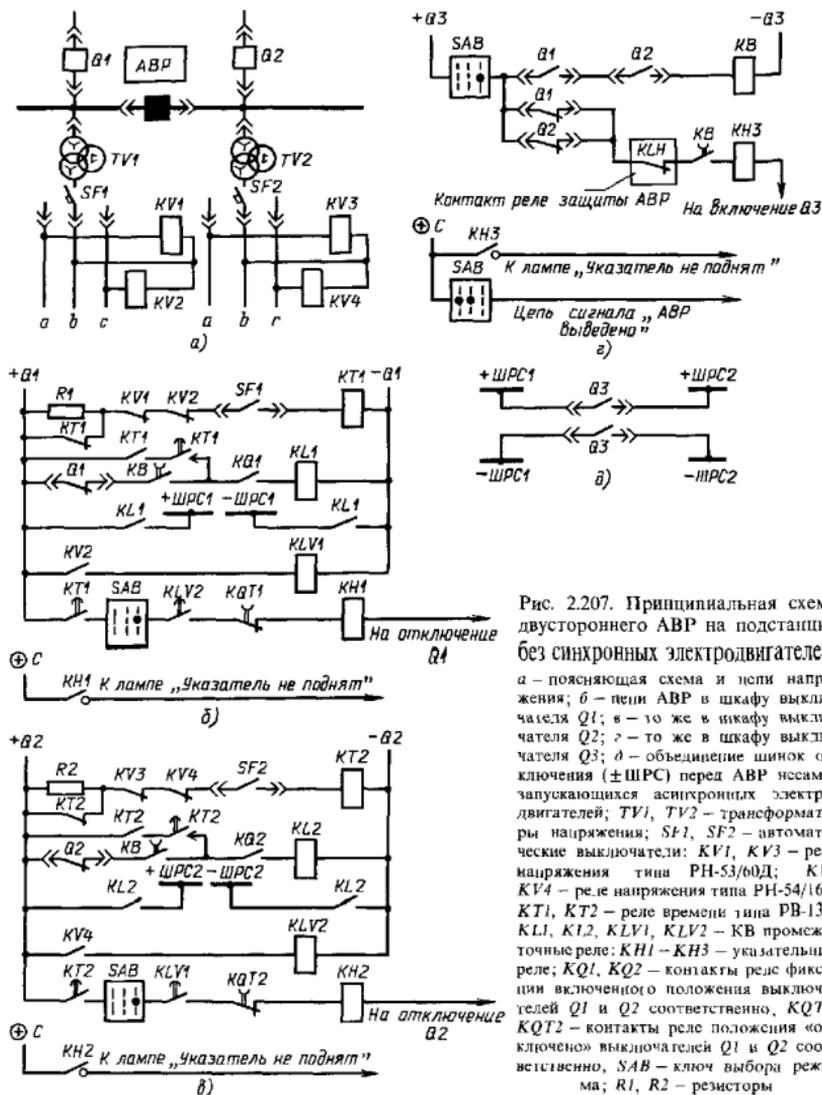


Рис. 2.207. Принципиальная схема двустороннего АВР на подстанции без синхронных электродвигателей: а — поясняющая схема и цепи напряжения; б — цепи АВР в шкафу выключателя $Q1$; в — то же в шкафу выключателя $Q2$; г — объединение шинок отключения (\pm ШРС) перед АВР несамозапускающихся асинхронных электродвигателей; $TV1, TV2$ — трансформаторы напряжения; $SF1, SF2$ — автоматические выключатели; $KV1, KV3$ — реле напряжения типа РН-53/60Д; $KV2, KV4$ — реле напряжения типа РН-54/160; $KT1, KT2$ — реле времени типа РВ-132; $KL1, KL2, KLV1, KLV2$ — промежуточные реле; $KH1 - KH3$ — указательные реле; $KQ1, KQ2$ — контакты реле фиксации включенного положения выключателей $Q1$ и $Q2$ соответственно, $KQT1, KQT2$ — контакты реле положения «отключено» выключателей $Q1$ и $Q2$ соответственно, SAB — ключ выбора режима; $R1, R2$ — резисторы

ся с помощью одного реле напряжения, осуществляющего косвенный контроль отключенного состояния одного и пониженного поля других электродвигателей, с уставкой $U_{ср} = 40 \div 50\% U_{ном}$. Одновременно предотвращается несинхронное включение резервного источника и синхронных электродвигателей,

опасное для них повышенными значениями токов и моментов.

Примеры выполнения схем АВР для РП, оборудованного выключателями с электромагнитным приводом, на постоянном операционном токе даны на рис. 2.207, 2.208.

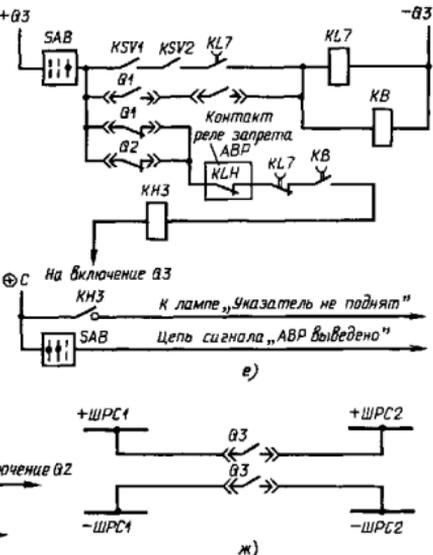
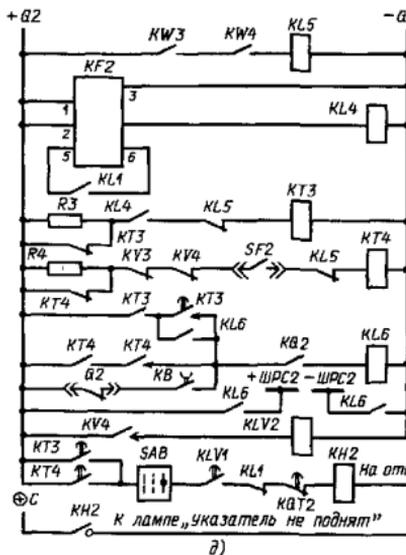
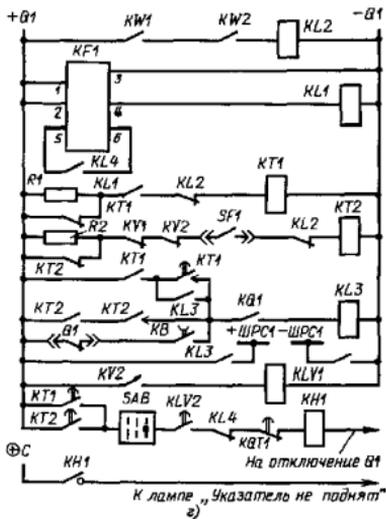
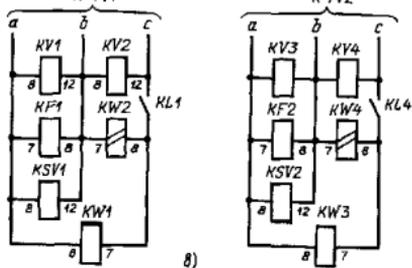
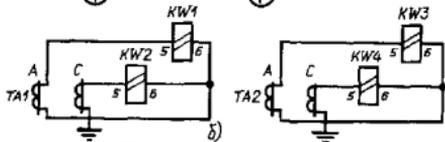
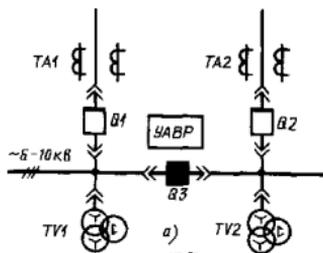


Рис. 2.208. Схема АВР для подстанций с синхронными электродвигателями:

a — поясняющая схема; *b* — цепи тока; *в* — цепи напряжения; *г* — цепи АВР в шкафу выключателя *Q1*; *д* — цепи АВР в шкафу выключателя *Q2*; *е* — цепи АВР в шкафу выключателя *Q3*; *ж* — объединение шинок ресинхронизации; *TA1, TA2* — трансформаторы тока; *TV1, TV2* — трансформаторы напряжения. *KW1—KW4* — реле направления мощности типа РБМ-171; *KF1, KF2* — реле частоты типа РЧ1; *SAB* — ключ АВР; *KV1, KV3* — реле напряжения типа РН-53/60Д; *KV2, KV4, KSV1, KSV2* — реле напряжения типа РН-54/100; *KT1, KT3* — реле времени типа РВ-122; *KT2, KT4* — реле времени типа РВ-132, *KLI—KL7, KLV1, KLV2, KB* — промежуточные реле; *KN1—KN3* — реле указательные; *KQT1, KQT2* — контактные реле положения «отключено» выключателей *Q1* и *Q2* соответственно; *SF1, SF2* — вспомогательные контакты автоматических выключателей в цепях *TV1* и *TV2* соответственно; *KQ1, KQ2* — контактные реле фиксации включенного положения выключателей *Q1* и *Q2* соответственно

2.113. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (АПВ)

Общие положения. Устройства автоматического повторного включения предусматриваются на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однострановых ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от УАПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно- или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

Основные принципы выполнения УАПВ.

Пуск УАПВ осуществляется от несоответствия положения неоперативно отключившегося выключателя и зафиксированного ранее его включенного положения. В качестве фиксирующего устройства может быть использован ключ управления с соответствующим образом подобранными вспомогательными контактами или двухпозиционное реле. Этот способ менее универсален и более сложен и применяется относительно редко, например в схемах АПВ шин 6—35 кВ, если они не распложены в КРУ.

Для выполнения наиболее распространенного в системах электроснабжения однократного АПВ используются комплекты реле повторного включения типа РПВ-58 или РПВ-01 (рис. 2.209).

В состав реле типа РПВ-58 входит реле времени КТ, создающее необходимую выдержку времени срабатывания устройства АПВ. Последовательно с обмоткой реле времени включается цепь запуска устройства АПВ, а также выходное промежуточное реле К, осуществляющее подачу импульса на включение выключателя.

В цепи контакта этого реле имеется токовая удерживающая катушка, с помощью которой обеспечивается необходимая (с точки зрения надежности включения выключателя) продолжительность включающего импульса, RC-контур, обеспечивающий требуемое время возврата и готовности к повторному действию устройства АПВ и однократность АПВ. Параметры RC-контура подобраны такими, чтобы время заряда конденсатора находилось в пределах 20—30 с. Когда необходимо блокировать УАПВ при некоторых отключениях, выполняется операция запрета АПВ созданием цепи разряда конденсатора С. Диод VD предотвращает разряд конденсатора при понижении напряжения оперативного тока. Такое понижение может произойти, например, при близких КЗ в системе электроснабжения, если в качестве

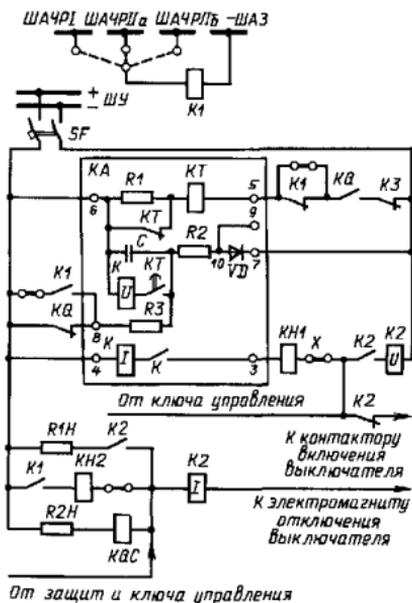


Рис. 2.209. Цепи АЧР—ЧАПВ отдельного присоединения:

$K4$ — реле повторного включения типа РПВ-58; $R1H$, $R2H$ — реле промежуточные; KQ — контакт реле фиксации выключенного положения выключателя; $KH1$, $KH2$ — реле указательные; $R1$ — $R3$ — резисторы; Sf — выключатель автоматический типа АП-50

источников оперативного тока на подстанции применены блоки питания.

Реле типа РПВ-01 является бесконтактным аналогом реле РПВ-58 и управляется внешними потенциальными сигналами: пуска, блокировки и разрешения подготовки. Время срабатывания реле может регулироваться в диапазоне от 0,5 до 5 с со ступенями 0,25 с (первый поддиапазон) или от 1 до 10 с со ступенями 0,5 с (второй поддиапазон). Набор времени готовности (15—30 с в первом поддиапазоне и 30—60 с во втором) производится после подачи сигнала от реле, фиксирующего включение выключателя на блок формирования сигнала подготовки (рис. 2.210). Если в процессе набора времени готовности сигнал разрешения подготовки исчезает, то набранная выдержка времени сбрасывается и ее повторный набор начинается после вторичной подачи сигнала. При поступлении на вход блока формирования сигнала пуска соответствующей команды от цепи «несоответствия» в блоке формирования выдержек времени начинается отсчет установки срабатывания устройства АПВ. По окончании отсчета и при отсутствии сигнала блокировки устройства АПВ срабатывает блок выходных реле. Выходной контакт замыкает ток 20 А при напряжении 250 В с продолжительностью включения 0,5 с. Так же как и в реле типа РПВ-58, в цепи контакта выходного реле имеется токовая удерживающая катушка. Поступление сигнала пуска в процессе набора выдержки времени готовности, которое может произойти из-за отключения защиты выключателя,

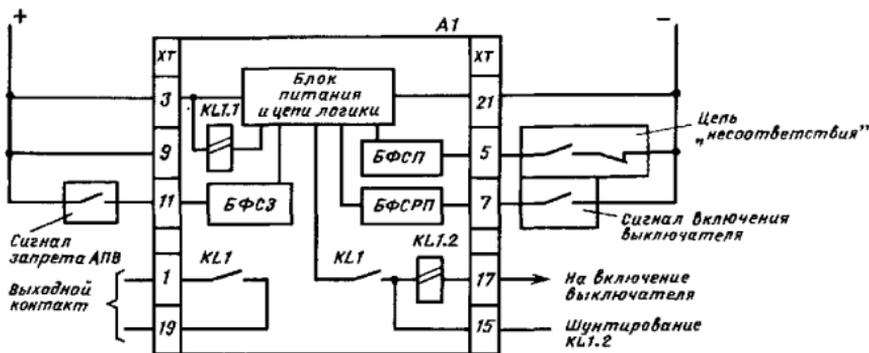


Рис. 2.210. Схема подключения реле типа РПВ-01:

$A1$ — реле повторного включения типа РПВ-01; БФСЗ — блок формирования сигнала запрета АПВ; БФСП — блок формирования сигнала пуска АПВ; БФСРП — блок формирования сигнала разрешения подготовки реле; $KL1$ — обмотка выходного реле; $KL1.1$ — контактные контакты выходного реле; $KL1.2$ — удерживающая обмотка выходного реле.

включенного на КЗ, не приводит к срабатыванию реле. Набранная выдержка времени сбрасывается, и повторный лабор ее начинается после снятия сигнала пуска. Электрическая схема подключения реле РПВ-01 показана на рис. 2.210.

Для линий, питающих подстанции с присоединениями синхронных электродвигателей, АПВ выполняется с контролем отсутствия напряжения от обесточенных электродвигателей.

Рекомендации по выбору уставок устройства АПВ. Минимальное время срабатывания составляет обычно 0,5–0,7 с. Время готовности в соотвествии с опытом эксплуатации должно составлять 20–25 с.

Время действия АПВ линий 110–220 кВ, питающих трансформаторы, со стороны высшего напряжения которых установлены короткозамыкатели и отделители, для обеспечения отключения отделителя в бестоковую паузу должно быть отсрочено от суммарного времени включения короткозамыкателя и отключения отделителя. Если по условиям самозапуска электродвигателей время действия АВР на шинах 6–10 кВ ГПП и питающихся от этих шин РП должно быть минимальным и не может быть большим времени действия УАПВ, питающих ГПП линий 110–220 кВ, то принимается $t_{АПВ} = t_{АВР} + \Delta t$, где $t_{АВР}$ — наибольшее полное время действия АВР с учетом времен отключения и включения выключателей; $\Delta t = 0,5$ с — степень селективности.

2.114. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР)

Общие положения. Устройства автоматической частотной разгрузки предусматриваются на подстанциях и распределительных пунктах промышленных предприятий для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности, сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

Министерством энергетики и электрификации СССР установлены три категории частотной разгрузки:

АЧР — быстродействующая, с временем действия 0,25–0,3 с, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц). Граничные уставки по частоте: верхний

предел: не выше $f_{01} = 48,5$ Гц; нижний — не ниже 46,5 Гц. В отдельных районах страны $f_{01} = 49$ Гц;

АЧРП — с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка по частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР или на 0,5 Гц больше. Верхний предел не выше $f_{02} = 48,8$ Гц, а в некоторых районах страны — 49,9 Гц. Начальная уставка по времени $t_{11} = 5 \div 10$ с, а конечная $t_k = 60 \div 90$ с.

Третья категория — дополнительная, действующая при возникновении местного глубинного дефицита активной мощности, например при отключении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной электростанцией небольшой мощности, и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

Внутри каждой категории имеются отдельные очереди. В АЧР две последовательные очереди отличаются друг от друга уставками срабатывания, но, как правило, не более чем на 0,05–0,1 Гц. Минимальные интервалы уставок по времени очередей АЧРП в пределах энергосистемы или района могут составлять до 3 с.

В ряде случаев используется совмещение различных категорий АЧР, когда АЧРП и АЧРП действуют на отключение одних и тех же потребителей.

Проектирование АЧР в системе электроснабжения промышленного предприятия состоит в правильном выборе схемы АЧР, рациональном размещении их на ПС и РП, в разработке схемы подключения АЧР ко всем внешним датчикам информации, источникам оперативного тока, а также в определении электроприемников или групп электроприемников, подлежащих отключению при работе АЧР. Выполнение этих работ должно производиться на основании задания энергоснабжающей организации, включенного в технические условия на присоединение. В задании указываются количество категорий и очередей в пределах каждой категории, ориентировочные уставки по частоте (АЧР) и по времени (АЧРП) отдельных очередей, необходимость выполнения совмещенного действия АЧРП и АЧРП, объем разгрузки, расчетные значения активной мощности электроприемников, которые должны быть отключены действием той или иной очереди АЧР, допустимость автоматического повторного включения электроприемников после восстановления нормального уровня частоты

(ЧАПВ) с точки зрения надежной и устойчивой работы энергосистемы. Для определения энергосистемой объема АЧР на данном предприятии или производстве следует предварительно информировать ее о составе (числе и мощности) электроприемников I категории по надежности электроснабжения и тех электроприемников II категории, которые в значительной степени определяют ущерб от длительных перерывов питания.

Размещение УАЧР. Установка УАЧР непосредственно на подстанциях и РП предприятия или производства позволяет обеспечить избирательность в подключении нагрузки к АЧР и, как следствие, повысить надежность электроснабжения ответственных потребителей. Размещение УАЧР следует начинать с подстанции и РП, от шин 6–35 кВ которых непосредственно получают питание электроприемники, подлежащие отключению при действии АЧР, и далее — на ГПП, в направлении источников электроснабжения. Отключение линий 35–220 кВ, питающих узел нагрузки, в котором имеются электроприемники, не допускающие длительного перерыва электроснабжения, от УАЧР, установленного на подстанции энергосистемы, как правило, должно быть исключено. На каждом крупном электроприемнике, мощность которого превышает мощность одной очереди АЧР, предусматривается, если отключение электроприемника от АЧР может быть допущено по условиям технологии, индивидуальное основное УАЧР, а для предотвращения неселективного отключения более ответственных потребителей при его отказе — еще и дублирующее УАЧР.

Отдельные УАЧР следует, как правило, предусматривать для каждого РУ напряжением выше 1 кВ, для потребителей, подключенных к одному из нескольких независимых источников электроснабжения, таких, что возникший в системе одного источника аварийный дефицит активной мощности не затрагивает систему другого источника и, следовательно, не вызывает в ней снижения частоты; для групп потребителей, подключенных к каждому независимому источнику электроснабжения, независимо от возможности распространения аварийного дефицита активной мощности на несколько источников одновременно, когда в составе указанных групп имеются синхронные электродвигатели.

Например, если на каждом РП и на каждой секции КРУ ГПП имеются потребители, подлежащие отключению при АЧР, но хотя бы на двух секциях РП имеются синхронные электродвигатели, необходимо пред-

усмотреть УАЧР для каждой секции всех РУ, электрически связанных между собой в нормальном режиме работы.

Во всех остальных случаях в целях экономии числа аппаратов и сокращения затрат на его обслуживание следует устанавливать одно устройство АЧР на подстанцию или РП.

Подключение электроприемников и потребителей электроэнергии к УАЧР. Заданный энергоснабжающей организацией объем АЧР должен быть обеспечен в первую очередь за счет отключения электроприемников, допускающих перерыв электроснабжения на относительно длительный период без значительного экономического ущерба для технологического режима. К ним относятся все электроприемники III категории по надежности электроснабжения и та часть электроприемников II категории, обеспечение которых не ведет к невозможному недоотпуску продукции, простоям механизмов и промышленного транспорта. Другие электроприемники II категории целесообразно подключать к АЧРП, имеющим большие уставки во времени.

К УАЧР, как правило, не подключаются:

электроприемники I категории по надежности электроснабжения. В случае крайней необходимости, определяемой назначенным объемом АЧР, допускается по согласованию с энергосистемой подключение к более дальним по вероятности срабатывания очередям АЧРП таких отдельных электроприемников I категории, отключение которых не приведет к нарушению функционирования ответственных, особо важных технологических линий, не угрожает жизни людей, не вызовет пожаров, взрывов, повреждения дорогостоящего основного оборудования;

трансформаторы, питающие собственные нужды подстанций и РП, сети освещения и электроприемники механизмов, обеспечивающих безопасность обслуживающего персонала и безаварийное состояние оборудования;

линии (в том числе и вводы в РУ), питающие секции шин 6–35 кВ, если электроприемники, подключенные к этим секциям, распределены по разным очередям АЧР или не все электроприемники и потребители электроэнергии, получающие питание от данных секций шин, подлежат отключению при АЧР либо к данной секции в ремонтном режиме может быть подключена другая секция с частично неотключаемыми действиями УАЧР электроприемниками и потребителями электроэнергии;

линии и трансформаторы, питающие потребителей электроэнергии, среди которых имеется хотя бы один электроприемник I категории.

Действие УАЧР и его взаимодействия с другими видами сетевой автоматики (АВР, АПВ) и со схемами управления коммутационными аппаратами должны быть организованы так, чтобы полностью исключалась возможность восстановления питания электроприемника, отключенного при АЧР от источников электроэнергии с неликвидированным дефицитом активной мощности. С этой целью могут быть использованы запрет АПВ или блокировка цепи пуска АПВ (в зависимости от того, предусмотрено ли ЧАПВ), блокировка цепи ручного или автоматического включения электроприемника после действия УАЧР, подключение к одной и той же очереди АЧР рабочей и резервной линий, блокировка действия УАВР на стороне 0,4–0,66 кВ и др.

Работа УАЧР в паузах, вызванных действием устройств АВР или АПВ, за счет фиксации снижения частоты при сохранении напряжения из-за неотключенных асинхронных электродвигателей и конденсаторов, как правило, должна быть исключена. В указанных режимах допускается отключение от УАЧР

только тех электродвигателей, которые так или иначе должны быть отключены соответствующими устройствами (например, защитой минимального напряжения) по условиям АВР и АПВ.

Мощность источников оперативного тока на подстанциях и РП должна быть достаточной для обеспечения одновременного отключения выключателей электроприемников, подключенных к АЧР1 или к одной очереди АЧРП.

Объем и действие устройств ЧАПВ. Автоматическое повторное включение приемников и потребителей электроэнергии, отключенных при АЧР, может осуществляться только с разрешения энергопоставляющей организации. Учитывая, что дефицит активной мощности, как правило, связан с ограниченными возможностями энергосистемы в обеспечении потребителей реактивной мощностью, ЧАПВ целесообразно осуществлять с контролем нормального уровня напряжения на шинах, к которым подключаются группы электроприемников.

Схемы устройств АЧР–ЧАПВ состоят из центрального блока, воспринимающего информацию об уровне частоты в контролируемой сети, вырабатывающего сигналы на отключение выключателей при АЧР и сигналы, разрешающие ЧАПВ, магистральных

шин АЧР, по которым сигналы от центрального блока передаются к индивидуальным цепям АЧР–ЧАПВ отдельных присоединений, и самих индивидуальных цепей, осуществляющих вместе с аппаратурой управления выключателя присоединения непосредственную реализацию команды, полученной из центрального блока, на отключение или включение выключателя.

Одним измерительным органом для УАЧР и ЧАПВ в центральном блоке служит полупроводниковое реле понижения частоты типа РЧ-1, способное правильно работать в условиях сопровождающего дефицита активной мощности снижения напряжения при $U \geq 0,2U_{\text{ном}}$. Диапазон уставок срабатывания реле 45–50 Гц, а уставок возврата 46–51 Гц. Имеющиеся частоты срабатывания и возврата в зависимости от температуры окружающей среды составляют 0,25 Гц в интервале $-20^{\circ} + +40^{\circ}\text{C}$ и 0,35 Гц в интервале $-40^{\circ} + +40^{\circ}\text{C}$. Реле имеет встроенный элемент выдержки времени срабатывания со ступенчатой регулировкой 0,15; 0,3; 0,5 с. Время возврата реле не превышает 0,15 с.

Реле срабатывает сначала на уставке определенной очереди АЧР, после чего переключается на уставку возврата, соответствующую частоте сети, при которой разрешается подключение потребителей и электроприемников, отключенных при АЧР. Реле подключается через переключатель SA (рис. 2.211) к трансформатору напряжения той же секции шин, для которой предусмотрен данный блок УАЧР. При отключении трансформатора напряжения «своей» секции (например, для проведения ремонтно-восстановительных работ) реле с помощью этого переключателя временно присоединяется к трансформатору напряжения другой секции. Блокировка УАЧР от внешних устройств осуществляется включением замыкающего контакта, разрешающего работу УАЧР, между «плюсом» оперативного тока и контактами реле понижения частоты.

На двухсекционных подстанциях и РП с синхронными электродвигателями в качестве такого контакта используется контакт реле направления мощности или его повторителя из измерительного органа УАВР или защиты от потери питания. Во избежание ложной работы УАЧР в паузе АВР (при питании реле понижения частоты от трансформатора напряжения «чужой» секции) или отказа УАЧР секции (при выведенном в ремонт одном из вводов 6–10 кВ) в цепи блокировки необходимо предусматривать контакт реле направления мощности, фиксирую-

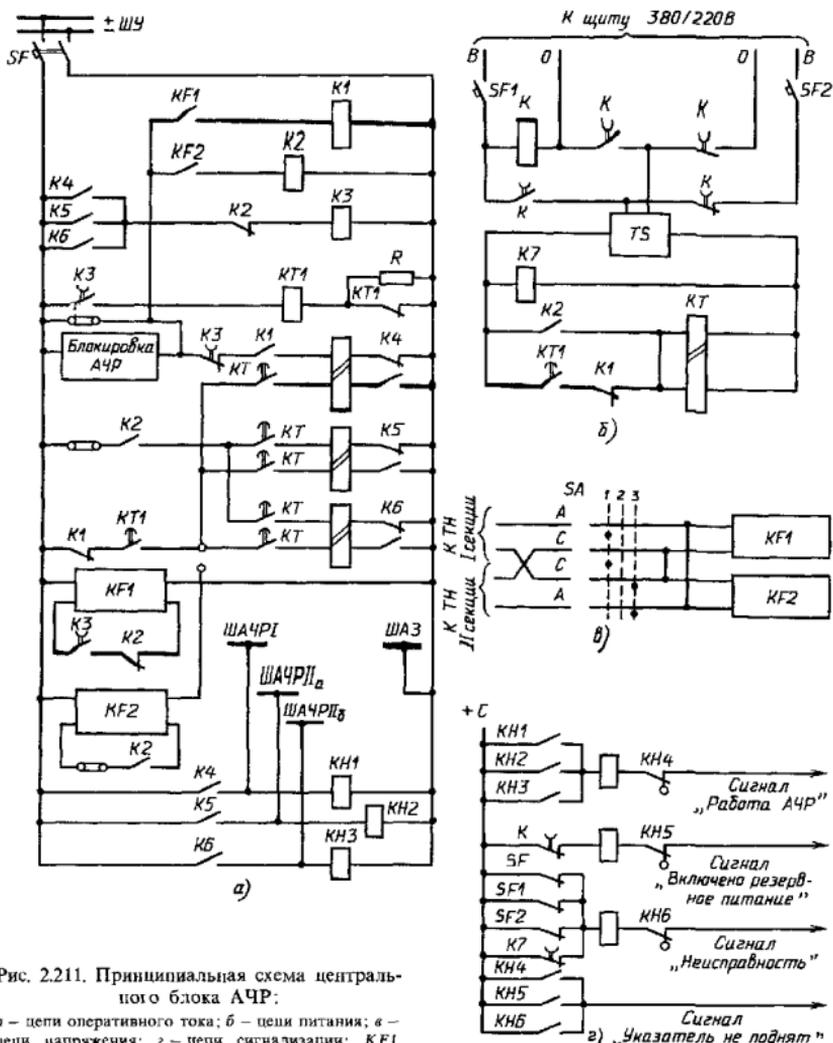


Рис. 2.211. Принципиальная схема центрального блока АЧР:

а — цепи оперативного тока; б — цепи питания; в — цепи напряжения; г — цепи сигнализации; КF1, КF2 — реле частоты типа РЧ-1; КТ — реле времени типа ВС-10; КТ1 — реле времени типа РВ-132; К4—К6 — реле промежуточные типа РП-1; К1, К2 — реле промежуточные типа РП-23; К3 — реле промежуточное типа РП-252; К, К7 — реле промежуточные типа РП-256; КН1—КН6 — реле указательные типа РУ-1; R — резистор типа С-0/6; SF1, SF2, SF — выключатели автоматические типа АП50

щего знак активной мощности, поступающей на секцию, к трансформатору напряжения которой подключено реле понижения частоты. Следует иметь в виду, что для УАЧР отпаечных подстанций с мощными электродвигателями малоинерционных механизмов применение реле направления мощности для

блокировки очередей АЧР1 обычно неэффективно из-за возможных качаний, возникающих между узлами нагрузки отдельных подстанций.

Для подстанций со шитом управления и реле рекомендуется применять центральный блок АЧР — ЧАПВ по схеме рис. 2.211,

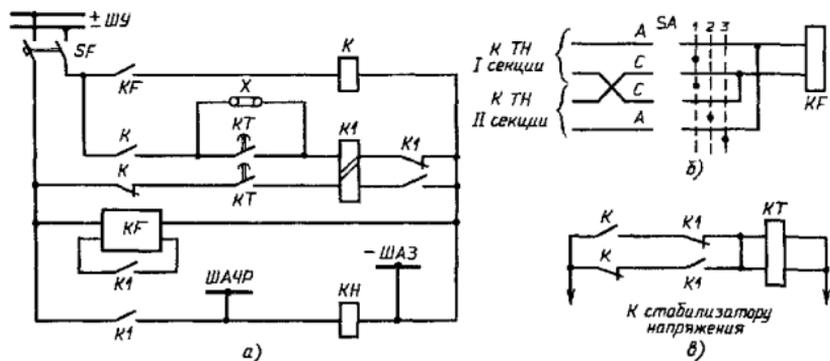


Рис. 2.212. Выполнение центрального блока АЧР (цепи сигнализации не показаны):

- а - цепи оперативного тока; б - цепи напряжения; в - цепи питания

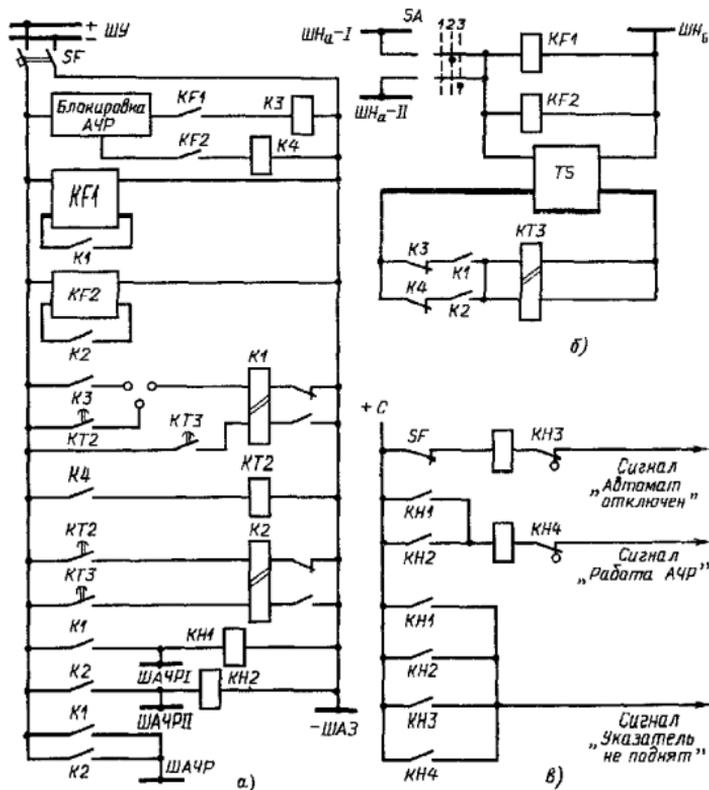


Рис. 2.213. Схема центрального блока АЧР в КРУ:

а - цепи оперативного тока; б - цепи напряжения; в - сигнализации

осуществляющий одну очередь АЧР1 и две (по времени) АЧРП или одну совмещенную очередь разгрузки, действующую по признаку АЧР1 и АЧРП, и одну самостоятельную очередь АЧРП. Фиксация срабатывания очередей АЧР достигается применением в выходных цепях центрального блока двухпозиционных реле К4 — К6.

Число магистральных шинок АЧР, связывающих центральный блок с индивидуальными цепями АЧР — ЧАПВ присоединений, определяется числом очередей АЧР, предусмотренных для электроприемников и потребителей электроэнергии, подключенных к данному центральному блоку.

Схема центрального блока (рис. 2.212) позволяет осуществить одну очередь АЧР1 или АЧРП и одну очередь ЧАПВ. В зависимости от требуемой категории АЧР накладка ставится в замкнутое (АЧР1) и разомкнутое (АЧРП) положения. Данная схема может применяться тогда, когда достаточно выполнять одну очередь АЧР на секцию шин.

На РП при необходимости иметь для одной секции шин одну очередь АЧР1, одну АЧРП, а также совмещенную очередь по признаку АЧР1 и АЧРП рекомендуется схема центрального блока по рис. 2.213, аппаратура которой установлена в КРУ.

Индивидуальные цепи АЧР — ЧАПВ показаны на рис. 2.209. Приемное промежуточное реле может подключаться к любой магистральной шинке АЧР.

Если для данного присоединения не предусматривается ЧАПВ, то замыкающие контакты этого реле используются в цепи отключения выключателя и в цепи запрета АПВ, выполненного с пуском «от несоответствия», при этом отключение выключателя от УАЧР считается аварийным. В течение всего времени работы АЧР и до восстановления частоты в контролируемой сети до нормального уровня на время больше уставки по времени ЧАПВ шинки АЧР находятся под напряжением и контакты реле К1 в цепи отключения выключателя и в цепи запрета АПВ замкнуты. Это обстоятельство не позволяет включить выключатель, отключенный действием УАЧР, до тех пор, пока в энергосистеме не будет ликвидирован дефицит активной мощности.

Если для данного присоединения предусматривается ЧАПВ, то в цепь пуска АПВ включаются размыкающие контакты реле К1. В этом случае отключение выключателя от УАЧР не считается аварийным и соответствующий сигнал должен быть блокирован.

2.115. КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ СЕТЕЙ 10(6) кВ, ВЫПОЛНЕННЫЕ НА ИНТЕГРАЛЬНЫХ МИКРОСХЕМАХ

Чебоксарский электроаппаратный завод (ЧЭАЗ) освоил серийный выпуск разработанных Всесоюзным научно-исследовательским проектно-конструкторским и технологическим институтом релестроения (ВНИИР) комплектных устройств релейной защиты и автоматики типа ЯРЭ-2201, выполненных на элементной базе третьего поколения — интегральных микросхемах (ИМС).

Устройства ЯРЭ-2201 (ТУ 16.729.240-81) предназначены для установки в релейных отсеках КРУ 10(6) кВ и представляют собой набор стандартных блоков РЗА.

Блоки РЗА на интегральных микросхемах отличаются от аналогичных по назначению устройств РЗА, выполненных на электромеханических реле или на выпускавшихся ранее транзисторных модулях серии М, существенным улучшением технических данных (меньшей зависимостью от колебаний температуры, напряжения, частоты), более высоким классом точности, значительным уменьшением потребляемой мощности от цепей переменного тока и переменного напряжения, расширенным диапазоном уставок срабатывания и дискретным (ступенчатым) способом их выставления, наличием новых технических возможностей, которые не могли быть достигнуты с помощью другой элементной базы (например, создание интегрально-зависимой характеристики защиты двигателя от перегрузки с электронной имитацией его охлаждения), унификацией использования одних и тех же дискретных элементов и ИМС, меньшей материалоемкостью и трудоемкостью изготовления, снижением требований к уровню квалификации обслуживающего персонала за счет введения встроенного тестового контроля, упрощением обслуживания за счет съёмного (на разъемах) исполнения [2.48].

К настоящему времени ВНИИР разработано и передано ЧЭАЗ для серийного выпуска 34 блока, имеющих в общей сложности 95 исполнений (работы в направлении расширения номенклатуры блоков продолжают). В состав разработанных входят преобразовательные (табл. 2.248), функциональные и измерительные блоки: максимального тока с независимой и зависимой от тока характеристикой выдержки времени, максимального и минимального напряжения, понижения и повышения частоты, выдержки времени на срабатывание, направления мощ-

Таблица 2.248 Преобразовательные блоки токовой защиты

Блок	Тип	Исполнение	Технические данные	
			Схема соединения элементов	Диапазон уставок
Преобразователей тока для максимальной токовой защиты	Д01	10	Трехфазная Двухфазная Двухфазная и однофазная Однофазная	1,5--60 А
		20		
		30		
40				
		50	Трехфазная Двухфазная Однофазная	3--120 А
		60		
		70		
		80	Двухфазная и однофазная	3--120 А 1,5--60 А
Преобразователей тока для защиты с зависимой от тока выдержкой времени	Д02	10	Трехфазная и однофазная Двухфазная и однофазная Однофазная Двухфазная Двухфазная	3--120 А
		20		1,5--15 А
		30		3--120 А
		40		1,5--15 А
		50		1,5--15 А
		40	1--4 А	4--16 А
		50		
Преобразователей тока для дифференциальной защиты	Д03	10	Трехфазная Двухфазная Трехфазная Двухфазная	2,5--10 А
		20		
		30		
		40		
		50	Трехфазная	—
		60	Двухфазная	—
Преобразователей напряжения	Д04	10	Трехфазная и однофазная Трехфазная	10--120 В
		20		20--80 В (U_1) 6--24 В (U_2)
		30	Однофазная	10--120 В
Преобразователей для органа направления активной мощностью	Д05	10	Двухфазная	1,5; 2,25; 3 А; 30; 45; 60 В

ности, дифференциальной защиты с наличием или отсутствием торможения, защиты от замыканий на землю в трех вариантах, автоматического повторного включения, а также блоки питания и стабилизации (табл. 2.249) и, кроме того, блоки входных, выходных и сигнальных реле (табл. 2.250).

Помехоустойчивость блоков РЗА на ИМС обеспечена при разработке сочетанием схемных и конструктивных решений (в частности, разделением и разнесением цепей питания ИМС и цепей входных и выходных

сигналов, оптимальной пространственной ориентацией электромагнитных реле, трансформаторов и т.д.), а также использованием так называемых «высокопороговых» логических элементов и операционных усилителей (ИМС с высоким уровнем сигнала «логическая 1»). Помимо этого, все блоки РЗА проходят испытания на помехоустойчивость, проводимые в соответствии с требованиями Международной электротехнической комиссии (МЭК) импульсами напряжения положительной и отрицательной полярности с амплитудой 4,5--5 кВ при крутизне фронта

Таблица 2.249. Измерительные блоки токовой защиты

Блок	Тип	Исполнение	Технические данные		
			Состав блока	Диапазон	
Выдержки времени	В01	11	2 органа	0,05–3,2 с	
		22	2 органа	0,1–6,4 с	
		33	2 органа	0,2–12,8 с	
		12	1 орган	0,05–3,2 с	
			1 орган	0,1–6,4 с	
		13	1 орган	0,05–3,2 с	
			1 орган	0,2–12,8 с	
		23	1 орган	0,1–6,4 с	
		1 орган	0,2–12,8 с		
	В02	10	1 орган	0,05–3,2 с	
		20	1 орган	0,1–6,4 с	
		30	1 орган	0,2–12,8 с	
В03	10	1 орган	5–100 с или 10–200 с		
Измерительный максимального напряжения	Н01	10	1 орган	Кратность перестройки 4	
		11	2 органа		
Н04	10	1 орган			
	11	2 органа			
Измерительный минимального напряжения	Н02	10	1 орган		
		11	2 органа		
Комбинированный измерительных органов максимального напряжения и времени	К02	11	1 орган напряжения 1 орган времени		Кратность перестройки 4 0,05–3,2 с
		12	1 орган напряжения 1 орган времени		Кратность перестройки 4 0,1–6,4 с
		13	1 орган напряжения 1 орган времени		Кратность перестройки 4 0,2–12,8 с
Комбинированный измерительных органов минимального напряжения и времени	К03	11	1 орган напряжения 1 орган времени		Кратность перестройки 4 0,05–3,2 с
		12	1 орган напряжения 1 орган времени	Кратность перестройки 4 0,1–6,4 с	
		13	1 орган напряжения 1 орган времени	Кратность перестройки 4 0,2–12,8 с	
Комбинированный измерительных органов тока и максимального напряжения	К04	11	1 орган тока 1 орган напряжения	Кратность перестройки 4	
Комбинированный измерительных органов тока и минимального напряжения	К05	11	1 орган тока 1 орган напряжения		

Продолжение табл. 2 249

Блок	Тип	Исполнение	Технические данные	
			Состав блока	Диапазон
Комбинированный измерительных органов тока нулевой последовательности и времени	К07	11	1 орган тока	0,02 – 0,125 А, 0,05 – 3,2 с 0,02 – 0,125 А 0,1 – 6,4 с
		12	1 орган времени 1 орган тока 1 орган времени	
Измерительный максимального и минимального напряжений	Н03	11	2 органа	Кратность перестройки 4
Измерительный для токовых защит	Т01	10 11	1 орган 2 органа	
Измерительный с зависимой от тока выдержкой времени	Т02	10	1 орган	100 – 1000 с (постоянная времени) 0,05 – 1 (коэффициент А)
		20	1 орган	
Измерительный тока для дифференциальных защит	Т03	10 11	1 орган 2 органа	Кратность перестройки 2
Сигнализации однофазных замыканий на землю	Т04	10	1 орган	0,01 – 0,18 А (при 250 Гц)
Комбинированный измерительных органов тока и времени	К01	11	1 орган тока	Кратность перестройки 4 0,05 – 3,2 с Кратность перестройки 4 0,1 – 6,4 с Кратность перестройки 4 0,2 – 12,8 с
		12	1 орган времени	
13		1 орган тока 1 орган времени 1 орган времени		
	К07	13	1 орган тока 1 орган времени	0,02 – 0,125 А 0,2 – 12,8 с
Направленной токовой защиты от замыканий на землю	М01	10	1 орган	0,0015 – 0,072 А ($3I_0$), 100 В ($3U_0$)
Фиксации направления активной мощности	М01	20	1 орган	1,5, 2,25; 3 А, 30; 45; 60 В (пороговые значения)
Формирователя органа частоты	Г01	10	1 орган	$U \approx 100$ В
Счетчика импульсов органа частоты	Г02	10	1 орган	8 разрядов

Продолжение табл. 2.249

Блок	Тип	Исполнение	Технические данные	
			Состав блока	Диапазон
Регулирования уставок органа частоты	Г03	10	1 орган	45–55 Гц
Автоматического однократного повторного включения	А01	10	1 орган	0,2–12,8 с
Питания преобразователя	П01	10 20	1 орган 1 орган	176–242 В, $U_{\text{вых}} = 24$ В 88–121 В, $U_{\text{вых}} = 24$ В
Стабилизатора напряжения	П02	10	1 орган	$U_{\text{стб}} = \pm 15$ В

Таблица 2.250. Релейные блоки токовой защиты

Блок	Тип	Исполнение	Технические данные	
			Состав блока	Обмотка реле
Входных промежуточных реле	Р01	10 20 30	2 реле РПГ-2 4 реле РПГ-2 5 реле РПГ-2	220 В (с добавочными резисторами)
		40 50 60	2 реле РПГ-2 4 реле РПГ-2 5 реле РПГ-2	110 В (с добавочными резисторами)
Выходных промежуточных реле	Р02	11 12 13	1 реле РП-13 с удерживающей обмоткой	1 А, 24 В 2 А, 24 В 4 А, 24 В
		21 22 23	1 реле РП-13 с удерживающей обмоткой 1 реле РП-13	24 В; 1 А, 24 В 24 В; 2 А, 24 В; 4 А, 24 В
		31 32 33	1 реле РПГ-5 с контактом на 220 В, 1 реле РП-13 с удерживающей обмоткой, 1 реле РП-13	24 В; 1 А, 24 В 24 В; 2 А, 24 В 24 В; 4 А, 24 В
		41 42 43	1 реле РПГ-5 с контактом на 220 В, 1 реле РПГ-2 с контактами на 24 В, 1 реле РП-13 с удерживающей обмоткой, 1 реле РП-13	24 В; 1 А, 24 В 24 В; 2 А, 24 В 24 В; 4 А, 24 В

Продолжение табл. 2.250

Блок	Тип	Исполнение	Технические данные	
			Состав блока	Обмотка реле
Реле сигнализации	Л01	10	2 реле РУ-02, 2 светодиода, 2 реле РУ-02, 2 светодиода, 1 общее реле РУ-02	24 В
		11		
		20	3 реле РУ-02, 3 светодиода	
		20		
		21	3 реле РУ-02, 3 светодиода, 1 общее реле РУ-02	
		30	4 реле РУ-02, 4 светодиода	
		31	4 реле РУ-02, 4 светодиода, 1 общее реле РУ-02	
Коммутатора	Л02	10	6 коммутируемых цепей, 6 светодиодов, 1 орган задержки	—

волны $1,2 \cdot 10^{-6}$ и времени спада волны $50 \cdot 10^{-6}$ с.

Конструктивно все блоки РЗА имеют одинаковые размеры по глубине и высоте (185 × 130 мм) и различаются между собой только шириной по фасаду (25–70 мм), которая зависит от количества входящих в блок навесных элементов. Блоки по специальным направляющим вставляют в стандартные однорядные или двухрядные cassette, рекомендованные МЭК, БУК6 (блочные унифицированные cassette).

Cассеты с блоками РЗА помещаются в металлический ящик, имеющий следующие размеры (ширина, высота, глубина): 550 × 170 × 250 мм (однорядное исполнение) и 550 × 300 × 250 мм (двухрядное исполнение). Передняя стенка ящика выполнена в виде прозрачной крышки, позволяющей производить осмотр состояния сигнализации блоков (т. е. визуально отмечать «зажигание» светодиодов на фасадах блоков при их срабатывании), но исключающей в то же время несанкционированный доступ к переключателям уставок. Так образуется комплектное устройство ЯРЭ-2201.

Устройство ЯРЭ-2201 имеет степень защиты оболочки IP40 по ГОСТ 14254–80 и предназначено для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от –20 до +45 °С.

Электрическая связь блоков РЗА с межблочным монтажом в устройстве ЯРЭ-2201 осуществляется с помощью разъемов, межблочный электрический монтаж выполнен способом накрутки. Соединительные устройства ЯРЭ-2201 с внешними цепями переменного тока и напряжения, а также с цепями управления и сигнализации (т. е. со вспомогательными цепями шкафа КРУ) осуществляется с помощью гибких медных проводов, увязанных в три жгута. Жгуты заканчиваются разъемами для оперативного разъединения цепей ЯРЭ-2201 и вспомогательных цепей КРУ, а также для присоединения цепей ЯРЭ-2201 к специально разработанному контрольно-испытательному устройству.

Комбинация в устройстве ЯРЭ-2201 тех или иных блоков РЗА позволила получить соответствующую нормам и правилам защиты и автоматику для большинства энергетических объектов напряжением 10(6) кВ. Этот набор определяется видом присоединения 10(6) кВ, например линия к синхронному двигателю, линия к конденсаторной установке и т. д., характером потребителя (спокойная, резкопеременная или импульсная нагрузка) и является строго типизированным.

Чтобы выбрать ЯРЭ-2201 с требуемым для конкретного случая набором блоков РЗА, проектировщику следует обратиться к сеткам (каталогам) схем ЯРЭ-2201, разри-

ботанным для сетевых подстанций и подстанций промпредприятий и приведенным в типовых работах институтов «Энергосеть-проект» и «Тяжпромэлектропроект».

Объем проектно-сметной документации (ПСД) в случае применения в КРУ 10(6) кВ типовых устройств ЯРЭ-2201 не отличается от традиционного (при применении КРУ с электромеханическими реле). Исключением является необходимость выполнения проектной организацией дополнительных опросных листов для заказа на ЧЭАЗ устройств ЯРЭ-2201, а также перечня резервных блоков РЗА, требуемых для обеспечения эксплуатации устройств на высоком техническом уровне (восстановление работоспособности без вывода в длительный ремонт путем быстрой замены неисправных блоков, замена блоков с одними параметрами на аналогичные по назначению блоки с другими техническими данными при изменении условий эксплуатации или техническом перевооружении).

Разработанные опросные листы на устройстве ЯРЭ-2201 и на КРУ 10(6) кВ с ЯРЭ-2201 до передачи заказчику должны быть согласованы с заводами-изготовителями.

В виде исключения ЧЭАЗ могут быть изготовлены нетиповые ЯРЭ-2201. При этом проектная организация дополнительно разрабатывает на каждое нетиповое ЯРЭ-2201 принципиальную схему, иллюстрирующую функциональную связь блоков РЗА, и электрическую схему соединения (монтажную), по которой должны выполняться межблочный монтаж и осуществляться разводка трех жгутов проводов и раскладка разъемов. Кроме того, разрабатывают чертеж общего вида ЯРЭ-2201, из которого должно быть видно распределение блоков по рядам и порядок их следования.

Указанные чертежи для нетиповых ЯРЭ-2201 должны выполняться в соответствии с рекомендациями и принципами, заложенными в ранее упомянутых типовых работах ЭСП и ТПЭП, обязательно согласовываться с ВНИИР и затем передаваться ЧЭАЗ.

Блоки РЗА на ИМС, входящие в состав ЯРЭ-2201, имеют некоторые отличительные особенности [2,49].

1. Присоединение блоков РЗА к измерительным трансформаторам тока (ТТ) 10(6) и трансформаторам напряжения (ТН) 10(6) кВ осуществляется для разделения цепей вторичных обмоток ТТ и ТН с входными цепями блоков РЗА, для согласования входного сопротивления блоков РЗА с выходным

сопротивлением ТТ и ТН, для ступенчатого выбора используемого диапазона уставок.

2. Связь устройства ЯРЭ-2201 с внешними цепями — с цепями включения и отключения выключателей 10(6) кВ, а также световой и звуковой сигнализации на напряжении 220 или 110 В — осуществляется с помощью специальных блоков входных (Р01), выходных (Р02) и сигнальных (Л01) реле. Применение указанных блоков позволяет исключить наводки и повысить помехоустойчивость ИМС путем развязки цепей входных и выходных сигналов блоков и цепей питания ИМС с оперативными цепями 220 или 110 В. С этой же целью выходы блоков РЗА связаны с обмотками реле блоков Р02 и Л01 с помощью промежуточных герконовых реле типа РПГ-2, устанавливаемых на печатных платах всех измерительных, функциональных органов и органов выдержки времени. Эти реле осуществляют также потенциальную развязку цепей 15 и 24 В.

3. Применение тестового контроля правильности действия блоков, входящих в состав ЯРЭ-2201, позволяет существенно ускорить выявление неисправных блоков и произвести их замену. Проверка функционирования органов, участвующих в работе того или иного вида РЗА, осуществляется с помощью кнопок опробования, установленных на фасадах преобразовательных блоков тока и напряжения. При нажатии их испытательное воздействие (15 В) подается на входы измерительных блоков, тем самым имитируется увеличение тока при КЗ или перегрузке, понижение напряжения и частоты в пусковых органах АВР и т. д. Если органы исправны, их работоспособность сигнализируется «зажиганием» светодиодов, установленных на передних стенках блоков РЗА.

Для предотвращения подачи внешних звуковых и световых сигналов, а также ложных команд на отключение и включение выключателей 10(6) кВ при проведении тестового контроля в составе устройства ЯРЭ-2201 предусматривается блок коммутатора (Л02), который может занимать одно из двух положений: рабочее или контрольное. При установке коммутатора в контрольное положение цепи контактов выходных реле ЯРЭ-2201 отсоединяются от внешних цепей и замыкаются на светодиоды, размещенные на лицевой плате блока коммутатора, а к кнопкам опробования действия органов РЗА подводится напряжение 15 В, разрешая проведение тестового контроля. При установке коммутатора в рабочее положение связь с внешними цепями восстанавливается, напряжение 15 В к кнопкам опробования не

подводится и тестовый контроль становится невозможным.

4. Индивидуальное питание каждого комплекта защиты и автоматики ЯРЭ-2201 осуществляется от встроенного в него устройства питания мощностью 16 Вт, состоящего из блока преобразования напряжения постоянного или выпрямленного операционного тока 220 или 110 В (П01) в нестабилизированное напряжение 24 В и блока стабилизации (П02), служащего для создания дупольярного напряжения ± 15 В, необходимого для питания ИМС.

Пример выполнения с помощью ЯРЭ-2201 защиты радиальной кабельной линии, питающей трансформатор 10(6)/0,4–0,69 кВ мощностью до 2500 кВ·А со схемой соединения обмоток Д/У_н, приведен на рис. 2.214, а.

На линии установлены следующие защиты: токовая отсечка в двухфазном трехсистемном исполнении (основная защита линии), максимальная токовая защита (МТЗ) в двухфазном трехсистемном исполнении (резервная защита линии, основная защита трансформатора), защита от замыканий на землю.

Присоединение измерительного блока Е2 к трансформаторам тока ТА1_а, ТА1_в осуществляется с помощью блока преобразователей Е1 (рис. 2.214, б). Блок Е1 состоит из промежуточных трансформаторов тока ТА2, ТА3, к первичным обмоткам которых подведены фазные токи I_а, I_с и I_в, к вторичным обмоткам присоединены выпрямительные мосты VS1–VS3. Эти мосты включены по выходу последовательно друг с другом, что обеспечивает протекание тока в нагрузке (резисторах R1–R3) при любых видах КЗ [2.50]. Снимаемое с разных участков делителя R1–R3 напряжение (за счет установки переключателей ХВ1 и ХВ2 в положения «×1», «×3», «×10») подается на измерительные органы Е2-1 и Е2-2 блока Е2. При показанных на рис. 2.214, б положениях ХВ1 и ХВ2 орган Е2-1 реализует отсечку, а Е2-2 – токовый орган МТЗ. В пределах диапазонов, определенных установкой ХВ1 и ХВ2, осуществляется дискретная регулировка уставок по току путем изменения положения переключателей, расположенных на лицевой плате блока Е2.

Выдержка времени МТЗ реализуется органом Е3-2 (с диапазоном уставок 0,1–6,4 с) блока Е3.

Защита от замыканий на землю реализуется непосредственным присоединением блока Е4 к трансформатору тока нулевой последовательности ТАЗ. Указанное возмож-

но, так как ограничение уровня тока 3I₀, защита от перенапряжений и отстройки от всех гармоник тока, кроме основной – 50 Гц, осуществляется в блоке Е4.

Специальное устройство питания (рис. 2.214, з), состоящее из блоков Е5 и Е6, обеспечивает подачу необходимых напряжений всем блокам. Органы стабилизации +15 В и –15 В имеют защиту от перерузок, КЗ и несимметрии напряжений на выходе. Защита действует на прекращение работы блока Е5 путем замыкания контактов реле КЛ1 или КЛ2 блока Е6, одновременно контактом реле КЛ1 блока Е5 производится подача звукового сигнала во внешние цепи (рис. 2.214, ж).

Рассмотрим работу схемы в различных режимах.

1. В нормальном режиме по кабельной линии 10(6) кВ протекает рабочий ток, который через трансформаторы тока ТА1_а, ТА1_с попадает в блок Е1 и преобразуется в эквивалентное току напряжение. Это напряжение двумя уровнями, соответствующими положению переключателей ХВ1 и ХВ2, подается на органы Е2-1 и Е2-2, где сравнивается с опорным напряжением (уставкой). Так как в этом режиме опорное напряжение всегда выше напряжения, поступающего от блока Е1, на выходах операционных усилителей органов Е2-1 и Е2-2 сигнал отсутствует и реле КЛ1, КЛ2 не срабатывают.

2. В аварийном режиме (т. е. при возникновении КЗ на линии или в трансформаторе) вторичный ток трансформаторов тока ТА1_а, ТА1_с резко возрастает, пропорционально возрастает и напряжение, поступающее на входы блока Е2. Это напряжение становится выше опорного, и, следовательно, на выходе органа Е2-1 появляется сигнал, срабатывает герконовое реле КЛ1; на бесконтактном выходе органа Е2-2 появляется сигнал (9–15 В), который подводится к входам органов Е3-1 и Е3-2 блока выдержки времени Е3. При поступлении на Е3-2 сигнала «1» и истечении заданной выдержки времени (примерно 1–1,5 с), выбранной по условию согласования с выдержкой времени вводного автоматического выключателя SF на стороне 0,4–0,69 кВ, срабатывает герконовое реле КЛ2.

При срабатывании отсечки (реле КЛ1 блока Е2) или МТЗ (реле КЛ2 блока Е3) срабатывает «общее реле отключения» КЛ1, размещенное в блоке Е8 (рис. 2.214, в). Контакт реле КЛ1 имеет токовую удерживающую обмотку и воздействует на электромагнит отключения выключателя 10(6) кВ (рис. 2.214, е). Применение удерживающей обмот-

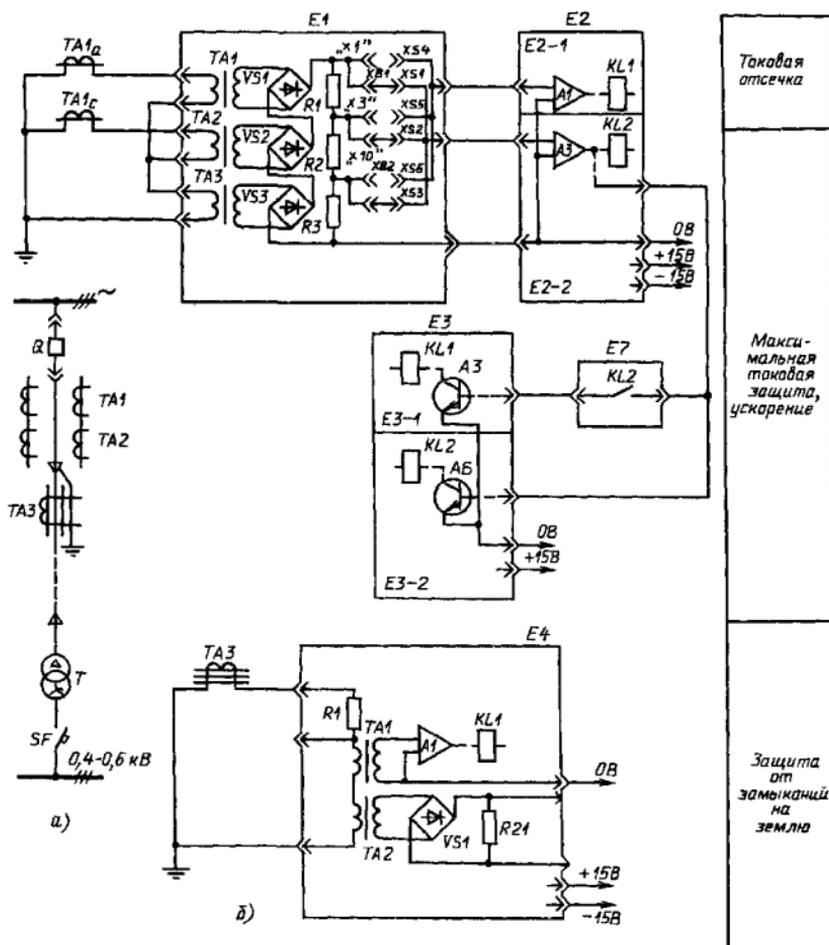
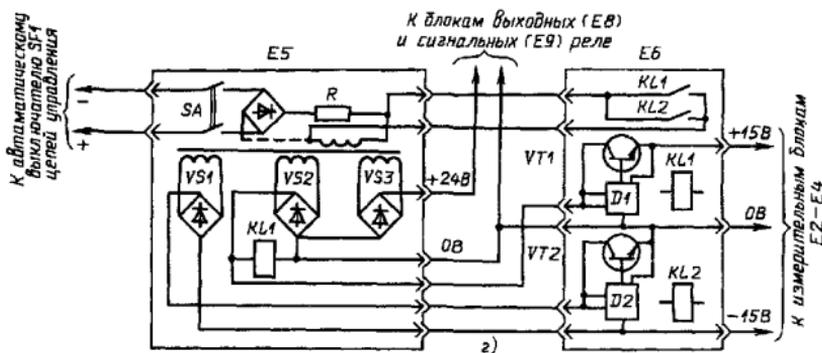
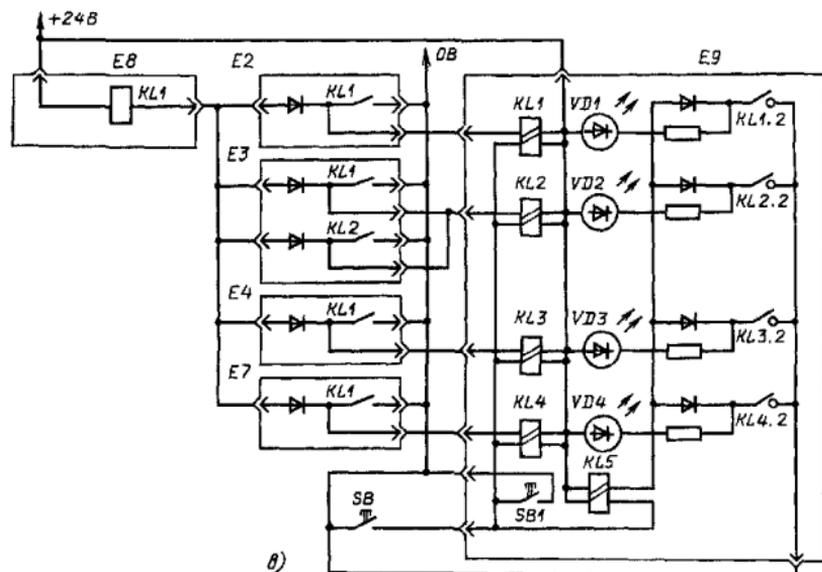


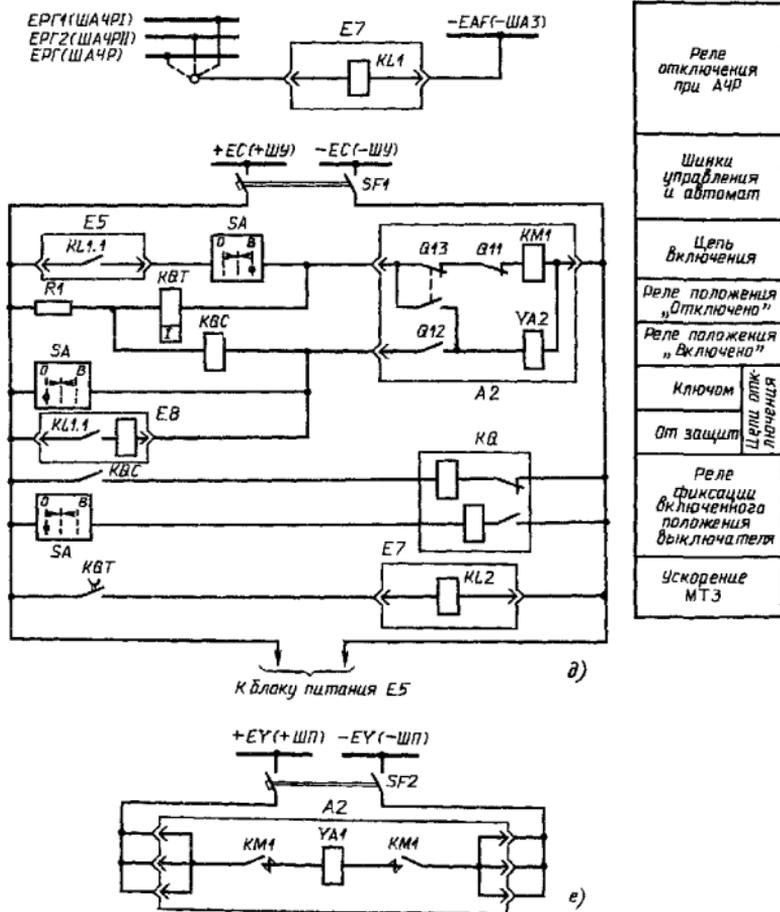
Рис. 2.214. Схема защиты радиальной линии, питающей трансформатор 10(6)/0,4–0,69 кВ:

а – поясняющая схема, б – цепи тока; в – цепи управления и сигнализации 24 В и ЯРЭ-2201; г – организация питания блоков, входящих в ЯРЭ02201; д – цепи управления 220 В в КРУ; е – цепи электромагнита включения выключателя КРУ, ж – цепи сигнализации 220 В в КРУ; з – фасад устройства ЯРЭ02201; Т – трансформатор; Q – выкатной выключатель; ТА1–ТА3 – трансформаторы тока, встроенные в КРУ; SF – автоматический выключатель «Электрон»; А1 – устройство ЯРЭ-2201; Е1 – блок преобразователей тока Д01-30; Е2 – блок измерительный тока Т01-11; Е3 – блок выдержки времени В01-12; Е4 – блок измерительный тока нулевой последовательности К07-11;



Продолжение рис. 2.214

E5 — блок питания преобразовательный П01-10 (220/24 В); E6 — блок стабилизации напряжения П02-10 (± 15 В); E7 — блок входных реле Р01-10; E8 — блок выходных реле Р02-11; E9 — блок сигнальных реле Л01-31; E10 — блок коммутатора Л02-10; SB — кнопка КЕ-011; A2 — привод выключателя 10(6) кВ; SA — ключ управления; KQT — реле промежуточное РП-252; KQC — реле промежуточное РП-23; KQ — реле промежуточное двухпозиционное РП-11; R1 — резистор ПЭВ-50, 1000 Ом; R2 — R4 — резисторы ПЭВ-50, 3900 Ом; HLW, HLG, HLR — арматура сигнальной лампы АЕ; KHI — реле указательное РУ-1-11, 0,1 А; SF1, SF2 — выключатели автоматические АП-50-2МТ



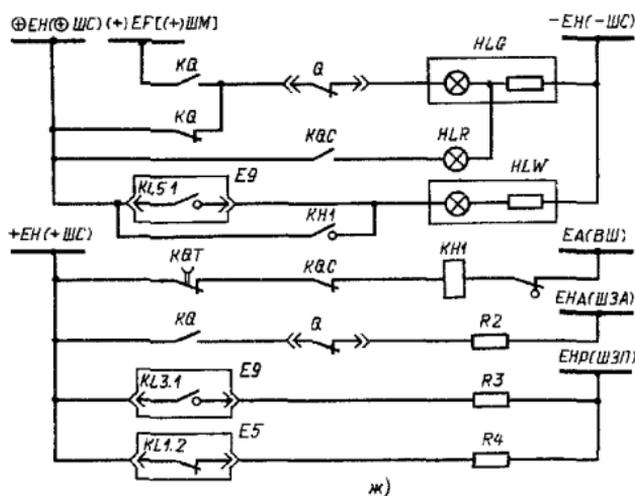
Продолжение рис. 2.214

ки дает возможность расширения импульса отключения вплоть до момента возврата в исходное положение выключателя Q , другими словами, позволяет повысить надежность отключения при аварии.

Срабатывание отсечки или МТЗ приводит к изменению положения двухпозиционных сигнальных реле $KL1$, $KL2$, $KL5$ блока $E9$ (рис. 2.214, в) и «зажиганию» светодиодов $VD1$, $VD2$, смонтированных на передней стенке блока. Контакт общего сигналь-

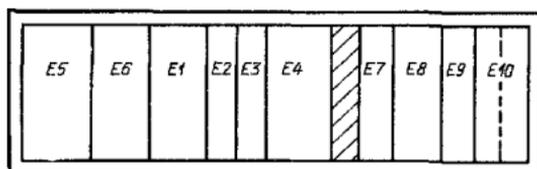
ного реле $KL5$ зажигает лампу «Указатель не поднят» на фасаде КРУ (рис. 2.214, ж). Возврат всех сигнальных реле блока $E9$ производится одновременно кнопкой $SB1$, установленной на лицевой плате блока, либо кнопкой SB , размещенной на двери релейного отсека КРУ.

3. При возникновении замыканий на землю в трансформаторе тока $TA3$ появляется ток нулевой последовательности, который подводится к измерительному органу блока



ж)

Лампа "Отключено"	Цепи световой сигнализации
Лампа "Включено"	
Лампа "Указатель не поднят"	
Обрыв цепей управления автомат "отключен"	Цепи звуковой сигнализации
Аварийное "отключение"	
"Земля в сети 6-10кВ"	
"Блок питания неисправен"	



з)

Продолжение рис. 2.214

Е4. На выходе блока сработает реле $KL1$, которое своим контактом воздействует на сигнальное реле $KL3$ блока $E9$, обеспечивает «зажигание» светодиода $VD3$ и подачу звукового сигнала «Земля в сети 10(6) кВ».

4. Включение выключателя Q на КЗ приводит в действие орган ускорения МТЗ — рис. 2.214, б. В этом случае сигнал «1» от органа гока $E2-2$ поступает на вход органа выдержки времени $E3-1$ (имеющего уставку около 0,3 с для отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора при включении) через замкнутый контакт реле $KL2$ блока $E7$. Реле $KL2$ является повторителем реле положения «включено» KQT (рис. 2.214, д), которое обесточивается примерно через t с после включения выключателя Q , обеспечивая недействие органа ускорения в режиме нормальной работы. Остальные операции происходят аналогично изложенному выше для МТЗ.

Пример размещения блоков в устройстве ЯРЭ-2201 дан на рис. 2.214, з.

2.116. САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Кратковременное нарушение электропитания при отсутствии самозапуска вызывает массовое отключение электродвигателей. Самозапуск заключается в том, что при восстановлении электроснабжения после кратковременного нарушения электродвигатели автоматически восстанавливают свой нормальный режим работы. Отличительные особенности самозапуска по сравнению с обычным пуском следующие: одновременно пускается группа электродвигателей; в момент восстановления электроснабжения и начале самозапуска часть или все электродвигатели вращаются с некоторой частотой; самозапуск обычно происходит под нагруз-

кой. Самозапуск электродвигателей приводит к дополнительным потерям напряжения и, как следствие, к уменьшению возможных моментов вращения электродвигателей.

При кратковременном нарушении электроснабжения самозапуск обычно допустим как для самых механизмов, так и для их электродвигателей. За время действия релейной защиты или сетевой автоматики остаточное напряжение асинхронных электродвигателей в зависимости от их мощности снижается частично или падает до нуля.

Исключения представляют быстроходные электродвигатели, большой мощности (2000 кВт и более), у которых остаточное напряжение снижается медленнее, вследствие чего при мгновенном восстановлении питания результирующее напряжение сети и электродвигателей может достигнуть 1,7–1,8 номинального значения. При наличии таких электродвигателей, если сопротивление сети мало, устройство АПВ и АВР рекомендуется осуществлять с временем действия не менее 0,8–1 с.

Промышленные механизмы, обычно участвующие в самопуске, могут быть разделены на две группы: механизмы с постоянным моментом сопротивления, не зависящим от частоты вращения (шаровые мельницы, транспортеры, конвейеры, дробилки), и другие механизмы, у которых основной момент сопротивления, зависит от частоты вращения (вентиляторы, центробежные насосы, дымососы, у которых момент сопротивления нелинейно возрастает с ростом частоты вращения).

Самозапуск механизмов второй группы обеспечивается легче, чем механизмов второй группы.

Если невозможно обеспечить самозапуск всех электродвигателей, то в первую очередь необходимо обеспечить самозапуск электродвигателей ответственных механизмов, отключение которых по условиям технологии производства недопустимо.

Расчет самопуска асинхронных двигателей. Определение возможности самопуска асинхронных двигателей в итоге сводится к решению двух вопросов: к установлению достаточности момента вращения электродвигателя с учетом пониженного при этом напряжения и определению дополнительного нагрева электродвигателя, вызванного удлинением времени разгона.

При расчете самопуска необходимо определить выбег за время нарушения электроснабжения, сопротивление электродвигателей и сети, напряжение и избыточный мо-

мент электродвигателей, время самопуска и дополнительный нагрев.

Механическая постоянная времени механизма и электродвигателя определяется выражением, с

$$T_a = \frac{Jn_0^2}{91P_{ном}}, \quad (2.340)$$

где J — момент инерции механизма и электродвигателя, приведенный к валу электродвигателя, $\tau \cdot \text{м}^2$; n_0 — синхронная частота вращения электродвигателя, об/мин; $P_{ном}$ — номинальная мощность электродвигателя, кВт.

Частота вращения за время нарушения электроснабжения для механизмов с постоянным моментом сопротивления определяется выражением

$$n = 1 - m_c \frac{t_n}{T_a}, \quad (2.341)$$

где n — частота вращения, до которой происходит выбег, отн. ед.; m_c — момент сопротивления механизма, отн. ед.; t_n — время нарушения электроснабжения, с.

Выбег для механизмов с вентиляторным моментом сопротивления определяется по универсальным кривым, приведенным на рис. 2.215.

Напряжение самопуска при питании от источника бесконечной мощности с учетом активного сопротивления (рис. 2.216) определяется по следующему выражению: с учетом активного сопротивления

$$U = U_1 \frac{Z_{д,н}}{\sqrt{(R_n + R_{д,н})^2 + (X + X_{д,н})^2}}, \quad (2.342)$$

где $X = X_c + X_T + X_n$;

$$Z_{д,н} = \frac{(R_d + jX_d)(R_n + jX_n)}{(R_d + R_n) + j(X_d + X_n)} = R_{д,н} + jX_{д,н};$$

$$X_d = Z_d \sin \varphi; \quad R_d = Z_d \cos \varphi;$$

$$X_n = Z_n \sin \varphi; \quad R_n = Z_n \cos \varphi;$$

$$Z_d = \frac{S_6 U_{ном}^2}{S_n' U_6^2}; \quad Z_n = \frac{S_6 U_{ном}^2}{S_{ном} U_6^2}.$$

Пусковая мощность S_n' при номинальном напряжении определяется выражением, кв · А,

$$S_n' = \frac{P_{ном} k'}{\eta_{ном} \cos \varphi_{ном}}. \quad (2.343)$$

Кратность пускового тока электродвига-

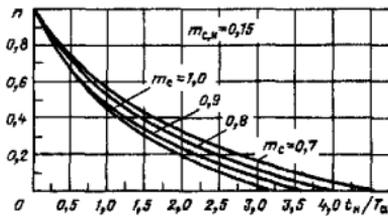


Рис. 2.215. Кривые выбега для механизмов с нелинейно возрастающим ростом скорости моментом сопротивления

сопротивление электродвигателей и нагрузки; $P_{ном}$ — номинальная мощность электродвигателей, кВт; $\eta_{ном}$ — номинальный коэффициент полезного действия электродвигателей; $\cos \varphi_{ном}$ — номинальный коэффициент мощности при самозапуске; s — скольжение в начале самозапуска; $s_{кр}$ — критическое скольжение; k — кратность пускового тока по каталогу; без учета активного сопротивления

$$U = U_1 \frac{X_{д,н}}{X + X_{д,н}}, \quad (2.345)$$

где $X_{д,н} = \frac{S_б U_1^2}{S_н^2 U_б}$; $X_{д,н} = \frac{X_д X_н}{X_д + X_н}$.

Напряжение при самозапуске приведено к номинальному напряжению двигателя. Сопротивления сети и электродвигателей приведены к базисной мощности и напряжению.

Активным сопротивлением можно пренебречь, если соблюдается условие

$$R_n \ll \sqrt{[1,02(Z_{д,н} + X)]^2 - (X_{д,н} + X)^2} - R_{д,н} \quad (2.346)$$

По условию необходимого момента вращения самозапуск обеспечивается, если удовлетворяются следующие условия:

для механизмов с постоянным моментом сопротивления

$$U^2 m_{мин} \geq 1,1 m_c,$$

для механизмов с вентильторным моментом сопротивления

$$U^2 m_{max} \geq 1,1 m_c,$$

где $m_{мин}$ — минимальный момент вращения электродвигателя, отн. ед.; m_{max} — максимальный момент вращения электродвигателя, отн. ед.; m_c — момент сопротивления механизма при номинальной скорости, отн. ед.

Время самозапуска t_c определяется следующими выражениями:

при постоянном избыточном моменте электродвигателя

$$t_c = \frac{T_a s_{нч}}{m_n}, \quad (2.347)$$

где $s_{нч}$ — начальное скольжение самозапуска; m_n — избыточный момент электродвигателя, отн. ед.;

при переменном избыточном моменте

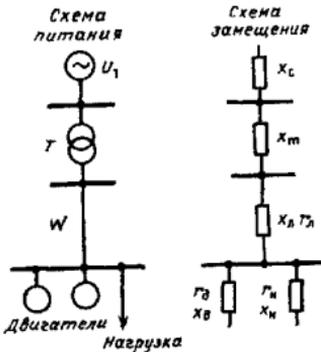


Рис. 2.216. Схемы питания и замещения

для при скольжении s

$$k' = \frac{k}{\sqrt{1 + (s_{кр}/s)^2}}. \quad (2.344)$$

В выражениях (2.342) — (2.344) $S_б$ — базисная мощность, кВт·А; $S_{ном}$ — номинальная мощность электродвигателя, кВт·А; U — напряжение на зажимах электродвигателя при самозапуске, отн. ед.; $U_{ном}$ — номинальное напряжение электродвигателя, кВт; U_1 — напряжение источника питания, отн. ед.; $U_б$ — базисное напряжение, кВт; $Z_{д,н}$ — полное сопротивление электродвигателя, нагрузки и эквивалентное сопротивление электродвигателей и нагрузки соответственно; $X_c, X_T, X_{д,н}, X_{д,н}, X_{д,н}$ — сопротивления системы, трансформатора, линии, электродвигателей, нагрузки и эквивалентное сопротивление электродвигателей и нагрузки соответственно; $R_{д,н}, R_{д,н}, R_{д,н}$ — активное сопротивление линии, электродвигателей, нагрузки и эквивалентное

и начальном скольжении $s \geq 0,5$

$$t_c = T_a \left[\frac{2s_1 - 1}{m_{н1} - m_{н2}} + \frac{1}{2(m_{н3} - m_{н2})} \ln \frac{m_{н3}}{m_{н2}} \right], \quad (2.348)$$

где s_1 — скольжение при $s_{нч} \leq 0,5$; $m_{н1}$ — избыточный момент в начале самозапуска, отн. ед.; $m_{н2}$ — то же при $s = 0,5$, отн. ед.; $m_{н3}$ — то же при $s = s_{кр}$ отн. ед.; при самозапуске с начальным скольжением $s \leq 0,5$

$$t_c = T_a \frac{s_2}{m_{н3} - m_{н2}} \ln \frac{m_{н3}}{m_{н2}}, \quad (2.349)$$

где s_2 — скольжение при $s_{нч} \leq 0,5$; $m_{н2}$ — избыточный момент в начале самозапуска, отн. ед.; $m_{н3}$ — то же в конце самозапуска, отн. ед.

Дополнительный нагрев статорной обмотки электродвигателя при самозапуске, °С,

$$\Delta \tau = \frac{j^2 (k^2 - 1)}{150}, \quad (2.350)$$

где j — плотность тока в обмотках, А/мм²; k — кратность пускового тока.

Дополнительный нагрев допускают 135 °С. Практически проверку дополнительного нагрева следует производить при продолжительности самозапуска более 20 с.

Нагрев стержней ротора при самозапуске, °С,

$$\tau = \frac{t_c m_{с,п}}{0,78G}, \quad (2.351)$$

где $m_{с,п}$ — средний пусковой момент, кВт; G — масса стержней ротора, кг.

Для однофазных асинхронных двигателей допустимый нагрев ротора равен 250 °С и для двухфазных 300 °С.

Выражение (2.351) предусматривает один пуск из горячего состояния или два пуска из холодного состояния.

Практически нагрев ротора следует проверять при продолжительности самозапуска более 10 с.

Расчет самозапуска синхронных двигателей. Определение выбега и напряжения синхронных двигателей производится тем же методом, что и для асинхронных. Ток самозапуска определяется по характеристике $I = f(s)$. По условию необходимого момента вращения обычно наиболее тяжелой является зона входного момента ($s = 0,02 \div 0,08$). Для доведения электродвигателя до критического скольжения необходимо, чтобы входной момент с учетом пониженного напряжения удовлетворял следующему соотноше-

нию:

$$m_{вх} U^2 \geq \frac{0,055 m_c}{s_{кр}}, \quad (2.352)$$

где $s_{кр}$ — критическое скольжение, которое определяется по формуле

$$s_{кр} = 0,06 \sqrt{\frac{m_{с,макс} - 0,6 m_c}{T_a}}, \quad (2.353)$$

здесь m_c — момент сопротивления механизма, отн. ед.; $m_{вх}$ — входной момент при $s = 0,05$, отн. ед.; U — напряжение на зажимах двигателя при самозапуске, отн. ед.; $m_{с,макс}$ — максимальный синхронный момент, отн. ед.

Время, в течение которого при нарушении электроснабжения синхронный двигатель не выйдет за пределы критического скольжения, с,

$$t_{н} = \frac{0,06}{m_T} \sqrt{T_a (m_{с,к} - 0,6 m_c)}, \quad (2.354)$$

где m_T — тормозной момент, отн. ед.

Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо максимально использовать форсировку возбуждения.

Асинхронный момент синхронного двигателя определяется выражением, отн. ед.,

$$m_a = \frac{U^2}{2P_{ном} \cos \varphi_{ном}} \left[\left(\frac{1}{x_d'} - \frac{1}{x_d} \right) \frac{s T_d'}{1 + (s T_d')^2} + \left(\frac{1}{x_d''} - \frac{1}{x_d'} \right) \frac{s T_d''}{1 + (s T_d'')^2} + \left(\frac{1}{x_q''} - \frac{1}{x_q'} \right) \frac{s T_q''}{1 + (s T_q'')^2} \right], \quad (2.355)$$

где x_d — синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, отн. ед.; x_d' — переходное индуктивное сопротивление по продольной оси, отн. ед.; x_d'' — то же сверхпереходное, отн. ед.; x_q — синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси, отн. ед.; x_q'' — то же сверхпереходное, отн. ед.; T_d' — постоянная времени обмотки возбуждения при замкнутой обмотке статора, рад; T_d'' — то же демпферной обмотки по продольной оси, рад; T_q'' — то же по поперечной оси, рад.

В (2.354) за базисные единицы приняты номинальные значения тока, напряжения и полной мощности на зажимах двигателя.

К началу самозапуска обмотка возбуждения синхронного двигателя оказывается непосредственно присоединенной к возбудителю. При этом во многих случаях асинх-

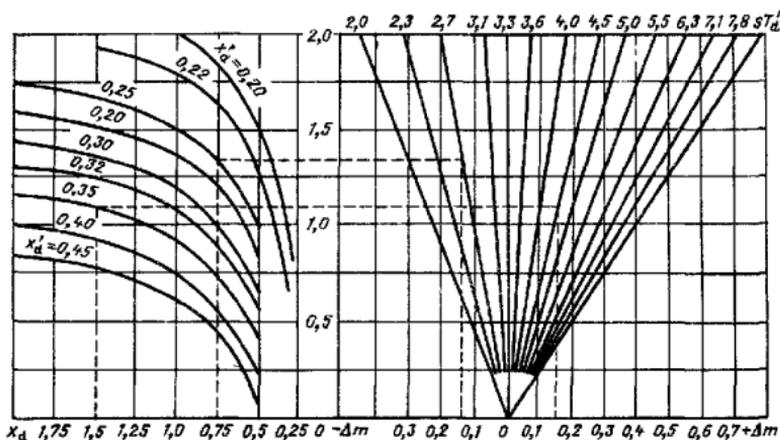


Рис. 2.217. Номограмма для определения изменения асинхронного момента при глухом подключении

ронный момент понижается по сравнению с моментом при разрядном сопротивлении.

Асинхронный момент при глухом подключении и отсутствии возбуждения определяется выражением, отн. ед.,

$$m_{a,r} = U^2 \left[m_a - \frac{1}{2\eta_{ном} \cos \varphi_{ном}} \left(\frac{1}{x_d'} - \frac{1}{x_d} \right) \times \left(\frac{0,09sT_d'}{1 + 0,0081(sT_d')^2} - \frac{sT_d'}{1 + (sT_d')^2} \right) \right] \quad (2.356)$$

где m_a — асинхронный момент при разрядном сопротивлении, отн. ед.

Значение Δm изменения $m_{aх}$ можно установить, пользуясь номограммой, приведенной на рис. 2.217. В этом случае асинхронный момент

$$m_{a,1} = U^2 \left(m_a - \frac{\Delta m}{\eta_{ном} \cos \varphi_{ном}} \right) \quad (2.357)$$

Если при этом входной момент оказывается недостаточным для самозапуска, необходимо произвести ресинхронизацию.

При самозапуске синхронных двигателей в ряде случаев следует проверять возможность их несинхронного включения по условию допустимой кратности тока.

Время, в течение которого угол сдвига фаз между ЭДС двигателя и сети достигает 180° (противофазы), с,

$$t = 0,142 \sqrt{\frac{T_a}{m_c}} \quad (2.358)$$

Обычно это время $0,3-0,6$ с, поэтому проверка ведется из расчета, что ЭДС двигателя может находиться в противофазе с напряжением сети.

Ток несинхронного включения при самозапуске одного двигателя

$$I_{нс} = \frac{E + U}{x_d' + x_c} = \frac{2,1}{x_d' + x_c}, \quad (2.359)$$

где E — ЭДС синхронного двигателя, принимаемая $1,05$, отн. ед.; x_c — индуктивное сопротивление сети, отн. ед.; $I_{нс}$ — ток несинхронного включения двигателя, отн. ед.; U — напряжение сети, принимаемое равным $1,05$, отн. ед.

Ток несинхронного включения одного двигателя:

при самозапуске группы двигателей

$$I_{нс} = \frac{2,1}{x_{эк} \left(1 + \frac{x_c}{x_{эк}} \right)}, \quad (2.360)$$

где $x_{эк}$ — эквивалентное сопротивление группы двигателей, отн. ед., $x_{эк}^* = \frac{1}{\sum \frac{1}{x_d'}}$;

при самозапуске группы одинаковых двигателей

$$I_{нс} = \frac{2,1}{x_d' + x_c n}, \quad (2.361)$$

где n — число двигателей в группе.

Таблица 2.251. Параметры синхронных двигателей, отн. ед., и постоянные времени, с

Параметр	В неявнополюсных турбодвигателях	В явнополюсных двигателях
x_d'	$\frac{0,09}{0,07-0,14}$	$\frac{0,24}{0,13-0,35}$
x_d''	$\frac{0,13}{0,12-0,21}$	$\frac{0,37}{0,2-0,45}$
x_d	$\frac{1,3}{0,95-1,9}$	$\frac{1,15}{0,6-1,45}$
x_q	$\frac{1,3}{0,92-1,9}$	$\frac{0,7}{0,45-1,0}$
x_r	$\frac{x_d'}{0,045}$	$\frac{0,25}{0,13-0,35}$
x_0	$\frac{0,045}{0,01-0,08}$	$\frac{0,14}{0,02-0,2}$
$T_{\text{до}}$	$\frac{5}{2,8-10,0}$	$\frac{2,7}{1,5-9,5}$
T_d'	$\frac{0,035}{0,02-0,05}$	$\frac{0,01}{0,002-0,05}$
T_d''	$\frac{0,45}{0,3-0,9}$	$\frac{0,51}{0,4-1,4}$

Примечание. В числителе даны средние значения, в знаменателе — пределы изменений.

Условие допустимости несинхронного включения

$$I_{\text{нс}} x_d' \leq 1,05k, \quad (2.362)$$

где k — допустимая кратность тока несинхронного включения по отношению к току трехфазного КЗ у двигателя.

Для двигателей, не допускающих пуск от полного напряжения сети, $k = 1$. Для синхронных двигателей мощностью менее 2000 кВт, допускающих пуск от полного напряжения, можно принимать $1,05k = 1,7$. При этом проверка производится для наибольшей мощности источников питания, наименьшего сопротивления сети и минимального числа подключенных электроприемников.

Для более мощных синхронных двигателей вопрос о допустимом токе несинхронного включения и о возможности самозапуска с глухим подключением возбудителя должен согласовываться с заводом-изготовителем.

В табл. 2.251 приведены данные о параметрах синхронных двигателей.

Обеспечение самозапуска. При невозможности обеспечить самозапуск всех электродвигателей самозапуск ответственных механизмов должен быть обеспечен за счет временного отключения неответственных.

Для обеспечения самозапуска к релейной защите и сетевой автоматике предъявляются следующие требования: время отключения при КЗ и действии АВР должно быть минимальным, при этом защита должна быть отстроена от токов самозапуска по току и по времени; защита минимального напряжения электродвигателей, подлежащих отключению во время самозапуска, должна иметь выдержку времени около 0,5 — 1 с; защита минимального напряжения электродвигателей, участвующих в самозапуске, должна иметь выдержку времени 2 — 10 с.

Для создания наиболее благоприятных условий для самозапуска рекомендуется широкое внедрение синхронных двигателей с использованием форсировки возбуждения для повышения уровня напряжения и обеспечения вхождения в синхронизм во время самозапуска, секционирование РУ для уменьшения общей мощности электродвигателей, одновременно участвующих в самозапуске.

Примеры расчета самозапуска электродвигателей. 1. К трансформатору 3200 кВ·А, 10/6 кВ подключено пять синхронных электродвигателей типа ДС-213/34 или ДС-213/32, которые приводят в движение мельницы для измельчения руды. Проверить возможность самозапуска при действии АВР в сети 10 кВ. Время нарушения электроснабжения 1,35 с. Параметры электродвигателей: $P_{\text{ном}} = 380$ кВт; $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$; $n = 187$ об/мин; $m_p = 2,05$ отн. ед.; $\eta = 0,88$; $m_{\text{вх}} = 1,3$; $m_{\text{м.с}} = 3$; $m_{\text{м.а}} = 2,85$; $I_n = 6,85$; $T_d' = 109$ рад.

Момент инерции механизма и электродвигателя $J = 2,75 \text{ т} \cdot \text{м}^2$, момент сопротивления механизма $m_c = 0,8$; мощность КЗ в сети 10 кВ $S_k^* = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Механическая постоянная времени по (2.339)

$$T_d = \frac{Jn^2}{91P_{\text{ном}}} = \frac{2,75 \cdot 187^2}{91 \cdot 380} = 2,8 \text{ с.}$$

Выбег по (2.340)

$$n = 1 - \frac{I_n m_c}{T_d} = 1 - \frac{1,35 \cdot 0,8}{1,8} = 0,62.$$

Индуктивное сопротивление источника питания и трансформатора

$$x_c = \frac{S_6}{S_k''} = \frac{3,2}{200} = 0,016; \quad x_T = \frac{u_k S_6}{S_T \cdot 100} =$$

$$= \frac{5,5 \cdot 3,2}{3,2 \cdot 100} = 0,055;$$

$$x = x_k + x_T = 0,016 + 0,055 = 0,071.$$

Расчетная пусковая мощность, индуктивное сопротивление электродвигателей и напряжение при самозапуске (2.342), (2.344): в начале самозапуска, $k' = 6$,

$$S_{\Pi} = \frac{P_{\text{ном}} k'}{\eta_{\text{ном}} \cos \Phi_{\text{ном}}} = \frac{380 \cdot 6}{0,88 - 0,8} = 3240 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$x_d = \frac{S_6 U_{\text{ном}}^2}{S_{\Pi} U_6^2} = \frac{3,2 \cdot 6^2}{5 \cdot 3240 \cdot 6,3^2} = 0,179;$$

$$U = U_i \frac{x_d}{x_d + x} = 1,03 \frac{0,179}{0,179 + 0,071} = 0,74;$$

k' принимается по характеристике электродвигателя;

при скольжении 0,1, $k' = 3$,

$$S_{\Pi} = \frac{P_{\text{ном}} k'}{\eta_{\text{ном}} \cos \Phi_{\text{ном}}} = \frac{380 \cdot 3}{0,88 \cdot 0,8} = 1620 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$x_d = \frac{S_6 U_{\text{ном}}^2}{S_{\Pi} U_6^2} = \frac{3,2 \cdot 6^2}{5 \cdot 1620 \cdot 6,3^2} = 0,358;$$

$$U = U_i \frac{x_d}{x_d + x} = 1,03 \frac{0,358}{0,358 + 0,071} = 0,86.$$

Входной момент при глухом подключении по (2.356)

$$m_{a,1} = U^2 \left(m_d - \frac{\Delta m}{\eta_{\text{ном}} \cos \Phi_{\text{ном}}} \right) =$$

$$= 0,86^2 \left(1,3 - \frac{0,31}{0,88 \cdot 0,8} \right) = 0,63,$$

Δm определено по номограмме рис. 2.217. Входной момент при глухом подключении недостаточен для обеспечения самозапуска.

Проверим достаточность момента при разрядном сопротивлении:

критическое скольжение (2.352)

$$s_{\text{кр}} = 0,06 \sqrt{\frac{m_{\text{м.с}} - 0,6 m_c}{T_d}} =$$

$$= 0,06 \sqrt{\frac{3,0 - 0,6 \cdot 0,8}{2,8}} = 0,057;$$

согласно (2.351)

$$m_{\text{вх}} U^2 \geq \frac{0,055 m_c}{s_{\text{кр}}};$$

$$1,3 \cdot 0,86^2 > \frac{0,055 \cdot 0,8}{0,057};$$

избыточный момент:

в начале самозапуска

$$m_{a1} = m_d U^2 - m_c = 2,6 \cdot 0,74^2 - 0,8 = 0,63;$$

при скольжении 0,05

$$m_{a2} = m_{a1} U^2 - m_c = 1,3 \cdot 0,86^2 - 0,8 = 0,16.$$

Время самозапуска

$$t_c = T_d \frac{s}{m_{a1} - m_{a2}} \ln \frac{m_{a1}}{m_{a2}} =$$

$$= 2,8 \frac{0,38}{0,63 - 0,16} \ln \frac{0,63}{0,16} = 3,1 \text{ с.}$$

Дополнительный нагрев по (2.350)

$$\Delta t = \frac{3,1 \cdot 6^2 (6^2 - 1)}{150} = 26^\circ \text{C.}$$

Из расчета следует, что самозапуск возможен как по условию необходимого избыточного момента, так и по условию допустимого дополнительного нагрева.

2. К шинам подстанции 10 кВ подключены три синхронных электродвигателя типа СТД 1600-2, $P_{\text{ном}} = 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $S_{\text{ном}} = 1850 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $x_d^j = 0,134$. Двигатели допускают прямой пуск от полного напряжения сети. Мощность КЗ в сети 10 кВ $S_k'' = 260 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Проверить допустимость самозапуска по условию несинхронного включения при действии сетевой автоматки.

За базисную мощность принимаем мощность двигателя, тогда индуктивное сопротивление питающей сети

$$x_c = \frac{S_6 U_1^2}{S_k'' U_6^2} = \frac{1,85 \cdot 10,5^2}{260 \cdot 10^2} = 0,0078.$$

Ток несинхронного включения двигателя при самозапуске трех двигателей (2.360)

$$I_{\text{н.с}} = \frac{2,1}{x_d^j + m x_c} = \frac{2,1}{0,134 + 3 \cdot 0,0078} = 13,4;$$

$$I_{\text{н.с}} x_d^j \leq 1,7: 13,4 \cdot 0,134 > 1,7.$$

Ток несинхронного включения двигателя

при самозапуске одного двигателя согласно (2.358)

$$I_{н,с} = \frac{2,1}{x_d'' + x_c} = \frac{2,1}{0,134 + 0,0078} = 14,8;$$

$$14,8 \cdot 0,134 > 1,7.$$

По условию несинхронного включения в данном случае самозапуск недопустим. Для обеспечения самозапуска необходимо предварительно ресинхронизировать и погасить возбуждение до 0,5 Е.

О. УПРАВЛЕНИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ ВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ, ПРЕДУПРЕЖДАЮЩАЯ И АВАРИЙНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

2.117. СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ ВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ

Требования, предъявляемые к схемам управления и перечисленные ниже, определяются типом выключателя (масляный, электромагнитный или воздушный) и типом привода (пружинный, электромагнитный).

Командный импульс на включение или отключение должен быть кратковременным и автоматически сниматься после завершения операции. Такое действие схемы обеспечивается вспомогательными контактами привода выключателя, включенными в цепи электромагнита отключения и промежуточного контактора выключателя (или электромагнита включения для воздушных выключателей). При питании электромагнита отключения от предварительно заряженных конденсаторов вспомогательные контакты в цепь не вводятся, так как исключена возможность длительного обтекания его током опасного значения.

Должна быть предусмотрена блокировка от прыгания, т. е. от многократного включения выключателя на КЗ.

В схемах управления выключателей с электромагнитным приводом и воздушных выключателей на постоянном (выпрямленном) оперативном токе предусматривается релейная блокировка от прыгания с помощью промежуточного реле *КЛ1* (рис. 2.218). Реле имеет рабочую токовую обмотку, включенную в цепь электромагнита от-

ключения и удерживающую обмотку напряжения. Если при включении выключателя произойдет отключение его защитой, то реле сработает и будет удерживаться обмоткой напряжения через контакт ключа управления *SA*, разрывая своим размыкающим контактом цепь включения выключателя на все время действия команды на включение.

В схемах с пружинными приводами на переменном оперативном токе блокировка от «прыгания» осуществляется блокированием цепи электродвигателя завода пружины привода контактом реле *КТ1* (рис. 2.219).

При постоянном (выпрямленном) оперативном токе должен предусматриваться контроль целостности цепи отключения, а также цепи включения для ответственных элементов (например, линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, мощных трансформаторов связи) и выключателей, включающихся под действием автоматики. Контроль осуществляется с помощью реле *КQT* и *КQC* (см. рис. 2.218).

Должна быть предусмотрена сигнализация положения выключателя, а также сигнализация изменения положения выключателя от действия устройства защиты и автоматики, отличная от сигнализации положения при преднамеренных оперативных переключениях.

Для сигнализации положения выключателя используются лампы, включаемые через контакты реле контроля цепей или через вспомогательные контакты выключателя. Для сигнализации изменения положения выключателя от действия устройств защиты и автоматики в схемах на переменном оперативном токе используются контакты указательных реле соответствующих устройств (рис. 2.219), а в схемах на постоянном (выпрямленном) оперативном токе — мигание лампы сигнализации отключенного положения *HLG* (см. рис. 2.218, 2.220). В последнем случае схема строится на несоответствии между положением реле фиксации включенного положения *KQ* («Включено», «Отключено») и положением выключателя и реле контроля цепей *КQT* («Отключено», «Включено»). Лампа *HLG* в положении несоответствия получает питание от шинки мигающего света (+) *ШМ*.

Для получения мигающего света используется пульс-пара из двух реле *КЛ1*, *КЛ2* (рис. 2.220). В положении несоответствия на реле *КЛ1* подается напряжение через шинку (+) *ШМ* и соответствующую лампу сигнализации *HLG*. Реле *КЛ1* сработает и своим замыкающим контактом подает «плюс» на шинку (+) *ШМ*, вследствие чего

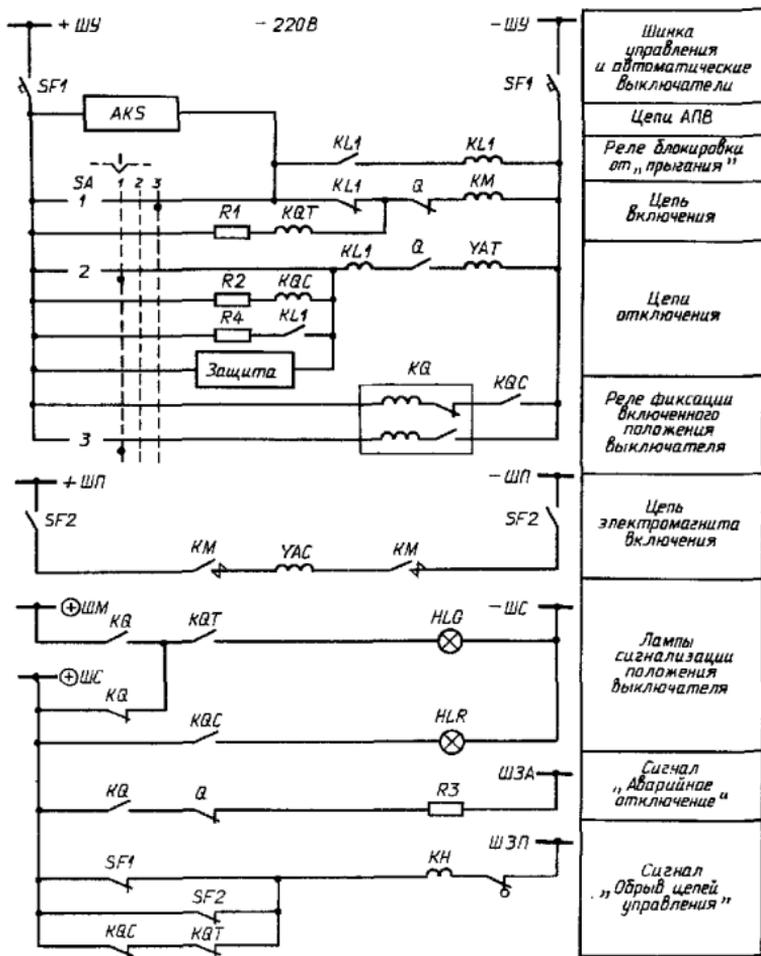


Рис. 2.218. Схема управления выключателем с электромагнитным приводом на постоянном (выпрямленном) оперативном токе:

+ ШУ, - ШУ - шинки управления; + ШП, - ШП - шинки питания электромагнита включения; - ШС - шинка сигнализации; + ШС - «темная» шинка сигнализации; + ШМ - шинка мигающего света, ШЗА - шинка звуковой аварийной сигнализации; ШЗП - шинка звуковой предупреждающей сигнализации; YAT, YAC - электромагниты отключения и включения выключателя; KM - промежуточный контактор включения КМВ-721; KQC, KQT - реле контроля цепей отключения и включения РП-23; R1, R2 - резисторы ПЭВ-50, 1000 Ом; R3 - резистор ПЭВ-25, 3900 Ом; R4 - резистор ПЭ-50, 1 Ом; SF1, SF2 - автоматические выключатели АП-50; KL1 - реле блокировки от «прыгания» РП-232; KQ - реле промежуточное двухпозиционное РП-8, KH - реле указательное РУ-21/0,1; HLG - лампа сигнализации положения «Отключено» АС-220; HLR - лампа сигнализации положения «Включено» АС-220; SA - ключ управления ПМОВ-112222/П-Д55; обозначения положения ключа: 1 - отключить; 2 - нейтральное; 3 - включить

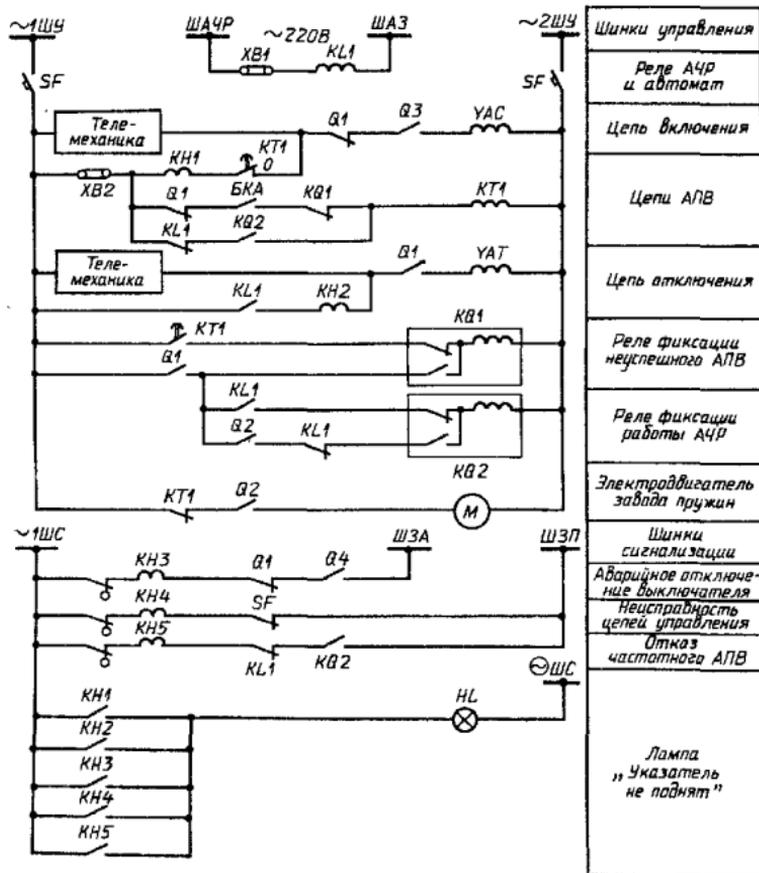


Рис. 2.219. Схема управления выключателем с пружинным приводом (ПП-67) на переменном оперативном токе:

~ШУ, ~2ШУ – шинки управления; ШС – шинка сигнализации; ШЗА – шинка звуковой аварийной сигнализации; ШЗП – шинка звуковой предупреждающей сигнализации; ШАЧР, ШАЗ – шинки цепей автоматической частотной разгрузки (АЧР); ⊖ШС – «темная» шинка сигнализации; YAT, YAC – электромагниты отключения и включения выключателя; Q1 – вспомогательные контакты привода, связанные с валом выключателя, Q2 – вспомогательный контакт включающей пружины выключателя, замкнут при незаведенной пружине; Q3 – вспомогательный контакт привода, замкнут при отключенном выключателе и заведенной пружине; Q4 – вспомогательный контакт привода для аварийной сигнализации, замкнут при отключении выключателя от защиты; ХВ1, ХВ2 – накладки контактные НКР-3; SF – автоматический выключатель АП-50, KL1 – реле промежуточное РП-25; KQ1, KQ2 – реле промежуточные двухпозиционные РП-9; KH1, KH2 – реле указательные РУ-21/0,5; KH3, KH4, KH5 – реле указательные РУ-21/0,15

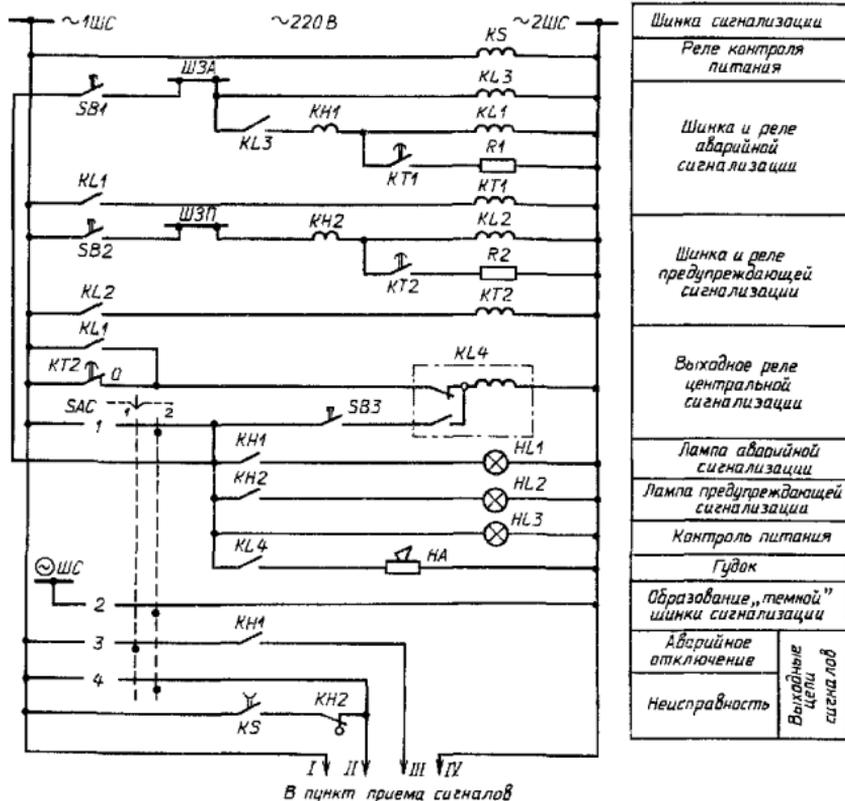


Рис. 2.222. Схема центральной сигнализации с повторностью действия на переменном оперативном токе

через него тока; для схем на переменном оперативном токе путем разрыва цепей первичных сигналов контактами указательных реле (рис. 2.222) после приема сигнала реле $KL1$, $KL2$ и фиксации его с помощью двухпозиционного реле $KL4$. Кратковременный импульс закрепляется в цепи звукового сигнала до снятия его вручную или автоматически. Снятие звуковой о сигнала производится подачей тока обратного направления на катушку поляризованного реле РИС-Э2М (рис. 2.221) или повторной подачей напряжения на обмотку двухпозиционного реле $KL4$ (рис. 2.222) кнопкой съема сигнала $SB3$.

При отсутствии постоянного дежурного персонала нет смысла в получении светового и звукового сигналов в схеме центральной сигнализации. Поэтому переключателем SAC

отключают сирену HA и снимают питание с пинки (+) ШС, к которой подключены все сигнальные лампы. При этом, однако, все сигналы будут зафиксированы в индивидуальных цепях. При переводе переключателя SAC в положение 2 — «Включено» подается звуковой сигнал, который квитируется кнопкой съема сигнала, и загораются сигнальные лампы.

Вызов дежурного осуществляется путем подачи одного общего или двух (общий аварийный и общий предупреждающий) сигналов в пункт, где постоянно находится дежурный (на квартиру дежурного на дому, в диспетчерский пункт и т. п.). Схема передачи двух вызывных сигналов дежурному на дому для объектов с переменным оперативным током приведена на рис. 2.223.

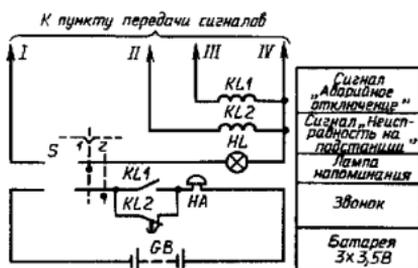


Рис. 2.223. Схема передачи двух вызывных сигналов на переменном оперативном токе

Схема имеет автономный источник питания в виде батареи необходимого напряжения, что обеспечивает вызов персонала при полной потере питания контролируемого объекта.

Действие защиты и автоматики сопровождается выпадением флажка соответствующего указательного реле. Поскольку подъем флажка производится вручную, на каждой панели или камере комплексного распределительного устройства должна быть установлена сигнальная лампа, напоминающая дежурному о необходимости поднять флажок указательного реле, так как в противном случае при повторном срабатывании защиты или автоматики возможна неправильная ориентация персонала. Пример включения лампы сигнала «Указатель не поднят» приведен на рис. 2.219.

Элементы схем управления выключателями высокого напряжения и схем предупреждающей и аварийной сигнализации. Для дистанционного управления применяются ключи типов ПМОВ, ПМОФ завода «Электропульт» МЭТП или типа УП. Выбор типа ключа производится в зависимости от принятой схемы управления.

Лампы сигнализации принимаются типа АС-220 с зеленой линзой для сигнализации отключенного положения, красной для сигнализации включенного положения и белой для сигнала «Указатель не поднят».

Реле положения выбирают из промежуточных реле типов РП-23, РП-25 и РП-256 в зависимости от рода оперативного тока и необходимости выдержки времени.

При включении последовательно с реле добавочного сопротивления напряжение на реле должно быть не ниже напряжения надежного срабатывания (70% номинального напряжения реле). В схемах с постоянным (выпрямленным) оперативным током напря-

жением 220 В это условие выполняется при сопротивлении 1000 Ом для реле с номинальным напряжением 220 В.

В схеме сигнализации с реле РИС-Э2М сопротивления в индивидуальных цепях первичных сигналов выбирают так, чтобы при включении каждого сопротивления ток увеличивался на 0,05 А. При напряжении 220 В сопротивление равно 3900 Ом. Сопротивление рассчитываются на длительную работу.

Резисторы $R1$ и $R2$ в схеме центральной сигнализации на переменном оперативном токе (см. рис. 2.222) выбирают таким образом, чтобы создать в цепи первичного сигнала ток, достаточный для надежного срабатывания указательных реле. При напряжении 220 В указательные реле выбирают на ток 0,15 А, сопротивление при этом должно быть равно 300 Ом.

Для фиксации включенного положения выключателя (см. рис. 2.218–2.220) и в качестве выходного реле в схеме центральной сигнализации на переменном оперативном токе (см. рис. 2.222) применяется двухпозиционное промежуточное реле типов РП-8 и РП-9.

Питание оперативным током цепей управления одного присоединения должно производиться через отдельные автоматические выключатели или предохранители, а цепей сигнализации — от общей магистрали, защищенной автоматическим выключателем или предохранителем. Установка автоматических выключателей является предпочтительной при условии обеспечения селективности их действия.

Для защиты цепей управления, сигнализации и электромагнитов включения с потребляемым током до 150 А применяются автоматические выключатели типа АП50 со вспомогательными контактами, используемыми для сигнализации их отключения. Для защиты цепей электромагнитов включения с потребляемым током больше 150 А применяются предохранители.

II. ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

2.119. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Измерения электрических величин на промышленных предприятиях обеспечивают контроль технологического процесса, контроль за соблюдением установленного режи-

Таблица 2.252. Классы точности средств измерений

Класс точности прибора	Класс точности шунта, добавочного сопротивления	Класс точности измерительного преобразователя	Класс точности измерительного трансформатора
1,0	0,5	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5*	0,5*
2,5	0,5	1,0	1,0**

* Допускается 1,0.
** Допускается 3,0.

ма работы, контроль работы электрооборудования, контроль изоляции электрооборудования и электрических сетей, условия, позволяющие обслуживающему персоналу быстро ориентироваться при аварийных режимах.

Средства измерений электрических величин должны удовлетворять следующим требованиям:

1) класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5;

2) классы точности измерительных шунтов, добавочных сопротивлений, трансформаторов и преобразователей должны быть не хуже указанных в табл. 2.252.

3) пределы измерения приборов должны выбираться с учетом возможных длительных отклонений измеряемых величин от номинальных значений;

4) измерительные приборы усганавливают, как правило, в пунктах, откуда осуществляется управление.

2.120. ИЗМЕРЕНИЕ ТОКА, НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ

Измерение тока. Производится в цепях всех напряжений, где оно необходимо для систематического контроля технологического процесса или оборудования.

При непродолжительных толчках тока (пуск электродвигателя с короткозамкнутым ротором) предусматриваются амперметры с перетурочными шкалами, при этом коэффициент трансформации выбирается по рабочему току.

В электроустановках переменного тока применяются амперметры непосредственно включения (до 30 и до 300 А) и через измерительные трансформаторы тока с первичным током 5–10000 А и вторичным током 1 или 5 А.

При больших расстояниях от трансформатора гока до амперметра применяются измерительные преобразователи переменного тока.

В электроустановках постоянного тока применяются амперметры непосредственно включения (до 30 А) и включения при помощи наружных шунтов при токах до 7500 А.

При больших расстояниях от шунта до амперметра (до 500 м) применяется милливольтметр М300, градуированный в амперах.

Для измерения больших значений постоянного тока (7500–70000 А) применяются устройства И58М. В комплект этих устройств входят измерительный трансформатор постоянного тока И58М, вспомогательное устройство ВУИ58М, смонтированное в отдельном шкафу, а также максимальное токовое и промежуточное реле для защиты от возникновения большого тока во вторичной обмотке трансформатора постоянного тока при внезапном исчезновении тока в первичной обмотке (в шинах). При необходимости включения двух измерительных трансформаторов параллельно в комплект устройства дополнительно включается суммирующее устройство типа СУИ58.

Амперметры постоянного тока должны иметь двусторонние шкалы, если они установлены в цепях, где возможно протекание тока в двух направлениях (например, в цепи аккумуляторной батареи).

Измерение напряжения. В сетях трехфазного тока, как правило, производится измерение одного междуфазного напряжения. В сетях напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью допускается измерение трех междуфазных напряжений одним вольтметром с переключателем.

Измерение напряжения должно производиться на секциях сборных шин постоянного и переменного тока, которые могут работать раздельно.

На подстанциях допускается измерение напряжения только на стороне низшего напряжения, если установка трансформаторов напряжения на стороне высшего напряжения не требуется для других целей.

Измерение напряжения должно производиться в цепях силовых преобразователей, аккумуляторных батарей, зарядных и подзарядных устройств, а также в цепях дугогасящих реакторов.

Измерение мощности. Измерение мощности производится в цепях генераторов активной и реактивной мощности, синхронных компенсаторов — реактивной мощности, понижающих трансформаторов 110–150

кВ — активной мощности, понижающих трансформаторов 220 кВ и выше — активной и реактивной мощности.

2.121. РЕГИСТРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ

Регистрация электрических процессов. Для записи и наблюдения электрических величин, изменяющихся во времени, применяют самопишущие приборы, быстродействующие самопишущие приборы, магнитографы, светолучевые осциллографы и электронные осциллографы.

Самопишущие приборы применяют для записи медленно изменяющихся величин, когда инерция подвижной системы прибора не вносит заметных искажений в отчет измеряемой величины. Максимальная скорость движения бумаги 1,5 мм/с.

Быстродействующие самопишущие приборы применяют для регистрации процессов, где частота изменения не превышает 150 Гц. Максимальная скорость движения бумаги 250 мм/с.

Магнитографы применяют для записи электрических величин, изменяющихся с частотой 0—2 кГц. Диапазон частот регистрируемых сигналов в режиме ЧМ 0—40 кГц.

Максимальная скорость движения магнитной ленты 1520 мм/с.

Светолучевые осциллографы применяют для регистрации процессов при частотах до 18 000 Гц. Максимальная скорость движения фотоленты 10 000 мм/с.

Электронные осциллографы дают возможность наблюдать и при необходимости регистрировать еще более быстрые процессы.

Контроль изоляции. Автоматический контроль изоляции, действующий на сигнал при снижении сопротивления изоляции ниже заданного уровня, должен выполняться в сетях переменного тока напряжением выше 1 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, в сетях переменного тока до 1 кВ с изолированной нейтралью и в сетях переменного тока с изолированными полюсами или с изолированной средней точкой.

Контроль асимметрии напряжения осуществляется при помощи вольтметра с переключателем.

Для непрерывного контроля сопротивления изоляции и выдачи сигнала при его снижении до величины сопротивления уставки в однофазных или трехфазных сетях с изолированной нейтралью предназначен прибор контроля изоляции типа Ф419/1. Прибор вы-

полнен в виде двух блоков: показывающего устройства (ПУ) и релейного устройства (РУ). Исполнение прибора шитовое.

Технические характеристики

Диапазон измерения ПУ, МОм	0—3
Основная погрешность ПУ, %	±4
Основная погрешность РУ, %	±10
Сопротивление уставок, кОм	12, 20 и 60
Время срабатывания, с	1
Напряжение контролируемой сети, В	До 420
Частота сети питания и контролируемой сети, Гц	45—420
Напряжение питания, В	220 ± 10%
Габариты, мм:	
ПУ	80 × 80 × 50
РУ	175 × 125 × 85
Масса, кг:	
ПУ	0,25
РУ	2

Прибор контроля изоляции Ф4106 также предназначен для измерения сопротивления изоляции и сигнализации при его снижении до сопротивления уставки в сетях переменного тока с изолированной нейтралью, находящихся под напряжением 220 или 380 В, частотой 50, 60 и 400 Гц.

Прибор состоит из двух блоков: показывающего устройства (ПУ) и релейного устройства (РУ).

Технические характеристики

Диапазон показаний ПУ, МОм	0,02—5
Основная погрешность ПУ, %	2,5
РУ имеет три уставки из ряда 12, 20, 30, 50, 60, 100, 200, 300, 400, 500 кОм	
Входное сопротивление, кОм	250
Время срабатывания РУ, с	0,1
Напряжение питания, В	220 ± 10%
Габариты, мм:	
ПУ	80 × 80 × 100
РУ	175 × 90 × 148
Масса, кг:	
ПУ	0,25
РУ	2

Отечественная промышленность выпускает шитовые мегаомметры для непрерывного измерения сопротивления изоляции сетей постоянного и переменного тока, находящихся под напряжением, а также обесточенных сетей.

Для этих целей предназначен мегаомметр типа М1604/1 в комплекте с добавочным устройством Р1804/1.

Технические характеристики	
Диапазон измерений, МОм	0—10
Основная погрешность, % длины рабочей части шкалы	$\pm 2,5$
Диапазон напряжений контролируемой сети, В	До 1200
Напряжение питающей сети, В	127, 220, 380
Время успокоения, с, не более	3
Потребляемая мощность от контролируемой сети, Вт	80
То же от сети питания, Вт	5
Габариты, мм:	
измерителя	120 × 120 × 145
дополнительного устройства	190 × 240 × 148
Масса, кг:	
измерителя	2
дополнительного устройства	3,8

2.122. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

К показателям качества электроэнергии относятся отклонение напряжения, отклонение частоты, коэффициент несимметрии напряжений, коэффициент неуравновешенности напряжений, коэффициент несинусоидальности напряжения, размах колебаний напряжения, размах колебаний частоты, которые измеряются приборами (комплексами).

Измерительно-вычислительный комплекс «Качество» применяется для измерения и выявления факторов, обуславливающих значения этих показателей в электрических сетях трехфазного тока. Комплекс позволяет определить уровни высших гармоник, а также действующие значения фазных или линейных напряжений, уровни высших гармоник тока, коэффициенты несимметрии и неуравновешенности трехфазной системы токов.

В состав комплекса входят измерительный блок, блок установки каналов, процессор, дисплей, устройство ввода-вывода символической информации, автоматический построитель графиков, перфоратор, фотосчитыватель.

Технические характеристики

Число каналов тока или напряжения	8
Номинальное значение исследуемого линейного напряжения, В	100
Диапазон исследуемого тока, А	1—5,75

Погрешность измерения отклонения напряжения, %	0,45
Расстояние от датчиков тока или напряжения, м	100
Питание от сети однофазного тока, В, 50 Гц	220
Потребляемая мощность, кВт·А	1,8
Габарит, мм	2000 × 650 × × 1600
Масса, кг	560

Прибор цифровой для измерения статических характеристик типа 43401 предназначен для измерения вероятности попадания сигнала в заданные интервалы, среднего значения, среднего квадратического отклонения и вероятности одновременного попадания сигналов, поступающих по двум каналам в заданные интервалы их значений.

В комплекте с приборами типов 43203, 43204, 43250 прибор 43401 предназначается для контроля качества электроэнергии.

Технические характеристики

Диапазон измерения входного сигнала, В	0—5
Дискретность установки временных интервалов, ч	1
Число каналов	4
Число интервалов измерения вероятности попадания входного сигнала	16
Диапазон измерения:	
вероятности попадания сигнала в заданные интервалы, отн. ед.	0—1
среднего значения, В	0—5
среднего квадратического отклонения, В	0,2, 5
Предел допускаемой основной погрешности, %	5
Входное сопротивление, КОм, не менее	10
Входная емкость, пФ, не более	100
Шаг дискретности, с	0,2; 0,5; 1; 5; 10; 30
Потребляемая мощность,	
В·А, не более	150
Габариты, мм	317 × 368 × 245
Масса, кг	15

Измеритель отклонения напряжений типа 43203 предназначен для измерения отклонения напряжений основной частоты 50 Гц в фазах однофазных и трехфазных сетей 3 × 380, 3 × 100 В в процентах от номи-

нальных напряжения и силы переменного тока частотой 50 Гц.

Прибор может быть использован при эксплуатации трехфазных сетей, для контроля и регистрации показателей отклонения напряжения вместе с внешним регистрирующим устройством (входное сопротивление не менее 1 кОм, номинальное напряжение постоянного тока 5 В).

Технические характеристики

Диапазоны измерений:	
отклонения напряжений,	
%	-20-0;
	-10 ÷ +10;
	0-20
силы переменного тока, А	0-5
Основная погрешность, %:	
при измерении отклонения	
напряжений	±10
при измерении силы пере-	
менного тока	±2,5
Номинальные значения напря-	
жения измеряемых сетей, В	3 × 380,
	3 × 100
Быстродействие прибора, чис-	
ло измерений в секунду . . .	5
Число разрядов	3,5
Напряжение питания, В . . .	176-250
Частота измеряемого сигнала	
и питающей сети, Гц	49,3-50,3
Потребляемая мощность, В·А:	
от измеряемой сети	5
от сети питания	30
Габариты, мм	380 × 317 × 133
Масса, кг	7

Измеритель несимметрии, цифровой типа 43204 предназначен для измерения коэффициентов обратной и нулевой последовательности напряжения, силы тока обратной и нулевой последовательности, фазовых углов сдвига напряжений обратной и нулевой последовательности относительно линейного напряжения АВ, фазовых углов сдвига обратной и нулевой последовательности относительно тока фазы А, в трехфазных сетях общего назначения с номинальным линейным напряжением 3×100 В, 3×380 В и фазными напряжениями $\frac{100}{\sqrt{3}}$, $\frac{380}{\sqrt{3}}$ В при частоте 50 Гц.

В приборе предусмотрена одновременная выдача измеряемой величины на цифровой отсчетное устройство и в виде аналогового сигнала напряжением до 5 В для подачи на внешнее регистрирующее устройство с входным сопротивлением не менее

1 кОм. Прибор имеет указатель правильности подключения фаз.

Технические характеристики

Диапазоны измерений коэффициента обратной или нулевой последовательности напряжения, %	0-5; 0-10;
	0-20
Допускаемая основная погрешность, %	±0,5; ±1; ±1
Диапазоны измерений силы тока обратной или нулевой последовательности, А	0-0,5; 0-1;
	0-2
Допускаемая основная погрешность, %	±0,1; ±0,2;
	±0,2
Диапазон измерений фазового угла сдвига напряжений обратной или нулевой последовательности относительно линейного напряжения АВ, град	0-360
Допускаемая основная погрешность, град	±9
Диапазон измерений фазового угла сдвига токов обратной или нулевой последовательности относительно гока фазы А, град	0-360
Допускаемая основная погрешность, град	±9
Номинальное напряжение измеряемой сети трехфазного тока, В	3 × 380;
	3 × 100
Время установления рабочего режима, мин, не более	15
Время одного измерения, с, не более	0,2
Продолжительность непрерывной работы, суток, не менее	3
Мощность, потребляемая от сети питания, Вт, не более	30
Мощность, потребляемая прибором от измерительной сети, Вт, не более	5
Габариты, мм	245 × 317 ×
	× 342,5
Масса, кг	7

Анализатор гармоник электрической сети, цифровой типа 43250 предназначен для контроля качества электроэнергии. Прибор обеспечивает измерение коэффициента несимметричности напряжения, относительных уровней и фаз высших гармоник гока и на-

пряжения однофазного переменного тока частотой 50 Гц.

В приборе предусмотрен аналоговый вывод информации об измеряемой величине в виде напряжения постоянного тока в диапазоне 0—5 В для подачи на внешнее регистрирующее устройство с входным сопротивлением не менее 1 кОм.

Технические характеристики

Измеряемая величина	Диапазон измерения	Допускаемая основная погрешность
Коэффициент несинусоидальности $K_{нс}$, %	0—5	$\pm 0,5$
	0—10	$\pm 1,0$
	0—20	$\pm 2,0$
	0—40	$\pm 4,0$
Относительный уровень высшей гармоники напряжения δv_r , %	0—5	$\pm 0,5$
	0—10	$\pm 1,0$
	0—20	$\pm 2,0$
	0—40	$\pm 4,0$
Относительный уровень высших гармоник тока δI_r , %	0—5	$\pm 0,5$
	0—10	$\pm 1,0$
	0—20	$\pm 2,0$
	0—40	$\pm 4,0$
Фаза высшей гармоники тока или напряжения φ	0—360°	$\pm 18^\circ$ для $n \leq 20$; $\pm 36^\circ$ для $n \geq 20$; n — номер гармоники ($n = 2, 3, 4 \dots 40$)
	Диапазон исследуемых напряжений, В	$58 \pm 11,6$; 100 ± 20 ; 220 ± 44 ; 380 ± 76
	Диапазон исследуемого тока, А	0—5
	Число исследуемых гармоник	39
Число индуцируемых рядов	3,5	

Продолжительность непрерывной работы, ч	72
Потребляемая мощность, В·А	100
Габарит, мм	$368 \times 246 \times 320$
Масса, кг	10

2.123. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

Измерительные преобразователи предназначаются для преобразования измеряемой электрической величины (ток, напряжение, мощность, частота) в унифицированный выходной сигнал постоянного тока или постоянного напряжения или в частоту.

Измерительные преобразователи применяются в системах автоматического регулирования и управления объектов электроэнергетики и различных отраслей промышленности, а также для контроля текущего значения электрических величин.

Измерительный преобразователь (ИП) постоянного тока (напряжения) в частоту типа Е832 предназначен для линейного преобразования постоянного тока (напряжения) в частоту.

Технические характеристики

Класс точности	0,5
Диапазон изменения входного тока, мА	0—5
Диапазон изменения входного напряжения, В	0—10
Амплитуда пульсации, %	0,25
Входное сопротивление при токе 5 мА, кОм, не более	2
Входное сопротивление при напряжении 10 В, кОм, не менее	100

Выходной сигнал

Диапазон изменения частоты, Гц	1000—2000; 2000—4000
Напряжение, В	$1,2 \pm 0,12$
Форма импульсов	Прямоугольная
Длительность переднего (заднего) фронта, с, не более	$20 \cdot 10^{-6}$
Сопротивление нагрузки, Ом	600 ± 60
Время установления, с	1
Напряжение питания, В, 50 Гц	$\sim 220, 24$
Мощность, потребляемая преобразователем, В·А: от измеряемой сети	0,1
от источника питания	10
Габариты, мм	$220 \times 170 \times 175$

ИП имеет три конструктивных исполнения: НП — для навесного монтажа с передним присоединением монтажных проводов; НЗ — для навесного монтажа с задним присоединением монтажных проводов; У — для утопленного монтажа.

Измерительный преобразователь (ИП) переменного тока типа Е842 предназначен для линейного преобразования переменного тока в выходной унифицированный сигнал постоянного тока.

Технические характеристики

Класс точности	1
Выходной сигнал	—
Диапазон изменения тока, А	0—0,5; 0—1; 0—2,5; 0—5
Рабочая область частот, Гц	45—65
Расширенная область частот, Гц	65—1000
Искажения, %	До 2
Диапазон изменения выходного сигнала, мА	0—5
Сопротивление нагрузки, кОм (Любое назначение в указанном диапазоне без подстройки преобразователя)	0—2,5
Амплитуда пульсации, мВ, не более	12,5
Время установления, с, не более	1
Потребляемая мощность, В·А	1
Габариты, мм	80×80×90
Масса, кг	0,6

Измерительный преобразователь постоянного тока типа Е846 предназначен для линейного преобразования входного сигнала постоянного тока в два унифицированных, гальванически развязанных выходных сигнала постоянного тока.

Технические характеристики

Диапазон входных сигналов	
для Е846/1	—5—0—5 мА
для Е846/2	От шунта 75 мВ
Класс точности:	
Е846/1	0,5
Е846/2	1
Диапазон выходных сигналов, мА:	
для Е846/1	—5—0 (оба выхода)
для Е846/2	0—5 (оба выхода)

Амплитуда пульсации, %	0,2
Время установления, с	1
Сопротивление нагрузки, кОм	0—3
Потребляемая мощность, В·А	10
Напряжение питания, В	220
Частота, Гц	49—61
Масса, кг	5
Габариты, мм:	
НП	220×170×165
НЗ	220×170×175
У	220×170×170

Измерительный преобразователь активной мощности трехфазного тока типа Е848 предназначен для линейного преобразования активной мощности трехфазных цепей переменного тока в унифицированный сигнал постоянного тока.

ИП Е848 имеет две модификации: ИП Е848/1 — неперверсивный, ИП Е848/2 — реверсивный.

Технические характеристики

Класс точности	0,2
Диапазон изменения входного тока, А	0,5; 0—2,5 или 0—1, 0—0,5
Диапазон выходного тока, мА при нагрузке от 0 до 2,5 кОм	0—5 для Е848/1 и —5—0 ÷ +5 для Е848/2
Выходное напряжение, В, при $\cos \varphi = 0,5$ —1—0,5	85—115
Габариты, мм:	
НП	220×170×190
НЗ	220×170×190
У	220×170×195
Масса, кг	7

ИП Е848 имеют три конструктивных исполнения: НП — навесной монтаж с передним присоединением монтажных проводов; НЗ — навесной монтаж с задним присоединением монтажных проводов; У — утопленный монтаж.

Измерительный преобразователь активной и реактивной мощности трехфазного тока типа Е849 предназначен для линейного преобразования активной и реактивной мощности трехфазных трехпроводных цепей переменного тока в унифицированные выходные сигналы постоянного тока с двумя гальванически развязанными выходами.

Аналоговый сигнал одного выхода пропорционален активной мощности, другого — реактивной.

ИП Е849 имсет три модификации: ИП Е849/1 (неревверсивный ИП) — для преобразования прямых потоков активной и реактивной мощности в унифицированные выходные сигналы постоянного тока (0–5) мА на нагрузке от 0 до 3 кОм, ИП Е849/2 (ревверсивный ИП) — для преобразования прямых и обратных потоков активной и реактивной мощности в унифицированные выходные сигналы постоянного тока $-5-0 \div +5$ мА на нагрузке от 0 до 3 кОм, ИП Е849/3 (ревверсивный ИП со смеленным нулем) — для преобразования прямых и обратных потоков активной и реактивной мощности в унифицированные сигналы постоянного тока $0-2,5-5$ мА на нагрузке от 0 до 3 кОм.

Технические характеристики

Класс точности	1,0
Выходной сигнал, мА:	
Е849/1	0–5
Е849/2	$-5-0 \div +5$
Е849/3	$0-2,5-5$
Спротивление нагрузки, кОм	0–3
Амплитуда пульсации, мВ	25
Время установления, с	0,5
Мощность, потребляемая ИП от измерительной цепи, В·А:	
для каждой последовательной цепи	1
для параллельных цепей ИП с питанием от измеряемой цепи ИП:	
АВ и ВС	1
АС	10
Напряжение питания, В	220
Габариты, мм, для исполнения:	
НП	220 × 170 × 165
НЗ	220 × 170 × 190
У	220 × 170 × 170
Масса, кг	7

Измерительный преобразователь (ИП) перегрузочный переменного тока типа К850 предназначен для контроля тока электрических цепей в режимах перегрузки и подачи релейного сигнала при определенном уровне тока.

ИП линейно преобразует ток вторичной цепи измерительного трансформатора тока от нуля до восьмикратных значений номинального и обеспечивает возможность передачи сигнала в ЭВМ системы АСУ ТП при достижении входным током значений, равных двойному номинальному.

Технические характеристики

Класс точности	4
Выходной сигнал	
Диапазон изменения тока:	
при $I_{ном} = 1$ А перегрузка до 8 А в течение	1 с
при $I_{ном} = 5$ А перегрузка до 40 А в течение	1 с
Частота, Гц	45–65
Нелинейное искажение, %	5
Аналоговый выходной сигнал	
Диапазон изменения, мА	0–5
Спротивление нагрузки, кОм	0–2,5
Амплитуда пульсации, %	8
Время установления, с	0,05
Релейный выход	
Параметры внешней цепи, коммутируемой контактами реле: напряжение постоянного тока, В	6–24
мощность, В·А, не более	6
время срабатывания реле, с:	
при $I_{вх} = 2 I_{ном}$	0,04
при $I_{вх} = 4 I_{ном}$	0,03
при $I_{вх} = 8 I_{ном}$	0,02
мощность, потребляемая ИП, В·А:	
при $I_{вх} = I_{ном}$	1
при $I_{вх} = 2 I_{ном}$	1,5
при $I_{вх} = 8 I_{ном}$	12
Габариты, мм	120 × 120 × 120
Масса, кг	1,5

Измерительный преобразователь суммирующий постоянного тока типа Е851 предназначен для линейного преобразования суммы входных сигналов постоянного тока в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 0–5 мА или 4–20 мА. Технические характеристики преобразователя приведены в табл. 2.253.

Время установления выходного сигнала ИП при скачкообразном изменении входного сигнала от нулевого значения до половины конечного значения не превышает 0,5 с.

Амплитуда пульсаций выходного сигнала не превышает 0,2% нормируемого значения выходного сигнала на нагрузке 3 кОм для ИП Е851/1, ИП Е851/2 и 0,5 кОм для ИП Е851/3 и ИП Е851/4.

Измерительные преобразователи типов Е854, Е855, Е856, Е857 предназначены для линейного преобразования входного сигнала переменной или постоянной тока в унифицированный сигнал постоянного тока 0–5

Таблица 2.253. Технические характеристики ИП Е851

Параметры	Тип			
	Е851/1	Е851/2	Е851/3	Е851/3
Количество входов	5	8	5	8
Диапазон изменения входного тока, мА	-5 ÷ 0 ÷ +5	-5 ÷ 0 ÷ +5	0-5	0-5
Диапазон изменения выходного тока, мА	-5 ÷ 0 ÷ +5	-5 ÷ 0 ÷ +5	4-20	4-20
Входное сопротивление, кОм	0-3	0-3	0-0,5	0-0,5
Класс точности	0,5	0,5	0,5	0,5
Мощность, потребляемая от сети, В·А	4			
Габариты, мм	120 × 110 × 143			
Масса, кг	1			

Таблица 2.254. Технические характеристики ИП Е854, Е855, Е856 и Е857

Тип ИП	Диапазон изменения		Сопротивление нагрузки, кОм
	входного сигнала	выходного сигнала	
Е854/1	Переменный ток 0-1 А; 0-5 А	Постоянный ток 0-5 мА	0-3
Е854/2			1-100
Е885/1	Напряжение переменного тока 0-125; 0-250; 0-400 В	0-5 мА	0-3
Е855/2			1-100
Е855/3			0-3
Е855/4			1-100
Е856/1	Постоянный ток 0-75 мВ	0-5 мА	0-3
Е856/2			1-100
Е856/3			0-3
Е856/4			1-100
Е856/5			0-3
Е856/6			1-100
Е857/1	Напряжение постоянного тока 0-60; 0-100; 0-150; 0-250; 0-500; 0-1000; 0-1500; 0- 2000 В	0-5 мА	0-3
Е857/2			1-100

мА или постоянного напряжения 0-5 В.

Технические характеристики преобразователей см. в табл. 2.254.

Общие данные ИП Е854-Е857

Класс точности	0,5
Время установления, с	0,5
Амплитуда пульсации, %	0,2
Частота входного сигнала, Гц	45-65
Напряжение питания, В	220
Частота сети питания, Гц	50, 60 или 400

Мощность, потребляемая от се-

ти, В·А	3
Габарит, мм	120 × 110 × × 117
Масса, кг	0,95

ИП являются вибростойкими изделиями пыле- и водозащищенного исполнения.

Входные и выходные цепи ИП между собой гальванически развязаны и выдерживают напряжение до 2000 В (Е857 - до 5000 В).

Измерительные преобразователи типов **Е858, Е859, Е860** предназначены для преобразования частоты переменного тока (Е858), активной мощности (Е859), реактивной мощности (Е860) в унифицированный выходной сигнал постоянного тока для навесного монтажа на платах и панелях с передним присоединением монтажных проводов.

Технические характеристики

Класс точности:	
для ИП Е859, Е860	0,5
для Е858	0,02
Время установления, с	0,5
Амплитуда пульсации выходного сигнала, %	0,2
Питание от сети, В	220
Габариты, мм	120 × 110 × × 117
Масса, кг	0,8
Потребляемая мощность, В·А	4
Диапазон изменения входного сигнала ИП, Гц:	
Е858/1, Е858/7	45–55
Е858/2, Е858/8	48–52
Е858/3, Е858/9	49–51
Е858/4, Е858/10	59–61
Е858/5, Е858/11	58–62
Е858/6, Е858/12	55–65

Диапазон изменения выходного сигнала ИП Е858/1 ÷ Е858/6 0–5 мА на нагрузке 0–3 кОм, Е858/7 ÷ Е858/12 4–20 мА на нагрузке 0–0,5 кОм (табл. 2.255).

2.124. ИЗМЕРИТЕЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

В области электроизмерительной техники средства измерительной техники высшего класса сложности составляют измерительно-вычислительные комплексы (ИВК) и информационные измерительные системы (ИИС), предназначенные для получения, преобразования, хранения и представления измерительной информации. Ниже приведены краткие описания ИВК и ИИС.

Измерительно-вычислительный комплекс ИВК-2 создан на базе УВК СМ-4 и программных средств КАМАК.

Комплекс измеряет постоянные напряжения и выполняет преобразование аналоговых сигналов в цифровой код и цифро-аналоговое преобразование сигналов, поступающих по входным каналам.

Таблица 2.255. Диапазон изменения входных и выходных сигналов ИП Е859 и Е860

Тип ИП	Диапазон изменения входного сигнала			Диапазон изменения выходного сигнала на нагрузке 0–3 кОм, мА
	Ток, А	Напряжение, В	cos φ	
Е859/1	0–0,5	80–120	0–(+1)–0	0–5
	0–1,0			
Е860/1	0–2,5	80–120	0–(+1)–0	0–5
	0–5,0			
Е859/2	0–0,5	0–120	0–(+1)–0	0–5
	0–1,0			
Е860/2	0–2,5	0–120	0–(+1)–0	0–5
	0–5,0			
Е859/3	0–0,5	80–120	0–(+1)–0–(–1)–0	(–5)–0–(+5)
	0–1,0			
Е860/3	0–2,5	80–120	0–(+1)–0–(–1)–0	(–5)–0–(+5)
	0–5,0			
Е859/4	0–0,5	0–120	0–(+1)–0–(–1)–0	(–5)–0–(+5)
	0–1,0			
Е860/4	0–2,5	0–120	0–(+1)–0–(–1)–0	(–5)–0–(+5)
	0–5,0			
Е859/5	0–0,5	0–120	0–(+1)–0–(–1)–0	0–2,5–5,0
	0–1,0			
Е860/5	0–2,5	0–120	0–(+1)–0–(–1)–0	0–2,5–5,0
	0–5			
Е859/6	0–0,5	80–120	0–(+1)–0	4–20
	0–1,0			
Е860/6	0–2,5–0,5	80–120	0–(+1)–0	4–20 } на нагрузке 0–0,5 кОм

Технические характеристики

Число входных аналоговых сигналов	64
Уровень входных аналоговых сигналов, В	до 10
Частота преобразований АЦП, кГц	80
Допускаемая погрешность измерений, %	0,5
Время выполнения операций, мкс	1,4
Число входных цифровых сигналов	2
Частота преобразования ЦАП, кГц	100
Уровень входных сигналов ЦАП, В	до 5
Потребляемая мощность, кВт·А	6
Масса комплекса, кг	960
Площадь, занимаемая комплексом, м ²	20

Измерительно-вычислительный комплекс ИВК-4 обеспечивает коммутацию аналоговых сигналов, преобразование аналоговых сигналов в цифровой код, преобразование цифрового кода в аналоговый сигнал. В состав комплекса входит УВК СМ-3.

Технические характеристики

Число каналов	32
Диапазон входного напряжения, В	0,2—10
Число аналоговых выходов	2
Диапазон выходных напряжений, В	0—5,115
Основная погрешность измерений	0,5
Потребляемая мощность, кВт·А	9
Масса, кг	2500
Площадь, занимаемая комплексом, м ²	25

Измерительно-вычислительный комплекс ИВК-7 обеспечивает коммутацию и усиление сигналов постоянного тока, аналого-цифровое преобразование сигналов, цифро-аналоговое преобразование сигналов, обработку измерительной информации с помощью УВК СМ-3.

Технические характеристики

Число каналов	298
Диапазон входных сигналов	
100 каналов	-100 ÷ +100 мВ
197 каналов	-10 ÷ +10 В

Диапазон выходного напряжения:

	-10 ÷ +10 мВ
(1 канал)	-10 ÷ +10 В
Время измерения, с	0,01
Потребляемая мощность, кВт·А	4
Масса, кг	1200
Площадь, занимаемая комплексом, м ²	25

Измерительно-вычислительный комплекс ИВК-8 выполняет коммутацию, измерение, преобразование, регистрацию сигналов постоянного тока и обработку измерительной информации, а также формирует образцовый сигнал (постоянное напряжение) для проведения проверочных работ. В состав комплекса входит УВК СМ-3.

Технические характеристики

Число измерительных каналов	100
Диапазон входных сигналов, В	-10 ÷ +10
Диапазон выходных напряжений, В	-0,1 ÷ +0,1; -1 ÷ +1; -10 ÷ +10
Время измерения, мс	60 и 420
Время установления сигнала не более, мс	30
Допускаемая основная погрешность, %	0,04
Потребляемая мощность, кВт·А	7
Масса комплекса, кг	1800
Площадь, занимаемая комплексом, м ²	25

Измерительно-вычислительный комплекс ИВК Л-70 предназначен для сбора, обработки и отображения измерительной информации, поступающей от первичных преобразователей.

Технические характеристики

Число типов измерительных каналов	7
Число измерительных каналов	162
Диапазон изменения входных сигналов	0—10 В; 0—10 кОм; 75 Гц— 100 кГц
Основная погрешность измерений, %	0,4—1,5
Время установления показаний, мс	0,25—1100
Потребляемая мощность, кВт·А	15

Измерительно-вычислительный комплекс ИВК-М1 предназначен для автоматизации поверки и испытаний средств электрических измерений, а также для сбора и обработки сигналов датчиков постоянного тока.

Технические характеристики

Диапазон установки калибровочного напряжения, В	$10^{-6} \div 1000$
Погрешность установки калиброванного напряжения, %	$0,003 \div 0,005$
Диапазон измерения напряжения, В	$10^{-6} \div 10^3$
Диапазон измерения тока, А	$10^{-10} \div 1$
Диапазон измерения сопротивления	$0,1 \text{ Ом} \div 10 \text{ МОм}$
Погрешность измерения напряжения, тока, сопротивления, %	$0,05 \div 0,1$
Быстродействие, с	$0,04 - 1$

Измерительная информационная система К732/1 предназначена для сбора, обработки, регистрации и представления информации о состоянии испытуемых объектов.

Технические характеристики

Число измерительных каналов	127
Диапазон измерений сопротивлений, Ом	2,5; 3,5; 10
Допускаемая погрешность измерений, %	0,25
Время измерений, мс	10
Габариты блока, мм	$480 \times 150 \times 490$
Масса блока, кг	30

В состав системы входят коммутатор Ф7017, мост цифровой Ф7018.

В различных вариантах применяются также устройство управления Ф7020 или устройство первичной обработки информации УПОК 732, перфоратор ленточный ПЛ-150, электроуправляемая пишущая машинка ЭУМ 23Д, кодовый двухкоординатный построитель Н-709. Система состоит из двух блоков.

Многофункциональная информационная система К734 предназначена для сбора, преобразования, измерения, представления, регистрации и запоминания информации в различных параметрах электрических сигналов.

Система К734 выполняет коммутацию аналоговых электрических сигналов, аналого-цифровое преобразование сигналов, цифровое измерение, цифровую индикацию результатов измерения, регистрацию результатов измерения на пишущей машинке и ленточном перфораторе одновременно, выдачу результатов измерения внешним абонентам в виде кода 8-4-2-1.

Система имеет четыре измерительных тракта:

1) постоянного напряжения с диапазоном измерения ± 1 и ± 10 В; основная погрешность при $1 \cdot \text{В} \pm (0,05 + 0,05 \frac{x_k}{x})\%$, при

$10 \text{ В} \pm (0,03 + 0,03 \frac{x_k}{x})\%$. Входное сопротивление 20 МОм. Быстродействие 1 мс;

2) переменного напряжения с диапазоном измерения 50 мВ, 500 мВ, 5 В, 50 В и диапазоном частот 30 Гц - 20 кГц.

Основная погрешность при частотах 50 Гц - 10 кГц $\pm (0,10 + 0,15 \frac{x_k}{x})\%$. Входное сопротивление 1 МОм. Быстродействие 1 с;

3) постоянного тока с диапазоном измерения ± 10 мА, основная погрешность $\pm (0,05 + 0,05 \frac{x_k}{x})\%$. Входное сопротивление 150-600 Ом. Быстродействие 1 мс;

4) отношения двух постоянных напряжений.

Пределы измерения $\pm 10\%$, $\pm 100\%$ при $x_0 = 5 \div 10 \text{ В}$.

Основная погрешность $\pm (0,05 + 0,1 \frac{x_k}{x})\%$; $\pm (0,05 + 0,05 \frac{x_k}{x})\%$.

Входное сопротивление 20 МОм, 80 кОм. Быстродействие 1 мс.

Здесь x - измеряемая величина; x_k - конечное значение диапазона измерений; x_0 - опорное напряжение.

Габариты системы $580 \times 523 \times 587$ мм, масса 60 кг.

2.125. ПЕРЕЧЕНЬ ЩИТОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В НИЗКОВОЛЬТНЫХ КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВАХ (НКУ), ПУЛЬТАХ, ЩИТАХ И ПАНЕЛЯХ

Т а б л и ц а 2.256. Перечень щитовых измерительных приборов

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения
Для измерения в цепях постоянного тока			
Миллиамперметр (120 × 120 × 90 мм)	M381	1,5	0,5; 0,75; 1,0; 3,0; 5,0; 10; 15; 30; 50; 75; 100; 150; 300; 500; 10/100; 10/200; 10/500; 50/250 мА
Амперметр (120 × 120 × 90 мм)	M381	1,5	1; 2; 3; 5; 10; 20; 30 А непосредственно; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 500; 750 А с наружным шунтом 75 мВ
Килоамперметр (120 × 120 × 90 мм)	M381	1,5	1; 1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 7,5 кА с наружным шунтом 75 мВ
Милливольтметр (120 × 120 × 90 мм)	M381	1,5	75; 150 мВ
Вольтметр (120 × 120 × 90 мм)	M381	1,5	15; 30; 50; 75; 100; 150; 250; 300; 400; 500; 600; 750. 1000 В непосредственно
Киловольтметр (120 × 120 × 90 мм)	M381	1,5	1; 1,5; 3 кВ с наружным добавочным сопротивлением P103M, 5 мА
Миллиамперметр (120 × 120 × 80 мм)	M300	1,5	75 мВ, предназначается для измерения токов с наружным подключением шунтов на расстоянии до 500 м при сопротивлении проводников до 7 Ом
Миллиамперметр самопишущий (160 × 172 × 270 мм)	H392	1,5	1, 2, 5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 150, 300 мА
Амперметр самопишущий (160 × 172 × 270 мм)	H392	1,5	0,5; 1; 2; 3; 5; 10; 15; 20; 30 А непосредственно; 50; 75; 100; 150; 300; 500; 750 А и 1; 1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 7,5 кА с наружным шунтом 75 мВ; 7,5; 10; 15; 20; 25; 35; 50; 70 кА с трансформатором постоянного тока И58
Милливольтметр самопишущий (160 × 712 × 270 мм)	H392	1,5	75; 150 мВ
Вольтметр самопишущий (160 × 172 × 270 мм)	H392	1,5	1,5; 3,5; 7,5; 15; 30; 50; 75; 150; 250; 300; 500; 600; 1000 В
Миллиамперметр (40 × 40 × 49 мм)	M4203	2,5	1; 5; 10; 15; 30; 50; 100, 150, 300, 500, 600 мА
Амперметр (40 × 40 × 49 мм)	M4203	2,5	1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 500; 750; 1000; 1500; 2000; 4000; 6000; 200-0-750 А
Вольтметр (40 × 40 × 49 мм)	M4203	2,5	2; 3; 7,5; 10; 15; 30; 50; 75; 150; 250; 300; 500; 600; 1000; 1500; 3000 В
Микроамперметр (80 × 80 × 40 мм)	M4204	1,5; 2,5	25-0-25; 30-0-30; 50-0-50 мкА
Микроамперметр (40 × 40 × 45 мм)	M4206	2,5	10; 20; 30; 50; 100; 200; 300; 500; 1000 мкА
Миллиамперметр (80 × 80 × 50 мм)	M42100	1,5	1,5; 10; 15; 30; 50; 100; 150; 300; 500; 600; 3/30; 3/50; 5/50 мА
Миллиамперметр (60 × 60 × 50 мм)	M42101	1,5; 2,5	
Амперметр (80 × 80 × 50 мм)	M42100	1,5; 2,5	1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 200; 300; 500; 750; 1000; 1500;

Продолжение табл. 2.256

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения
Амперметр (60 × 60 × 50 мм)	M4201	1,5; 2,5	2000; 4000; 6000; 200 – 0 – 750 А
Вольтметр (80 × 80 × 50 мм)	M42100	1,5	0,075; 2,3; 7,5; 10; 15; 30; 50; 75; 100; 150; 250; 300; 450; 500; 600; 1000; 1500; 3000; 0,3/15; 3/30; 4/100; 3/300; 7,5/300; 8/300; 10/100; 20/40; 15/150; 30/300; 150/1500; 15/150/1500 В
Вольтметр (60 × 60 × 50 мм)	M42101	1,5; 2,5	
Ампервольтметр (80 × 80 × 50 мм)	M42100	1,5; 2,5	15 В/500 мА; 30 В/50 А; 50 В/50 А; 1 А/3000 В
Ампервольтметр (60 × 60 × 50 мм)	M42101	1,5; 2,5	То же
Шунт стационарный	75ШС	0,5	5; 10; 20; 30; 50 А, 75 мВ
Шунт стационарный	75 ШСМ	0,5	75; 100; 150; 200; 300; 500; 750; 1000; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 7500 А

Приборы контроля температуры

Логометр (200 × 100 × 233 мм). Предназначен для измерения температуры в комплекте с термопреобразователями сопротивления при температуре окружающей среды 5 – 50 °С	Ш69000	1,5	– 200 ÷ + 650 °С
Указатель скорости (80 × 80 × 49 мм)	M4229	7,5 – 15	$U_{ном}$ 40, 75 – 150 В через каждые 5 В, 150 – 300 В через каждые 10 В

Для измерения в цепях переменного тока

Миллиамперметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-1	1,5	10; 20; 30; 40; 50; 100; 250; 500; 750 мА непосредственно
Амперметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-1	1,5	1; 2; 3; 5; 10; 20; 30 А
Амперметр (120 × 120 × 116 мм)	Э365-1	1,5	50; 75; 100; 150; 200; 300 А непосредственно
Амперметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-1	1,5	1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800 А; 1,2; 1,5; 2; 3 кА через трансформатор тока со вторичным током 1 А; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800 А; 1; 2; 1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20; 25; 28; 32; 35,5; 40 кА через трансформатор тока со вторичным током 5 А
Вольтметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-1	1,0 1,5	15; 30; 50; 150; 250; 500; 600 В 15; 30; 50; 75; 100; 150; 250; 500; 600 В непосредственно; 450, 750,

Продолжение табл. 2.256

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения
Амперметр перегрузочный (в скобках — максимальное значение перегрузочной части шкалы) (120 × 120 × 50 мм)	Э365-2	1,5	600 В; 3,5; 7,5; 12,5; 15; 17,5; 20; 25; 40; 125; 175; 250; 400; 600 кВ через трансформатор напряжения с вторичным напряжением 100 В 1 (6); 3 (15); 5 (30); 10 (60); 15 (80); 20 (100); 30 (150); 50 (300) А непосредственно; 1 (6) А через трансформатор тока с вторичным током I А; 5 (30); 10 (60); 15 (80); 20 (100); 30 (150); 40 (200); 50 (300); 75 (400); 80 (400); 100 (600); 150 (800) А; 0,2 (1); 0,25 (1,5); 0,3 (1,5); 0,4 (2); 0,5 (3); 0,6 (3); 0,75 (4); 0,8 (4); 1 (5); 1 (6); 1,5 (8); 2 (10); 3 (15) кА через трансформатор тока с вторичным током I или 5 А; 4 (20); 5 (30); 6 (30); 8 (40); 10 (60); 14 (75); 16 (80); 18 (100); 20 (100); 25 (150); 28 (150); 32 (150); 34,5 (200); 40 (200) кА через трансформатор тока с вторичным током 5 А
Миллиамперметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	1,5; 2,0; 5,0 мА (50, 60 Гц)
Миллиамперметр многодиапазонный (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	3—7,5—15; 15—30—75—150; 300—750—1500 мА (50 Гц)
Амперметр многодиапазонный	Э365-3	1,5	1,5—3—7,5—15; 15—30 А непосредственно; 30—75—150 А через трансформатор тока со вторичным током I или 5 А (50 Гц)
Амперметр (120 × 120 × 116 мм)	Э365-3	1,5	50 А (200 Гц)
Амперметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300 А (500 Гц); 0,1; 0,5; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 100 А (1000 Гц)
Вольтметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	0,5; 1; 1,5; 3; 7,5 В (50, 60 Гц)
Вольтметр многодиапазонный (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	7,5; 15; 75—150; 300—300; 150—300—600 В (50 Гц)
Вольтметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	250 В (200 Гц)
Вольтметр (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	15; 30; 50; 150; 250; 500; 600 А (500 Гц); 10; 15; 30; 50; 150; 250; 500; 600 В (1000 Гц)
Вольтметр номинального значения (в скобках — диапазон измерений) (120 × 120 × 50 мм)	Э365-3	1,5	36 (25—40); 100 (80—120); 127 (90—150); 220 (150—250); 380 (250—420 В)
Миллиамперметр самопишущий (160 × 172 × 360 мм)	Н393	1,5	50; 150; 500 мА
Амперметр самопишущий (160 × 172 × 360 мм)	Н393	1,5	1; 5 А непосредственно; 1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800 А; 1; 1,2; 1,5; 2; 3; 4; 5; 6;

Продолжение табл. 2.256

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения
Вольтметр самопишущий (160 × 172 × 360 мм)	НЗ93	1,5	7; 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20; 25; 28; 32; 35; 40 кА через трансформаторы тока с вторичным током 1 или 5 А
Миллиамперметр (80 × 80 × 67 мм)	Э8021	2,5	150; 250; 450; 600 В непосредственно; 450; 600; 750 В; 3,5; 12,5; 17,5; 20; 25; 40; 125; 175; 250; 400; 600 кВ через трансформатор напряжения с вторичным напряжением 100 В
Амперметр (80 × 80 × 67 мм)	Э8021	2,5	100; 300; 500 мА
Вольтметр (80 × 80 × 71 мм), изготовляется на номинальные частоты 50, 60, 200, 400, 500, 800, 1000, 1150, 1350, 1500 и 2400 Гц (последняя только для вольтметра 600 В)	Э8021	2,5	1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50 А непосредственно; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000 А при включении через трансформатор с вторичным током 5 А
Вольтметр (80 × 80 × 71 мм)	Э8023	2,5	10; 30; 50; 100; 150; 250 В непосредственно; 450; 600 В (2400 Гц) при включении с дополнительным добавочным сопротивлением; 1750 В (ТН 1500/100); 7,5 кВ (ТН 6000/1000) при включении с трансформатором напряжения
Ваттметр-варметр трехфазный (120 × 120 × 83 мм)	Д365	1,5	450 В для частот 50; 60; 200; 400; 427; 500; 800; 1000; 1500 Гц
Ваттметр-варметр трехфазный (120 × 120 × 100 мм)	Ц301/1	1,5	5 А; 220; 380 В непосредственно; с вторичным током 5 или 1 А, через трансформатор напряжения 100 В
Ваттметр-варметр однофазный (120 × 120 × 95 мм)	Ц301	1,5	0,2–30 · 10 ⁶ кВг (квар) Заменяет Д365
Ваттметр-варметр самопишущий трехфазный (160 × 160 × 250 мм)	НЗ95	1,5	5 А; 127; 220; 380 В непосредственно и через трансформатор тока с вторичным током 5 А и через трансформатор напряжения со вторичным напряжением 100 В для частот 50; 60; 500; 1000; 2400, 4000; 8000 10 000 Гц (заменяет Д57)
Ваттметр-варметр самопишущий трехфазный (160 × 160 × 250 мм)	НЗ095	1,5	5 А; 127; 220; 380 В непосредственно и через трансформатор тока с вторичным током 1 или 5 А и через трансформатор напряжения со вторичным напряжением 100 В
Фазометр однофазный (120 × 120 × 95 мм)	Ц302	2,5	Ваттметр от 1 · 10 ³ до 30 · 10 ⁹ Вт; варметры от 0,8 · 10 ³ до 30 · 10 ⁹ В · А (реактивных) (заменяет НЗ95)
Фазометр трехфазный (120 × 120 × 95 мм)	Ц302/1	2,5	0,5–1–0,5; I _{ном} = 5 А; U _{ном} = 100; 127; 200; 380 В; номинальная частота 50; 500; 1000; 2400; 4000; 8000; 10 000 Гц (заменяет Д39)
			0,5–1–0,5 и 0,9–1–0,2; I _{ном} = 5 А; U _{ном} = 100; 127; 220; 380 В;

Продолжение табл. 2.256

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения
Частотомер	Ц300	0,2	номинальная частота 50 Гц (заменяет прибор Д362) 48—51 Гц; 100; 220; 380 В; 45—55 Гц; 100; 220; 380 В; по согласованию с заводом-изготовителем частотомер может изготавливаться с техническими характеристиками, указанными ниже:
		0,2	48—51 Гц; 100; 127 В
		0,2	58—62 Гц; 100; 127; 220; 380 В
		0,5	45—55 Гц, 127 В
		0,5	55—65, 180—220 Гц; 100, 127, 220, 380 В
Счетчик однофазный активной энергии	СО-И446	0,5	450—550 Гц, 100; 127; 220, 380 В
Счетчик активной энергии трехфазный для трехпроводных сетей (282 × 163 × 121 мм)	СА3У-И670	2	5; 10; 110; 127; 220; 230; 250 В; 50; 60 Гц
	СА3У-И670М	2	5; 10; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000 А через трансформатор тока с вторичным током
Счетчик активной энергии трехфазный для четырехпроводных сетей (282 × 173 × 127 мм)	СА4У-И672М	2	1; 5 А; 380; 500; 600; 3000; 6000; 10 000; 35 000 В через измерительный трансформатор напряжения с вторичным напряжением 100 В
Счетчик реактивной энергии трехфазный для трехпроводных сетей (282 × 163 × 121 мм)	СР3У-И673 СР3У-И673М	2,3 2,3	
Счетчик реактивной энергии трехфазный для четырехпроводных сетей (282 × 173 × 127 мм)	СР4У-И673 СР4У-И673М	2,3 2,3	
Трансформатор тока	ТК-20	0,5	5; 10; 20; 30; 50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000 А
	ТК-40	0,5	5; 10; 20; 30; 50 А
		1,0	100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500 А
	ТК-120	1,0	5; 10; 20; 30; 50; 100; 150; 200; 300; 400; 800; 1000; 1500 А
	ТКЛМ-05Г3	0,5	5; 10; 15; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300 А
	ТШЛМ-05Г3	0,5	400; 600; 1000; 1500 А
	Т-066-У3	0,5; 1,0	100; 200; 300; 400 А
ТНШЛ-0,66	0,5; 3	800; 1000; 2500; 2000; 3000; 4000; 5000; 8000; 10 000 А	

Примечание Счетчики СА3У, СА4У, СР3У, СР4У по особому заказу могут изготавливаться на напряжения 173, 190, 200, 240, 290, 400, 420 В, 60 Гц

2.126. ОСНАЩЕНИЕ ЛАБОРАТОРИЙ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ИСПЫТАНИЯМ И НАЛАДКЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В проектах электроснабжения больших предприятий следует предусматривать лаборатории, оснащенные приборами и аппара-

тами, требующимися для ремонта, испытаний и наладки электрооборудования.

Ниже приводится перечень основных измерительных приборов и аппаратов, необходимых для оснащения таких лабораторий (табл. 2.257). Число приборов должно уточняться в каждом конкретном случае.

Таблица 2.257. Перечень приборов, необходимых для оснащения лабораторий по эксплуатационным испытаниям и наладке электрооборудования

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения	Число
Для измерения в цепях постоянного тока				
Микроампервольтметр	M2042	0,2	10—1000 мкА; 1—250 В	3
Ампервольтметр	M2044	0,2	0,75—3000 мА; 7,5—30 А; 15—300 мВ; 0,75—600 В	3
Вольтамперметр	M2051	0,5	0,75—3000 мА; 7,5—30 А; 15—300 мВ; 0,75—600 В	3
Для измерения в цепях переменного тока				
Миллиамперметр	Э-523	0,5	5—10—20 мА	3
Миллиамперметр	Э-524	0,5	50—100—200 мА	3
Амперметр	Э-525	0,5	0,5—1 А	3
Амперметр	Э-526	0,5	2,5—5 А	6
Амперметр	Э-527	0,5	5—10 А	6
Вольтметр	Э-531	0,5	1,5; 3; 7,5; 15 В	3
Вольтметр	Э-532	0,5	7,5; 15; 30; 60 В	6
Вольтметр	Э-533	0,5	75; 150; 300; 600 В	6
Милливольтамперметр для измерений среднеквадратичных значений напряжений и токов при синусоидальной и искаженной форме кривой	Ф5263	0,5	1; 3; 10; 30; 100; 300 мВ; 1; 3; 10; 30; 100; 300 В; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 1; 3; 10; 30 мА; 0,1; 0,3; 1 А	2
Ваттметр	Д50041	0,5	30; 75; 150; 300; 450; 600 В; 5—10 А	6
Ваттметр	Д50042	0,5	30; 75; 150; 300; 450; 600 В; 2,5; 5 А	6
Комплект измерительный	К506	—	1—100 А; 100—600 В	3
Фазометр однофазный	Д5782	0,5	100, 220, 380 В; 5, 10 А	3
Фазоуказатель	И517М	—	50—500 В	3
Установка для наладки и проверки релейной защиты и электроавтоматики	У-5053	—	—	2
Трансформатор тока	УТТ-5М	0,2	15—600/5 А	6
Трансформатор тока	УТТ-6М2	0,2	100—2000/5 А	6
Измеритель нелинейных искажений автоматический цифровой	С6-8	—	20 Гц—200 кГц	2
Анализатор спектра паранормальный	СК4-56	—	10 Гц—60 кГц	2
Клещи электроизмерительные низковольтные	Ц4501	—	10; 25; 100; 250; 500 А; 300; 600 В	3

Продолжение табл. 2.257

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения	Число
Клещи электроизмерительные высоковольтные до 10 кВ	Ц4502	—	15; 30; 75; 300; 600 А	3
Указатель высокого напряжения	УВНУ	—	2—10 кВ	2
Индикатор напряжения	МИН-1	—	110—500 В	6

Для измерения в цепях постоянного и переменного токов

Прибор комбинированный	Ц4340	1,0; 1,5; 2,5	50 мкА—25 А; 0,5—1000 В; ~250 мкА—25 А; 2,5—1000 В; 3 кОм—30 МОм	20
Прибор комбинированный	Ф4318	1,5; 2,5	≈1 мкА—30 А; 1 мВ—1000 В; 0,5—5000 кОм; 0,05—500 мкФ	10
Вольтамперфазометр	ВАФ-85М	1,5; 4,0	1—250 В; 0,01—10 А; 180—0—180°	3
Вольтметр цифровой	В7-16-А	0,1; 1,5	~1—1000 В; 1 кОм—10 МОм	5
Вольтметр цифровой	В7-22А	0,15; 4,5	=0,2—1000 В; ~0,2—3000 В; 0,2—2000 кОм	10
Ампервольтметр	Н-399	1,5; 2,5	0,005—5 А; 5—500 В	6
Прибор самопишущий быстросействующий	Н-338—6	4	0,02—4 В/см	2
Осциллограф светолучевой	Н-117	—	12-канальный	2

Для контроля изоляции

Мегаомметр	М4108/1		1000; 2500 В; 20 000; 50 000 МОм	3
Мегаомметр с питанием от сети	Ф4102/1	1,5	100; 500; 1000 В; 30—2000; 150—10 000; 300—20 000 МОм	5
Мегаомметр с питанием от сети	Ф4102/2	1,5	1000; 2500 В; 2000; 20 000; 5000; 50 000 МОм	5
Аппарат для испытания изоляции	АИИ-70	—	70 кВ	2
Аппарат для испытания межвитковой изоляции	ВЧФ-5-3	—	3250 В	2
Индикатор степени увлажненности электрической изоляции	ПКВ-7	—	—	3

Для измерения сопротивлений

Мост измерительный	Р-333	0,5; 5	0,1 Ом—999,9 кОм	3
Микроомметр	Ф4104	2,5; 4	100 мкОм—10 МОм	5
Измеритель сопротивления заземления	Ф4103	2,5; 4	0,3—1000 Ом	3
Измеритель расстояния до места повреждения кабеля	Ц4120		40—40 000 м	3
Измеритель тока короткого замыкания цифровой	Щ41160	10	10—1000 А	3

Продолжение табл. 2.257

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения	Число
Мост переменного тока	P5026	0,5; 2,5	10 пФ – 500 мкФ; $\operatorname{tg} \delta 1 \cdot 10^{-4}$ до 1; рабочее напряжение 10 кВ	2
Омметр цифровой	Ш-34	0,5	0,005 10^{-3} – 999,90 МОм	3
Омметр	M-371	1,5	10 – 100 Ом; 0,1 – 1 – 10 кОм; 0,1 – 10 МОм	6
Омметр (измеритель сопротивления заземляющих проводников)	M-372	1,5	6 – 380 В; 0,1 – 20 – 50 Ом	3

Радиоизмерительные приборы

Осциллограф электронный двухлучевой	C1-55	—	0 – 10 МГц	5
Осциллограф двухканальный портативный	C1-82	—	0 – 10 МГц	5
Осциллограф двухканальный портативный с встроенным цифровым мультиметром	C1-114	—	0 – 50 МГц	3
Осциллограф двухканальный	C1-99	—	0 – 100 МГц	3
Генератор сигналов	Г3-109	—	20 Гц – 200 кГц	3
Генератор импульсов	Г5-54	—	Длительность импульсов 0,1 – 1000 мкс, $F = 0,01 \div 100$ кГц	3
Генератор стандартных сигналов	Г4-102	—	0,1 – 50 МГц	2
Генератор сигналов специальной формы	Г6-26	—	0,001 – 10 000 Гц	3
Частотомер электронно-счетный	Ч3-34	—	120 МГц	3
Измеритель емкостей, индуктивностей, сопротивлений	E7-11	—	0,1 Ом – 10 МОм; 10 пФ – 100 мкФ; 10 мкГн – 100 Гн	2
Калибратор осциллографов	И1-9	—	100 МГц	2

Источники питания

Источник напряжения постоянного тока	B5-29	—	30 В; 2 А	5
	B5-30	—	50 В; 1,5 А	3
	B5-21	—	30 В; 5 А; 10 В; 10 А	5
	B5-43	—	10 В; 2 А	3
Источник калиброванных напряжений	П-4108	—	0,01 – 300 В	2

Секундомеры

Секундомер механический	—	—	0,2 с – 60 мин	6
Секундомер электрический	ПВ-53-Л	—	0,01 – 10 с	6

Продолжение табл. 2.257

Прибор	Тип	Класс точности	Максимальные значения диапазонов измерения	Число
Тахометры				
Тахометр электронный ручной	ТЭ-30-5Р	—	30—30 000 об/мин	3
Виброметры				
Виброграф ручной	ВР-1А	—	—	3
Виброметр	БИП-2	—	—	3
Автотрансформаторы регулировочные				
Однофазный стационарный	АОСН-2	—	5—240 В; 2 А	10
	АОСН-4	—	5—240 В; 4 А	10
	АОСН-8	—	5—240 В; 8 А	10
Реостаты				
Реостаты ползунковые	РСП-4	—	6500 Ом; 0,25 А 3350 Ом; 0,35 А 1200 Ом; 0,56 А 560 Ом; 0,85 А 250 Ом; 1,4 А 95 Ом; 2,1 А 11 Ом; 7,0 А	6

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

2.1. ГОСТ 13109—67*. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 1985.

2.2. Жежеленко И. В., Рабинович М. Л., Божко В. М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. Киев: Техника, 1981

2.3. Временные указания по регулированию напряжения в электрических сетях. М.: ОРГРЭС, 1966.

2.4. Карлов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М.: Энергия, 1970.

2.5. Влияние работы дуговых сталеплавильных печей на напряжение электрических сетей // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. 1971. № 12. С. 6.

2.6. Фишман В. С. Выбор способа автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей // Промышленная энергетика. 1982. № 2. С. 49.

2.7. Гук Ю. В., Лосев Э. А., Мясников А. В. Оценка надежности электроустановок. М.: Энергия, 1974.

2.8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М.: Энергия, 1977.

2.9. Руководство по технико-экономическому анализу надежности электроснабжения: 12749/ЛО «ВНИИпроектэлектромонтаж». Л.: ЛО «ВНИИпроектэлектромонтаж», 1982.

2.10. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР.— 6 изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986.

2.11. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН174—75. М.: Стройиздат, 1976.

2.12. ГОСТ 14209—85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки М.: Изд-во стандартов, 1985.

2.13. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергия, 1974.

2.14. Жежеленко И. В. Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях. М.: Энергия, 1977.

- 2.15. **Овчаренко А. С.** Выбор напряжения внешнего электроснабжения промышленных предприятий // *Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок*, 1983, № 3, с. 3—17.
- 2.16. **Силовые** понижающие двухмоточные трансформаторы 110 кВ с повышенной нагрузочной способностью на основе форсированной системы охлаждения. М.: М-во энергетики и электрификации СССР, ВПО «Союзэнергоремонт». ЦКБ, 1986 (Технико-экономический доклад, Э642.4).
- 2.17. **Ермилов А. А.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 2.18. **Руководящие** указания по расчету коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания. М-во высшего и среднего специального образования, Московский энергетический институт. М.: 1975.
- 2.19. **ГОСТ 687—78*Е.** Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия.
- 2.20. **Справочник** по проектированию подстанций 35—500 кВ/Под общей ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. М.: Энергоиздат, 1982.
- 2.21. **Справочник** по электроизмерительным приборам/Под ред. К. К. Илюшина. Л.: ЛО «Энергия», 1977.
- 2.22. **Вавин В. Н.** Трансформаторы тока. М.: Энергия, 1966.
- 2.23. **Чернобровов Н. В.** Релейная защита. М.: Энергия, 1974.
- 2.24. **Вавин В. Н.** Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи. М.: Энергия, 1977.
- 2.25. **Строительные** нормы и правила. Сооружения промышленных предприятий. СНиП II—09.03—85. М.: Стройиздат, 1986.
- 2.26. **Нормы** технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ. — 3-е изд. М.: Минэнерго СССР, 1979.
- 2.27. **Дорофейчик А. Н., Равк Г. И.** Опыт эксплуатации ЗРУ 110 кВ//*Энергетик*, 1977, № 8, с. 22—23.
- 2.28. **Батурич Л. А., Струк Г. А., Шульгина Л. А.** Подстанции с элегазовым оборудованием//*Электрические станции*, 1977, № 5, с. 21—27.
- 2.29. **Справочник** по электроснабжению промышленных предприятий. Киев: Техника, 1985.
- 2.30. **Инструктивные** указания Главэнергонадзора. М.: Энергоатомиздат, 1986, с. 288—327.
- 2.31. **Жохов Б. Д.** Оптимизационные расчеты компенсирующих устройств//*Промышленная энергетика*, 1986, № 11, с. 54—56.
- 2.32. **Волобровский С. Д., Каялов Г. М., Клейн П. Н. и др.** Электрические нагрузки промышленных предприятий. Л.: Энергия, 1971.
- 2.33. **Справочник** по проектированию электроснабжения/Под ред. В. И. Круповича, Ю. Г. Барыбина, М. Л. Самовера. — 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1980. (Электроустановки промышленных предприятий).
- 2.34. **Инструкция** по проектированию электросилового и осветительного электрооборудования: СН357—77. М.: Стройиздат, 1970.
- 2.35. **Указания** по определению электрических нагрузок в промышленных установках//*Инструктивные указания по проектированию электротехнических установок*, 1968, № 6, с. 3—17.
- 2.36. **Совершенствование** расчетов электрических нагрузок предприятий машиностроения//*Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок*, 1982, № 5, с. 3—8.
- 2.37. **Метод** расчета электрических нагрузок с учетом технологических факторов//*Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок*, 1985, № 2, с. 3—5.
- 2.38. **О расчете** электрических нагрузок для объектов черной металлургии//*Технический циркуляр ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект»* от 17.04.86, № 354—86
- 2.39. **Железко Ю. С.** Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 2.40. **Инструктивные материалы** Главэнергонадзора. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 2.41. **Вагин Г. Я.** Режимы электросварочных машин. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 2.42. **Рекомендации** по расчету электрических нагрузок и выбору сетей, питающих установки для контактной сварки. М.: ВНИПИ ТПЭП, ГО «Электропроект», 1983.
- 2.43. **Укрупненные** показатели стоимости строительства элементов системы электроснабжения промышленных предприятий (УПСС) для технико-экономических сравнений. М.: ЦБНТИ Минмонтажспецстрой СССР, 1986.
- 2.44. **Каждан А. Э.** Заводские сети. — В кн.: Основы построения промышленных электрических сетей/Под общ. ред. Г. М. Каялова. М.: Энергия, 1978, с. 156—257.

- 2.45. **Руководящие указания по защите электростанций и подстанций от прямых ударов молнии и грозových волн, наступающих с линий электропередачи.** М.: Специализированный центр научно-технической информации, 1975.
- 2.46. **Долгачев А. И.** Перенапряжения в электрических системах. М.—Л.: Госэнергоиздат, 1962.
- 2.47. **Лихачев Ф. А.** Защита от внутренних перенапряжений установок 3—220 кВ. М.: Энергия, 1968.
- 2.48. **Юровицкий Ю. А., Шукайло Л. В.** Разработка схем защиты и автоматки на интегральных микросхемах для КРУ 6—10 кВ. — В сб.: Новые комплектные электротехнические устройства. (Материалы семинара). М.: МДНТП им. Дзержинского, 1981, с. 78—82.
- 2.49. **Барзам А. Б., Пояркова Т. М.** Лабораторные работы по релейной защите и автоматике // Учеб. пособие для техникумов. — 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- 2.50 **Нудельман Г. С.** Измерительные реле тока на операционных усилителях // Электротехническая промышленность. Сер. Аппараты низшего напряжения. М.: Информэлектро, 1979, вып. 6(82), с. 8—11.
- 2.51. **Слюдарж М. И.** Режимы работы, релейная защита и автоматика синхронных электродвигателей. М.: Энергия, 1977
- 2.52. **Голодинов Ю. М.** Самозапуск электродвигателей. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 2.53. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970.
- 2.54. **Справочник по проветриванию электрических сетей и электрооборудования /** Под ред. В. И. Круповича, Ю. Г. Барыбина, М. Л. Самовера. — 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоиздат, 1981. (Электроустановки промышленных предприятий).
- 2.55. **Руководящие указания по релейной защите.** Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—550 кВ. Расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1985.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ ТРОПИЧЕСКОГО КЛИМАТА

3.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Проектирование электроустановок в странах с тропическим климатом имеет ряд особенностей, связанных с влиянием различных климатических факторов на надежность работы электрооборудования.

Кроме того, необходимо учитывать ряд технических, экономических и других условий, характерных для той или иной страны. Поэтому проектирование объектов в странах с тропическим климатом производят в соответствии с «Едиными техническими условиями на проектирование предприятий и других объектов, строящихся при техническом содействии СССР» (ЕТУ), которые разработаны для каждой конкретной страны. ЕТУ утверждаются Госстроем СССР и содержат все необходимые сведения для проектирования, в том числе сведения о климатологических условиях в данной стране.

Тропическому климату присущи свойства, ведущие к разрушению материалов и нарушающие работу электрооборудования. Опасность повреждения электроустановок возрастает при одновременном воздействии ряда климатических факторов. Поэтому перед тем как выбрать электрооборудование или принять определенное техническое решение, следует проанализировать воздействия всех факторов тропического климата на работу проектируемой электроустановки.

Выбранное электрооборудование должно соответствовать ЕТУ, ГОСТ на электротехнические изделия для районов с тропическим климатом, а в проектных решениях следует предусматривать специальные меры, повышающие надежность изделий и максимальную защиту их от воздействия климатических факторов.

Климатообразующие процессы и явления. Установившееся многолетнее сочетание процессов, протекающих в атмосфере, характеризует климат данной местности. Для рай-

онов с тропическим климатом характерны интенсивная солнечная радиация, высокая температура и влажность, а также большие осадки, давление, атмосферные аэрозоли. Все это предъявляет повышенные требования к работе электроустановок. Кроме того, следует учитывать наличие специфических для тропиков видов микроорганизмов, насекомых, грызунов и пресмыкающихся, растений, создающих дополнительную опасность для электрооборудования и материалов.

Степень влияния перечисленных факторов зависит от их размеров, сочетания, продолжительности и периодичности действия.

Классификация тропического климата. В соответствии с ГОСТ 15150-69* различают тропический сухой (ТС) и тропический влажный (ТВ) климаты.

Тропический сухой климат характеризуется температурой воздуха, достигающей 55°C, сильной солнечной радиацией и сравнительно низкой влажностью. Он отличается большими суточными колебаниями температуры воздуха и высоким содержанием в воздухе песка и пыли.

К районам с ТС климатом относятся районы, в которых средний ежегодный максимум температуры воздуха выше 40°C.

При ТС климате имеют место песчаные и пылевые бури, ночные заморозки при высоких дневных температурах.

Тропический влажный климат с большим количеством осадков и испарений отличается сочетанием высокой влажности и сравнительно стабильной суточной температурой воздуха при повышенной солнечной радиации. Для ТВ климата характерны сезонные ливни, грозы, бури, обильные росы, пыль и наличие биологических факторов. К ТВ климату относятся районы, в которых сочетание температуры 20°C или выше и относительной влажности 80% и более наблюдается не менее 12 ч в сутки за период 2-12 мес в году.

Таблица 3.1. Плотность теплового потока солнечной радиации и потока ультрафиолетовой части спектра

Плотность теплового потока солнечной радиации, Вт/м ²			Плотность потока ультрафиолетовой части спектра, Вт/м ²
Нормальное значение	ТС	ТВ	
1125	1121	978	42

Таблица 3.2. Средняя температура воздуха

Месяц	Средняя температура по широтам, °С						
	30° с. ш.	20	10	0	10° ю. ш.	20	30
Январь	13,8	21,8	25,4	25,3	25,2	25,3	22,6
Июль	26,9	27,3	27,1	25,8	23,6	20,1	15,0

По ГОСТ 15150-69* нормальные значения изменения температуры за 8 ч в ТС климате приняты 40°С, а в ТВ климате — только 10°С.

Значения климатических факторов. Характеристики различных климатических факторов приводятся в табл. 3.1—3.3.

Таблица 3.3. Интенсивность грозовой деятельности

Широта	Средняя годовая интенсивность		Среднее число поражений молнией в год на 1 км ²
	в днях	в часах	
30—20 с. ш.	20	30—40	1,4
20—10 с. ш.	30,4	45,6—60,8	2,1
10—0 с. ш.	49,6	74,4—93,2	3,5
0—10 ю. ш.	60,7	91,1—121,4	4,3
10—20 ю. ш.	46,3	70—93	3,2
20—30 ю. ш.	26,3	40—63	1,8

При проектировании характеристики климатических факторов следует принимать по ЕТУ, составленным для данной страны, где они определены более точно. В ЕТУ также указываются данные по температуре воды, используемой для охлаждения электрооборудования, температуре почвы на разных глубинах, сопротивлению грунтов и другие данные, необходимые для проектирования.

В странах с тропическим климатом вредное влияние на работу электроустановок оказывают и косвенные факторы, связанные с климатом, например песок, пыль, обилие микробов, грызунов, пресмыкающихся, насе-

Интенсивность солнечной радиации

Высота стояния Солнца, град . . .	90	80	70	60	50	40	30	20	10
Интенсивность солнечной радиации, %	80	79	78	76	74	70	64	52	28

Верхнее значение температуры воздуха для ТС климата составляет 55°С, а для ТВ 45°С. Среднегодовые температуры в обоих случаях составляют 20°С.

Максимальная температура черной поверхности при воздействии на нее прямого солнечного излучения составляет 85°С для ТС и 75°С для ТВ климатов.

Средняя максимальная относительная влажность для ТС климата составляет 80% при температуре 20°С, для ТВ 95% при 35°С.

Влажность воздуха сопровождается осадками в виде обильной росы, туманов, ливневых и сезонных дождей, грозовой деятельностью.

комых, а также вредные виды растительности.

Пыль содержит до 75% неорганических веществ, преимущественно кварца, полевого шпата, в меньших количествах слюды, хлорида, руд, доломитов; встречается также небольшое количество растворимых солей.

Пыль содержит много органических составляющих: остатков насекомых, микроорганизмов, диатомных водорослей. При песчаных бурях, как и при грозах, возникает статическое электричество. Рост градиента электрического потенциала при песчаных бурях может достигнуть нескольких десятков тысяч вольт на 1 м.

Из различных насекомых наиболее

Среднегодовые осадки

Широта	40—30° с. ш.	30—20	20—10	10—0	0—10° ю. ш.	10—20	20—30	30—40
Среднегодовые осадки, мм	501	513	763	1677	1872	1110	607	564

опасными являются термиты. Своими челюстями, а также выделениями, содержащими уксусную, щавелевую, лимонную и другие кислоты, термиты способны повреждать и разрушать бумагу, ткани, картон, древесину, целлюлозу, казеин, битум, резину, каучук, в том числе искусственный, пленки, асбест, микафоль, синтетические материалы (полиэтилен, поливинилхлорид, пенопласт всех марок), материалы на основе органических природных продуктов и даже мягкие металлы. Термиты, попадаящие внутрь приборов и аппаратов, наносят механические повреждения, в результате чего нарушается работа электрических цепей и повреждается кинематика механизмов.

Существенную опасность представляют грызуны и пресмыкающиеся. Крысы способны грызть оболочки любых небронированных кабелей. Грызуны устраивают гнезда внутри машин и оборудования, повреждают материалы. Змеи, ящерицы и лягушки залзают на токоведущие части, вызывая короткие замыкания.

Тропическая растительность создает дефицит влаги в грунте, чем увеличивает его удельное тепловое сопротивление. Среди тропических растений следует особо отметить бамбук, который обладает исключительно быстрым ростом. Бамбук сильно высушивает почву, что ведет к уменьшению ее электропроводности, а разветвленная корневая система способна повредить кабели, проложенные в грунте, и заземляющие устройства. Активный рост бамбука представляет опасность для воздушных линий до 1 кВ.

Виды коррозии. Атмосфера ТС климата не оказывает существенного влияния на изолированные провода и кабели с алюминиевой и свинцовой оболочками. В этих условиях специальной защиты кабелей от коррозии не требуется и в ряде случаев могут применяться кабели в экспортном исполнении. В зоне ТВ климата коррозионный процесс происходит интенсивно из-за повышенной влажности, при этом агрессивность увеличивается с увеличением относительной влажности более чем на 75%. При наличии в атмосфере поваренной и морской солей скорость коррозии увеличивается в несколько раз. Особенно это относится к стали и алюминию. В районе ТС климата песчаные грунты обладают низкой коррозионной активностью и имеют удельное электрическое сопротивление 500–600 Ом·м, а в местах с повышенной аэрацией 1000 Ом·м. Агрессивность таких грунтов носит сезонный характер и может повышаться за счет искусственного увлажнения почвы

или с наступлением периода обильных дождей. В этих случаях гальванический потенциал, вызываемый различием в физических и химических свойствах грунта и воды, может достигать 0,5 В.

В ТВ климате сырые грунты имеют удельное электрическое сопротивление 20–60 Ом·м и коррозионные компоненты – органические кислоты, являющиеся побочными продуктами при гниении растений, фенолы, изобилующие в проточной воде, а также загрязненные непроточные воды.

В зоне с морским мезоклиматом грунт и грунтовая вода прибрежной полосы имеют низкое (1–5 Ом·м) электрическое сопротивление. Такие грунты обладают высокой коррозионной способностью.

3.2. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАМ

Климатическое исполнение электроустановок и категории их размещения должны строго соответствовать заданным ЕТУ значениям климатических факторов, а конструктивные решения обеспечивать максимальную защиту от их губительного воздействия. Благодаря правильному размещению электроустановок, применению принудительной вентиляции, водяного охлаждения, кондиционирования воздуха, рациональной окраски, а также применению солицизащитных меро-

Таблица 3.4. Допустимые температуры помещений

Электропомещения	Максимально допустимая температура помещений, °С, при температуре наружного воздуха	
	30 °С	40 °С
Распределительные устройства	40	40
Помещения КТП	40	45
Электромашинные помещения, помещения полупроводниковых преобразовательных подстанций	35	40
Помещения станций управления	30–35	40
Электроустановки в цехах	Температура цеха	
Кабельные туннели	35	45
Помещения с постоянным обслуживающим персоналом	25–28	28–30

Таблица 3.5. Категории изготовления изделий

Исполнение изделий	Категория	Температура воздуха при эксплуатации, °С					Характеристика изделий и мест их размещения при эксплуатации	Электроустановки (примеры)
		рабочая			предельная			
		верхняя	нижняя	средняя	верхняя	нижняя		
$\frac{ТВ}{Т, ТС}$	1	45	$\frac{+1}{-10}$	27	$\frac{50}{55}$	$\frac{-10}{-20}$	Для работы на открытом воздухе, конструктивные особенности которых обеспечивают отсутствие дополнительного превышения температуры обмоток, изоляционных узлов, контактов и узлов трения вследствие нагрева изделий солнечными лучами	Открытые электроустановки
Т, ТС	1	-	50	-	-	-	Для работы на открытом воздухе, окрашенные в белый или сербристо-белый цвет с аналогичными конструктивными особенностями	То же
Т, ТС	1	-	55	-	-	-	Для работы на открытом воздухе, окрашенные в любой цвет, кроме белого, с аналогичными конструктивными особенностями	» »
$\frac{ТВ}{Т, ТС}$	2	45	$\frac{+1}{-10}$	27	$\frac{50}{55}$	$\frac{-10}{-20}$	Для работы в помещениях, где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха	Установки в раскрытых цехах (без стен)
$\frac{ТВ}{Т, ТС}$	3	45	$\frac{+1}{-10}$	27	$\frac{50}{55}$	$\frac{-10}{-20}$	Для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействие песка и пыли существенно меньше, чем на открытом воздухе	Помещения КТП, кабельные сооружения с естественной вентиляцией
$\frac{ТВ}{Т, ТС}$	4	45	1	27	$\frac{50}{55}$	1	Для работы в помещениях с искусственно регулируемыми климатическими условиями	Помещения КВПП, ЦСУ, РУ напряжением до 1 кВ, электромашиные помещения

Продолжение табл. 3.5

Исполнение изделий	Категория	Температура воздуха при эксплуатации, °С					Характеристика изделий и мест их размещения при эксплуатации	Электроустановки (примеры)
		рабочая			предельная			
		верхняя	нижняя	средняя	верхняя	нижняя		
ТВ, Т, ТС	4, 1	25	10	20	40	1	Для работы в помещениях с кондиционированным и частично кондиционированным воздухом	Помещения операторские, диспетчерские и поста управления
ТВ, Т, ТС	5	35	1	10	35	1	Для работы в помещениях с повышенной влажностью	Кабельные сооружения, не имеющие вентиляции

Таблица 3.6. Цветовая гамма электропомещений

Характеристика электропомещений	Климат	Рекомендуемая цветовая гамма
С естественным освещением	ТВ, ТС	Холодные тона
С тепловым дежением 0,025 кВт/м ³ и более	ТВ, ТС	То же
Без естественного освещения, имеющие ограждающие строительные конструкции с малой теплопроводностью и повышенной теплоустойчивостью	ТС	Теплые тона
То же	ТВ	Холодные тона

приятный можно значительно снизить температуру воздуха в зоне размещения электроустановок.

Предельно допустимые температуры для электростанций приведены в табл. 3.4.

В табл. 3.5 даны значения рабочих и предельных температур воздуха для различных климатических исполнений электрооборудования в зависимости от категории размещения. В таблице также указаны назва-

ния электропомещений, соответствующие категориям размещения изделий.

При выборе цветовой гаммы интерьера следует учитывать тепловой режим и характер освещения помещений в соответствии с табл. 3.6.

Помещения, освещаемые ртутными и металлогалогенными лампами, рекомендуется окрашивать в зелено-голубые и голубые цвета.

Электропомещения и отдельно стоящие электроустановки, там, где это требуется, должны быть защищены от проникновения грызунов и пресмыкающихся, для чего следует тщательно заделывать или затягивать металлической сеткой с соответствующим размером ячейки все отверстия и проемы, идущие от электроустановки во внешнюю среду.

При проектировании следует обеспечивать задаваемые ЕТУ требования к выбору материалов и сечений кабелей, шинопроводов и троллейных линий, что особенно важно для зон с морским мезоклиматом.

3.3. СОЛНЦЕЗАЩИТНЫЕ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Планировка электропомещений. В целях уменьшения инсоляции и вызываемого ею нагрева помещений следует учитывать ориентировку помещений по странам света и предусматривать аэрацию здания. В ТВ климате площадь оконных проемов в электропомещениях с обслуживающим персона-

Таблица 3.7. Поправочные коэффициенты на температуру воздуха

Максимально допустимая температура нагрева, °С	Фактическая температура воздуха, °С									
	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
50	0,98	0,96	0,94	0,92	0,89	0,87	0,85	0,82	0,80	0,77
60	0,99	0,97	0,96	0,94	0,93	0,91	0,89	0,88	0,86	0,85
65	0,99	0,98	0,96	0,95	0,94	0,92	0,91	0,89	0,88	0,87
70	0,99	0,98	0,97	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,89	0,88
80	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90

Продолжение табл. 3.7

Максимально допустимая температура нагрева, °С	Фактическая температура воздуха, °С									
	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
50	0,75	0,72	0,69	0,66	0,63	0,60	0,52	0,53	0,49	0,45
60	0,83	0,81	0,79	0,77	0,76	0,74	0,72	0,70	0,68	0,65
65	0,85	0,84	0,82	0,81	0,79	0,77	0,76	0,74	0,72	0,71
70	0,87	0,86	0,84	0,83	0,82	0,80	0,79	0,77	0,76	0,75
80	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80

Продолжение табл. 3.7

Максимально допустимая температура нагрева, °С	Фактическая температура воздуха, °С									
	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
50	0,40	0,35	0,28	0,20	0,00	—	—	—	—	—
60	0,63	0,61	0,59	0,56	0,53	0,51	0,46	0,45	0,41	0,38
65	0,69	0,67	0,65	0,63	0,61	0,59	0,57	0,55	0,52	0,50
70	0,73	0,71	0,70	0,68	0,67	0,65	0,63	0,61	0,60	0,58
80	0,79	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73	0,71	0,70	0,69	0,67

лом не должна превышать 12% площади помещения, а в ТС климате 8%. Остекленные оконные проемы должны быть оборудованы солнцезащитными устройствами или затенены экранами, противостоящими зданиями, зелеными насаждениями.

Для снижения температуры и уменьшения влажности в помещениях должна предусматриваться вентиляция, обеспечивающая допустимую температуру.

Для открытых электроустановок следует предусматривать затеняющие навесы и боковые ограждения, использовать тень от зеленых насаждений, размещать электрооборудование на расстоянии не менее 1 м от земной поверхности, окрашивать оборудование в отражающие глиняные тона (белый, серебристо-белый). В районах ТВ климата при герметизации, на устройстве двойных стенок не могут устранить явление выпадения росы в комплектных устройствах наружной установки. Единственным средством борьбы

с росой является устройство приточно-вытяжной вентиляции и внутреннего обогрева.

Для некоторых электропомещений, в частности с обслуживающим персоналом, необходимо предусматривать кондиционирование воздуха.

Солнцезащита открыто проложенных кабелей и токопроводов. Для кабелей и токопроводов, прокладываемых в воздухе в условиях тропического климата, кроме температуры окружающего воздуха следует учитывать дополнительный нагрев прямыми солнечными лучами. Для определения допустимой токовой нагрузки на кабель, когда температура окружающего воздуха превышает нормируемую, должны быть введены понижающие коэффициенты, приведенные в табл. 3.7. Верхнее значение температуры принято 55 °С, а в качестве фактической температуры использованы максимальные среднесуточные ее значения. Расчетная температура для кабелей принята 25 °С. Длительно

Таблица 3.8. Коэффициент абсорбции

Кабельные оболочки, защитные покрытия и покрытия	K_a
Оболочки:	
свинцовая	0,60—0,85
алюминидная	0,25—0,45
пластмассовая (темная)	0,60—0,75
Покровы:	
стальная лента (броня)	0,8—0,9
кабельная пряжа	0,85—0,95
Покрyтия:	
слоистые чешушки	0,25—0,35
меловые	0,2—0,3

допустимые токовые нагрузки на кабели различных напряжений приняты в соответствии с максимальными допустимыми температурами нагрева: 80°C до 3 кВ, 65°C до 6 кВ, 60°C до 10 кВ, 50°C до 20 кВ и 70°C — для токопроводов.

Сложнее определить токовые нагрузки для открыто проложенных кабелей, подвергающихся солнечной радиации.

Нагрев от солнца не является постоянным и зависит от интенсивности солнечных лучей, а также от расположения кабеля по отношению к падающим солнечным лучам, площади нагрева кабеля и способности его поверхности абсорбировать солнечные лучи.

Количество теплоты Q , получаемое за счет солнечной радиации на единицу длины кабеля,

$$Q = K_a F E,$$

где K_a — коэффициент абсорбции (табл. 3.8); F — площадь облучаемой поверхности, см²; E — солнечная радиация, Вт/см².

За площадь облучаемой поверхности принимают площадь проекции единицы длины кабеля на плоскость, перпендикулярную падающим лучам. В среднем дополнительный нагрев составляет около 15°C, а при определенных условиях, например для горизонтально проложенных кабелей, дополнительный нагрев достигает 20°C и более. Таким образом, в случае прямой солнечной радиации и температуре окружающего воздуха 40—45°C допустимая токовая нагрузка для кабелей некоторых марок даже при малом коэффициенте абсорбции составит 30—40% нормируемой величины. Поэтому необходимо для всех видов трасс, подверженных солнечной радиации, предусматривать солнцезащитные устройства. Необходимость солнцезащитных устройств диктуется также ускоренным старением кабельных ма-

териалов под действием ультрафиолетовой части спектра солнечной радиации. Для шнуроводов доправочные коэффициенты аналогичны приведенным в табл. 3.9.

В условиях ТВ климата токопроводы в целях защиты от ливневых дождей следует защищать в местах ввода устройством крышки по длине на 1,5—2 м.

3.4. ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Влияние факторов тропического климата приводит к нарушению изоляции, увеличению токов утечки, способствует появлению потенциала на корпусах электрооборудования и рукоятках аппаратов управления. При постоянной влажности тела, одежды и обуви обслуживающего персонала создаются условия, при которых значительно возрастает опасность поражения электрическим током. В связи с этим необходимо предъявлять повышенные требования к заземляющим устройствам. Согласно ГОСТ 15151—69** заземлению подлежат стационарные изделия исполнений Т, ТВ и ТС, работающие под напряжением выше 12 В. Для увеличения надежности все крупное электрооборудование (КТП, КРУ, преобразователи, двигатели и т.п.) заземляют двумя проводниками и только мелкие изделия (светильники, сигнальные устройства, кнопки и др.) заземляют одним проводником.

Электропроводность грунта определяется его структурой, климатическими факторами, содержанием воды и количеством растворенных в ней солей, способностью грунта поглощать воду и рядом других факторов.

В анизотропных породах проводимость зависит от расположения в этих породах слоев. Так, например, вдоль залегания слоев проводимость может оказаться в 100 раз большей, чем в перпендикулярном направлении. При расположении заземлителей вблизи уровня грунтовых вод сопротивление заземлителей может уменьшиться в 1,5—2 раза; в каждом конкретном случае необходимо непосредственно измерять удельное сопротивление грунтов, а справочные сведения могут служить только для определения его порядка.

Измерения удельного сопротивления грунта следует производить в период, когда оно является наибольшим. Если удельное сопротивление окажется больше $2 \cdot 10^4$ Ом·см, то для его снижения следует предусматривать специальную обработку грунта. Это может быть достигнуто периодической или постоянной подпиткой грунта водой, если в нем содержится не менее 2% растворимых

солей, а для грунтов, не содержащих солей, — периодической подпитки 5%-ным раствором поваренной соли. Применение для подпитки грунта медного купороса, а также подсыпка в грунт древесного угля или кокса не рекомендуются, так как медный купорос может проникнуть в воду питьевых источников, а уголь и кокс вызывают повышенную коррозию металлов.

Осветительное электрооборудование (шкафы, щитки, ящики, коробки и т. п.), в которое вводятся две или три фазы, заземляется двумя проводниками. Устройства, питаемые от системы с фазой и нулем, могут заземляться одним проводником. В качестве заземляющих проводников при двукратном заземлении следует использовать, во-первых, нулевую жилу кабеля или специально прокладываемую стальную полосу, а во-вторых, стальную трубу, в которой проложен этот кабель. В целях заземления могут быть использованы оболочки двух кабелей, две стальные грубы электропроводки, стальная труба в металлическая оболочка проложенного в ней кабеля. Стальные трубы могут использоваться для заземления только при условии их соединения сваркой. Рельсы внутрицепного транспорта могут быть использованы только в качестве дополнительных проводников, например для создания замкнутых контуров в сети заземления. Заземляющими проводниками могут служить строительные конструкции, элементы которых соединены сваркой между собой и с магистралями заземления. В качестве основных заземлителей в условиях тропиков используют искусственные очаги заземления, выполненные с помощью стальных стержней, угловой стали и труб. Естественные заземлители могут служить только в качестве дополнительных (к таким заземлителям в первую очередь относят металлические трубы производственного и пожарного водопроводов, обсадные трубы артезианских

скважин, металлические конструкции строений, имеющие связь с землей, а также свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле).

Электрические свойства грунта определяются его удельным сопротивлением, которое в условиях тропиков зависит от многих условий. Часто обработка грунта зависит от его свойств. Так, например, глинистые грунты обыкновенно обрабатывают 1 раз в 8–10 лет, тогда как песчаные и пористые — 1 раз в 2 года. Для постоянной подпитки около заземлителей должна быть водопроводная сеть.

Для соединения электродов между собой применяется полосовая сталь размером 30 × 5 или 40 × 5 мм² с антикоррозионным проводящим покрытием. Соприкосновение соединительной полосы в расчет не принимается.

Заземлители следует располагать на расстоянии не менее 1,5 м от фундаментов здания. Если вокруг здания подсыпка выполнена строительным мусором, то заземлители располагают за пределами этой подсыпки. В агрессивных грунтах заземлители выполняют из чугунных толстостенных труб диаметром 4" с очищенной от лакового покрытия поверхностью, а в неагрессивных грунтах, имеющих сопротивление менее 2·10⁴ Ом·см, можно использовать стальные оцинкованные трубы, угловую сталь или стальные стержни. Когда требуется постоянная подпитка водой, вокруг электродов сооружают небольшие колодцы. Труба заземлителя проходит через дно колодца и имеет перфорацию, обеспечивающую поступление воды в грунт.

Кроме климатических факторов при проектировании заземлений следует учитывать требования нормативных документов стран-заказчиков, которые обычно указываются в ЕТУ.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автоматическое включение резерва 507
 Автотрансформаторы 204, 213
 Агрегаты зарядно-подзарядные 440
 — кремниевые выпрямительные 345, 350
 — преобразовательные 353, 361
 — — промышленного транспорта 375
 — — схемы 348, 378
 Аппараты электрические, выбор и проверка 144, 154
 — — допустимая температура нагрева частей 32
 — — схемы управления 536
 Батареи аккумуляторные 325, 430, 449
 — конденсаторные 396, 419
 Блоки питания и заряда 440, 443

Величины электрические 6
 — — измерения 541
 Вещества взрывоопасные 21, 27
 — пожароопасные 21, 23
 — — возгораемость 22
 — — коррозионная стойкость 14, 15
 — — химические свойства (жидкостей и газов) 14
 Включение повторное автоматическое 511
 Выключатели 178
 — быстросрабатывающие воздушные 367
 — вакуумные 232
 — внутренней установки 178
 — выбор и проверка 154, 256

- Приводы выключателей 183
 — короткозамыкателей 187
 — отделителей 188
 — разъединителей 185
- Проводники, выбор и проверка 169, 173
 — температура нагрева, кривые 175
- Пыли взрывоопасные 23
- Разгрузка по частоте автоматическая 513
- Разрядники вентильные, трубчатые 432
- Разъединители 185
- Расчет технико-экономический 77
- Реакторы 190
 — выбор и проверка 161
- Релейная защита комплекстных преобразовательных подстанций 482
 — конденсаторных установок 502
 — от внешних коротких замыканий 471
 — замыканий в обмотках трансформаторов 471
 — передача отключающего импульса 474
 — полупроводниковая 496
 — преобразовательных агрегатов 482
 — расчеты 463
 — трансформаторов 463
 — шин 480
 — электродвигателей 486
 — электротечных установок 494
- Ремонт капитальный, текущий, затраты основных средств 77, 79
- Сигнализация аварийная и предупреждающая 539
- Система измерения электрических величин 542
 — информационно-измерительная 550
 — учета электроэнергии автоматизированная 550
 — учета электроэнергии 557
 — электроснабжения 34
 — безотказность, долговечность, надежность, ремонтпригодность 97
 — время восстановления поврежденных элементов 99
 — данные о повреждаемости элементов 99
 — кратность резервирования 97
 — минимально допустимые перерывы в электроснабжении 101
 — оценка надежности 102
 — схемы 242
 — — магистральная 246, 252
 — — при наличии особой группы первой категории электроприемников 253
 — — радиальная 245, 250
 — — ущерб от перерыва питания 100
- Схемы замещения 119, 124
 — распределение электроэнергии 244
- Счетчики электроэнергии, класс точности 557
 — с фиксацией максимума нагрузки 543
- Токи выпрявленные 342
 — емкостные допустимые 431
 — замыкания на землю, компенсация 489, 499
 — искажения формы кривой под влиянием выпрямителей 345
 — короткого замыкания 113, 123
 — — в установках выше 1 кВ 113
 — — — до 1 кВ 136
 — — с учетом влияния электродвигателей 116, 117, 135
 — — тепловой импульс 145
 — номинальные 31
 — оперативные, выпрявленные, переменные, постоянные 434
 — пиковые 64
- Токи составляющие при коротком замыкании 119, 123
- Трансформаторы для питания преобразовательных установок 347
 — измерительные, класс точности 557
 — напряжения 201
 — тока 197
 — аварийные перегрузки 206
 — выбор и проверка 165
 — число и мощность 111, 112
 — — габариты и масса 224, 226
 — — диаграммы векторов напряжений 207
 — — допустимые перегрузки 206
 — — защита 463
 — — испытание изоляции нейтралей 432
 — — охлаждение 209
 — — системы, условные обозначения 205
 — — потери мощности 206
 — — регулирование напряжения 212
 — — сопротивления и проводимости обмоток 119, 205
 — — схемы и группы соединений обмоток 207
 — — технические данные 214
 — — — — допуски 223
- Устройства выпрямительные, комплексные 346
 — грузоподъемные 308
 — зарядные 440
 — компенсирующие 394
 — маслоприемные 327
 — распределительные 236, 305, 312
 — — закрытые, температурный режим 312, 317
 — — открытые, компоновка 305
 — — размещение во взрыво- и пожароопасных зонах 339, 340
- Фильтрокомпенсирующие устройства 395
- Фильтры высших гармонических силовые 96, 97
 — — — — расчет и выбор 94
- Частота, допустимые отклонения 83
- Число часов работы предприятия годовое 36
- Шины 176
 — выбор и проверка 174, 275
- Электрические процессы, регистрация 543
- Электрооборудование, влияние высоты места установки и температуры окружающей среды 20
 — климатические условия 16, 20
 — ремонт текущий, основные средства 79
 — степень защиты от внешней среды 20
 — — — прикосновения, влаги, попадания посторонних предметов 18
- Электропомещения, наименьшие размеры коридоров обслуживания и проходов 313, 331
- Электроприемники, допустимое время в перерыве электроснабжения 101
 — категория по надежности электроснабжения 107
 — коэффициент включения и загрузки 66
 — использования мощности, спроса 37
 — максимума 48
- Энергоэнергия, контроль качества 544
 — мероприятия по улучшению качества 85
 — показатели качества 82
 — потери 64
 — расход 36, 46
 — учет 542, 557
 — — автоматизированный 550
- Энергоиспользование 46

СОДЕРЖАНИЕ

<p>Предисловие 3</p> <p style="text-align: center;">РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ</p> <p style="text-align: center;">ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ</p> <p>1.1. Системы единиц и условные обозначения 6</p> <p>1.2. Физические и химические свойства материалов 12</p> <p>1.3. Климатические условия работы электрооборудования 16</p> <p>1.4. Взрывоопасные и пожароопасные зоны 21</p> <p>1.5. Выдержки из действующих общесоюзных нормативных документов 30</p> <p>1.6. Номинальные напряжения и ряды номинальных токов 31</p> <p>1.7. Температура нагрева 32</p> <p style="text-align: center;">РАЗДЕЛ ВТОРОЙ</p> <p style="text-align: center;">ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ПОДСТАЦИИ</p> <p>А. Определение электрических нагрузок, качество электроэнергии, надежность электроснабжения, категории электроприемников, выбор напряжения и мощности трансформаторов, компенсация реактивной мощности</p> <p>2.1. Электрические нагрузки. Основные величины и определения 34</p> <p>2.2. Средние нагрузки 36</p> <p>2.3. Максимальные нагрузки 47</p> <p>2.4. Потери энергии 64</p> <p>2.5. Пиковые нагрузки 64</p> <p>2.6. Определение электрических нагрузок машин контактной электросварки 64</p> <p>2.7. Определение электрических нагрузок прокатных станков и электросталеплавильных печей 71</p> <p>2.8. Однофазные нагрузки 74</p> <p>2.9. Технико-экономические расчеты в электроснабжении 77</p> <p>2.10. Основные требования к качеству электроэнергии 82</p> <p>2.11. Высшие гармонические 89</p> <p>2.12. Надежность электроснабжения 97</p> <p>2.13. Категории электроприемников по надежности электроснабжения 107</p> <p>2.14. Выбор напряжения 108</p> <p>2.15. Выбор трансформаторов 111</p> <p style="text-align: center;">Б. Токи короткого замыкания</p> <p>2.16. Общие сведения 113</p> <p>2.17. Расчетные условия КЗ 114</p> <p>2.18. Составление схемы замещения для расчета трехфазных коротких замыканий 117</p> <p>2.19. Расчет тока трехфазного КЗ 123</p> <p>2.20. Расчет токов несимметричных коротких замыканий 129</p> <p>2.21. Практические рекомендации 130</p>	<p>В. Выбор и проверка аппаратов и проводников напряжением 1—220 кВ</p> <p>2.22. Общие требования 144</p> <p>2.23. Термическая и электродинамическая стойкость аппаратов и проводников 145</p> <p>2.24. Выбор и проверка аппаратов и проводников 154</p> <p>2.25. Технические данные аппаратов напряжением выше 1 кВ 178</p> <p style="text-align: center;">Г. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы</p> <p>2.26. Классификация трансформаторов 204</p> <p>2.27. Основные параметры 204</p> <p>2.28. Схемы и группы соединений трансформаторов и автотрансформаторов 207</p> <p>2.29. Охлаждение трансформаторов 209</p> <p>2.30. Допустимые нагрузки трансформаторов 209</p> <p>2.31. Регулирование напряжения 212</p> <p>2.32. Основные характеристики автотрансформаторов 213</p> <p>2.33. Технические данные трансформаторов 214</p> <p style="text-align: center;">Д. Элегазовые комплекты распределительных устройства и выключатели</p> <p>2.34. Особенности элегаза 226</p> <p>2.35. Ячейки элегазовые трехполюсные серии ЯЭ-110, ЯЭ-220 227</p> <p>2.36. Элегазовые выключатели напряжением 35 кВ для КРУ 231</p> <p>2.37. Элегазовые выключатели типа ВЭК-110Б 232</p> <p style="text-align: center;">Е. Вакуумные выключатели</p> <p>2.38. Преимущества и недостатки 232</p> <p>2.39. Вакуумные выключатели 10, 35 кВ для КРУ и 110 кВ для электроустановок с частыми коммутациями 233</p> <p>2.40. Вакуумные и элегазовые комплекты распределительных устройств 35 кВ 236</p> <p>2.41. Перенапряжения, возникающие при коммутации индуктивных токов вакуумными выключателями 237</p> <p>2.42. Нелнейные ограничители перенапряжений 238</p> <p style="text-align: center;">Ж. Схемы электроснабжения и подстанций</p> <p>2.43. Основные сведения 239</p> <p>2.44. Источники и способы питания 240</p> <p>2.45. Схемы электроснабжения 242</p> <p>2.46. Указания по применению схем коммутации подстанций и коммутационной аппаратуры 264</p>
---	---

2.47. Схемы и конструктивные особенности подстанций с элегазовыми КРУ 110—220 кВ	274	2.70. Основные требования к размещению распределительных устройств и трансформаторных подстанций в пожароопасных зонах	340
2.48. Схемы и конструктивные особенности подстанций с вакуумными КРУ 35 кВ	276	И. Преобразовательные агрегаты и подстанции Тяговые подстанции промышленного электрифицированного транспорта	
2.49. Комплексные трансформаторные подстанции 6, 110—220 кВ	280	2.71. Общие сведения	341
2.50. Схемы подстанций промышленных предприятий с применением комплекстных распределительных устройств напряжением 10(6) кВ	285	2.72. Основные соотношения и расчетные формулы для различных схем преобразования	341
3. Компоночные решения подстанций и распределительных пунктов		2.73. Кремниевые выпрямительные агрегаты для электролизных установок	345
2.51. Общие требования	296	2.74. Кремниевые выпрямительные агрегаты для электропечей	350
2.52. Планировка, размещение подстанций и кабельных сооружений	297	2.75. Схемы, расположение и конструктивное исполнение преобразовательных подстанций	353
2.53. Компоночные решения, обеспечивающие безопасность обслуживания	299	2.76. Выпрямительные комплекты подстанции для питания цеховых сетей постоянного тока	361
2.54. Категории помещений подстанций и кабельных сооружений	299	2.77. Быстродействующие воздушные выключатели	367
2.55. Требования по противопожарной безопасности	299	2.78. Классификация тяговых подстанций промышленного электрифицированного транспорта	369
2.56. Открытые распределительные устройства напряжением до 220 кВ	305	2.79. Тяговые подстанции постоянного тока	372
2.57. Установка силовых трансформаторов на открытом воздухе	307	2.80. Тяговые подстанции однофазного переменного тока	383
2.58. Грузоподъемные устройства, дороги, вьезды и проезды подстанций	309	2.81. Распределительные посты тяговых сетей	391
2.59. Примеры компоновочных решений ОРУ	309	К. Компенсация реактивной мощности	
2.60. Закрытые распределительные устройства напряжением 35—220 кВ	312	2.82. Основные положения	394
2.61. Отопление, вентиляция и водоснабжение подстанций и распределительных пунктов	316	2.83. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения напряжением до 1 и 10(6) кВ	395
2.62. Примеры компоновочных решений ЗРУ напряжением 35—220 кВ	319	2.84. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях со специфическими нагрузками	410
2.63. Аккумуляторные установки	325	2.85. Схемы включения и регулирования конденсаторных батарей	419
2.64. Пневматическое хозяйство	326	2.86. Конструкция конденсаторных батарей и их установка	421
2.65. Масляное хозяйство	327	Л. Защита воздушных линий электропередачи, подстанций, вращающихся машин и токопроводов от перенапряжений	
2.66. Основные требования к компоновке внутрицеховых подстанций и распределительных пунктов 10(6) кВ	330	2.87. Защита воздушных линий электропередачи от атмосферных перенапряжений	422
2.67. Внутрицеховые трансформаторные подстанции	332	2.88. Защита подстанций от прямых ударов молнии	426
2.68. Внутрицеховые распределительные пункты 10(6) кВ	335	2.89. Защита подстанций от волн атмосферных перенапряжений, набегających с линий электропередачи	427
2.69. Основные требования к размещению распределительных устройств и трансформаторных подстанций во взрывоопасных зонах	338		

2.90. Защита вращающихся машин от атмосферных перенапряжений	429	2.113. Автоматическое повторное включение (АПВ)	511
2.91. Защита токопроводов от атмосферных перенапряжений	430	2.114. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)	513
2.92. Защита от внутренних перенапряжений	431	2.115. Комплектные устройства защиты и автоматики сетей 10(6) кВ, выполненные на интегральных микросхемах	518
2.93. Защитное оборудование и устройства (разрядники, конденсаторы, молниеотводы)	432	2.116. Самозапуск электродвигателей	529
М. Источники питания и системы оперативного тока		О. Управление выключателями высокого напряжения, предупреждающая и аварийная сигнализация	
2.94. Системы оперативного тока	434	2.117. Схемы управления выключателями высокого напряжения	536
2.95. Технические данные аккумуляторов и зарядных устройств	439	2.118. Схемы предупреждающей и аварийной сигнализации	539
2.96. Технические данные блоков питания, конденсаторов и зарядных устройств	440	П. Измерение электрических величин	
2.97. Выбор и установка аккумуляторных батарей	449	2.119. Общие требования	541
2.98. Выбор блоков питания и конденсаторов	455	2.120. Измерение тока, напряжения и мощности	542
2.99. Схемы включения аккумуляторных батарей	458	2.121. Регистрация электрических процессов, контроль изоляции	543
2.100. Схемы питания переменным и выпрямленным оперативным током. Контроль изоляции	459	2.122. Контроль качества электроэнергии	544
Н. Релейная защита и сетевая автоматика		2.123. Измерительные преобразователи	546
2.101. Общие сведения	462	2.124. Измерительно-вычислительные комплексы и информационные измерительные системы	550
2.102. Защита понижающих трансформаторов	463	2.125. Перечень шитовых измерительных приборов, рекомендуемых для применения в низковольтных комплексах устройствах (НКУ), пультах, щитах и панелях	553
2.103. Передача отключающего импульса	474	2.126. Оснащение лабораторий по эксплуатационным испытаниям и наладке электрооборудования	558
2.104. Защита шин 6–35 кВ	480	РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ	
2.105. Защита трансформаторов полупроводниковых преобразовательных агрегатов 6–35 кВ	482	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ ТРОПИЧЕСКОГО КЛИМАТА	
2.106. Защита синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ	486	3.1. Основные понятия	564
2.107. Защита электронагревательных установок	494	3.2. Требования к электроустановкам	566
2.108. Защита линий 6–35 кВ с односторонним питанием	496	3.3. Солнцезащитные устройства электроустановок	568
2.109. Защита конденсаторных установок 10(6) кВ	502	3.4. Заземление	570
2.110. Защита фильтров высших гармоник 10–35 кВ	503	Предметный указатель	571
2.111. Защита комплектных распределительных устройств 6–35 кВ	506		
2.112. Автоматическое включение резервного питания (АВР)	507		

BOOKS.PROEKTANT.ORG

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОННЫХ КОПИЙ КНИГ

ДЛЯ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

В. П. ПЕТРОВ, И. В. ПЕТРОВИЧ, И. В. ПЕТРОВИЧ

3 р. 50к.