

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Томский политехнический университет»

А.В. Кабышев, С.Г. Обухов

**РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ И УСТАНОВОК**

Учебное пособие и справочные материалы
для курсового и дипломного проектирования

Издательство ТПУ
Томск 2006

ББК 31.27–02я73
УДК 621.311.001.24(075.8)
К 124

Кабышев А.В., Обухов С.Г.

К 124

Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие/А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 248 с.

В пособии представлены материалы, необходимые для проектирования электроснабжения: определения электрических нагрузок, выбора трансформаторов и электрических аппаратов напряжением до и выше 1000 В, их основные технические характеристики. Даны справочные материалы по расчету, выбору и проверке воздушных и кабельных линий электропередачи, компенсации реактивной мощности на разных уровнях систем электроснабжения. Приведено электрооборудование, которое в настоящее время широко эксплуатируется в сетях промышленного электроснабжения, а также сведения о новом и модернизированном оборудовании, о возможных заменах устаревших модификаций на новые, выпускаемые предприятиями Российской Федерации.

Предназначено для студентов электроэнергетических и электромеханических специальностей.

ББК 31.27–02я73
УДК 621.311.001.24(075.8)

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензенты

Зам. генерального директора по техническим вопросам –
главный инженер ОАО «Томскнефтепродукт» ВНК

Н.Н. Шкарпетин

Директор Регионального Центра управления энергосбережением
Томской области

М.И. Яворский

© Томский политехнический университет, 2006
© Оформление. Издательство ТПУ, 2006
© А.В. Кабышев, С.Г. Обухов, 2006

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	8
1.1. Методы расчета.....	8
1.2. Коэффициенты спроса, использования и максимума	13
1.3. Осветительная нагрузка	22
1.4. Графики электрических нагрузок	22
1.5. Показатели, характеризующие графики нагрузок.....	28
2. ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ	30
2.1. Общая классификация сред и помещений	30
2.2. Электропроводки	35
2.3. Кабельные линии	48
2.4. Комплектные шинопроводы.....	58
3. ТОКОВЫЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА, ШИНЫ И КАБЕЛИ.....	62
3.1. Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода и шины	62
3.2. Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели и провода с резиновой и пластмассовой изоляцией.....	64
3.3. Длительно допустимые токовые нагрузки на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией	67
3.4. Перегрузочная способность кабельных линий	70
3.5. Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды.....	71
3.6. Экономическая плотность тока	72
4. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	73
4.1. Комплектные трансформаторные подстанции напряжением 6/10 кВ.....	73
4.2. Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В.....	76
4.3. Коммутационные и защитные аппараты напряжением до 1000 В.....	87
4.3.1. Предохранители	87
4.3.2. Автоматические выключатели	89
4.3.3. Контактторы и магнитные пускатели	104
4.4. Трансформаторы тока низковольтные	113

5. ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ	115
6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ИХ ДЕЙСТВИЕ.....	121
6.1. Основные соотношения между токами при трехфазном коротком замыкании	121
6.2. Способы и особенности расчета токов короткого замыкания в распределительных сетях напряжением выше 1000 В	123
6.3. Влияние синхронных и асинхронных двигателей напряжением выше 1000 В на токи короткого замыкания.....	127
6.4. Расчет токов короткого замыкания в сетях и установках напряжением до 1000 В.....	130
6.4.1. Сопротивления элементов цепи трехфазного короткого замыкания	131
6.4.2. Расчет токов трех- и двухфазного короткого замыкания.....	137
6.4.3. Проверка срабатывания защиты при однофазных коротких замыканиях.....	138
6.5. Несимметричные короткие замыкания за трансформаторами	148
6.6. Проверка проводников по термической устойчивости к току короткого замыкания	151
7. ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	155
7.1. Силовые трансформаторы	155
7.2. Выключатели высокого напряжения	163
7.3. Выключатели нагрузки	173
7.4. Плавкие предохранители напряжением 6/10 кВ	174
7.5. Разъединители	178
7.6. Короткозамыкатели	180
7.7. Отделители	180
7.8. Ограничители перенапряжения.....	181
7.9. Разрядники.....	183
7.10. Контактторы высокого напряжения	185
7.11. Трансформаторы напряжения	186
7.12. Трансформаторы тока	189
7.13. Токоограничивающие реакторы	196

8. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	198
8.1. Общие сведения	198
8.2. Выбор электрооборудования напряжением до 1000 В	200
8.2.1. Защита электроприемников плавкими предохранителями	200
8.2.2. Защита электрических сетей и электроприемников автоматическими выключателями	203
8.2.3. Выбор магнитных пускателей	205
8.2.4. Выбор рубильников	205
8.2.5. Выбор сечений проводов и кабелей по условиям нагрева и защиты	206
8.2.6. Выбор и проверка шинопроводов	208
8.3. Кабельные линии напряжением 6/10 кВ	210
8.4. Выбор высоковольтных аппаратов	212
9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	216
9.1. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения напряжением 6/10 кВ	217
9.1.1. Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями	218
9.1.2. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В	227
9.2. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения напряжением до 1000 В	230
9.2.1. Определение мощности батарей конденсаторов	234
9.2.2. Распределение мощности батарей конденсаторов в цеховой сети	239
9.3. Техничко-экономические расчеты при проведении мероприятий по компенсации реактивной мощности	240
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	247

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемое учебное пособие предназначено для студентов электроэнергетических и электромеханических специальностей. В нем подобран обширный справочный материал по проектированию электроснабжения объектов, необходимый для выполнения индивидуальных заданий, курсовых и выпускных квалификационных работ. Пособие содержит девять разделов и охватывает вопросы проектирования внутризаводских и цеховых систем электроснабжения, компенсацию реактивной мощности в электрических сетях общего назначения. Кроме справочного материала в нем даны рекомендации по расчету цеховых электрических сетей напряжением до 1000 В и распределительных воздушных и кабельных линий высокого напряжения, указания по выбору трансформаторов, коммутационной и защитной аппаратуры, методика расчета токов короткого замыкания и проверка выбранного оборудования на устойчивость к их действию. Наличие данного пособия не освобождает студентов от необходимости использования другой нормативно-технической документации при детальной проработке отдельных вопросов проектирования электроустановок.

В *первом разделе* представлены графики нагрузок предприятий некоторых отраслей промышленности и методы определения расчетных нагрузок на различных уровнях систем электроснабжения объектов. Кратко отражены особенности расчета силовых электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок. Приведены справочные данные для расчета осветительных нагрузок.

Второй раздел посвящен вопросам выбора схем и конструкций цеховых сетей, способа канализации электрической энергии и типа проводников с учетом технологии производства и условий окружающей среды. Даны технические характеристики проводов, кабелей и комплектных шинопроводов, указания по их выбору и применению.

В *третьем разделе* систематизированы сведения о длительно допустимых токовых нагрузках проводов, шин и кабелей; сведения о поправочных коэффициентах на условия прокладки и перегрузки проводников.

В *четвертый раздел* вошли материалы по электрооборудованию напряжением до 1000 В, которое в настоящее время широко эксплуатируется в сетях промышленного электроснабжения, а также сведения о новом и модернизированном оборудовании, о возможных заменах устаревших модификаций новыми.

Пятый раздел посвящен методике проверки выбранных сечений

проводников по потере напряжения.

В *шестом разделе* кратко изложен расчет токов симметричных и несимметричных коротких замыканий в распределительных сетях, даны рекомендации по проверке оборудования на их действие. Основное внимание уделено расчету токов КЗ в установках напряжением до 1000 В. Здесь же систематизирован материал об активных и индуктивных сопротивлениях проводников, катушек расцепителей автоматических выключателей и других элементов сетей электроснабжения.

Сведения о технических характеристиках высоковольтного оборудования систем электроснабжения и о возможных заменах аппаратов представлены в *седьмом разделе* пособия.

Восьмой раздел посвящен выбору проводников и электрических аппаратов напряжением до и выше 1000 В. Рассмотрен вопрос согласования выбранного по условиям нагрева сечения проводника с аппаратами защиты.

В *девятом разделе* включен материал по компенсации реактивной мощности на разных уровнях систем электроснабжения. Изложена методика технико-экономических расчетов при выборе устройств компенсации.

Многообразие условий, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения объектов различных отраслей промышленности, не позволяет в ряде случаев дать однозначные рекомендации по некоторым вопросам. Они должны решаться путем тщательного анализа специфических требований, предъявляемых к электроснабжению производством или отраслью промышленности. Поэтому приведенные в пособии рекомендации не следует рассматривать как единственно возможные. В отдельных случаях возможны и неизбежны отступления от них, вытекающие из опыта проектирования в конкретной отрасли промышленности и специфики работы объектов.

Поскольку пособие предназначено для учебных целей, не представляется возможным всюду делать ссылки на первоисточники. В основном справочный материал заимствован из [1–7], а также из информационно-справочного издания «Новости Электротехники» (www.news.elteh.ru). По вопросам, которые изложены только частично, по тексту даются ссылки на соответствующую литературу.

Материалы справочника могут быть использованы как на стадии проектирования электроснабжения объектов и установок, так и при проработке вопросов оптимизации развивающихся сетей и систем электроснабжения, повышения надежности, безопасности и экономичности их работы.

1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1. Методы расчета

Электрические нагрузки промышленных предприятий определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередачи, районных трансформаторных подстанций, питательных и распределительных сетей. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при проектировании и эксплуатации электрических сетей.

Расчет нагрузок на разных уровнях электроснабжения производится различными методами, в зависимости от исходных данных и требований точности. Обычно расчет ведут от низших уровней к высшим. Однако при проектировании крупных предприятий иногда приходится вести расчеты от верхних уровней к нижним. В этом случае пользуются комплексным методом расчета. За основу берут информационную базу аналогичного предприятия (технология, объем производства, номенклатура изделий). При этом сначала решают вопросы электроснабжения предприятия в целом, затем комплекса цехов, отдельного производства, района завода; цеха или части завода, питающихся от одной РП. Комплексный метод предусматривает одновременное применение нескольких способов расчета максимальной нагрузки P_p (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Методы расчета электрических нагрузок

Метод расчета	Формула	Пояснения
По электроемкости продукции	$P_p = \sum \varepsilon_i M_i / T_m$	M_i, ε_i – объем и электроемкость (табл. 1.2) продукции i -го вида; T_m – годовое число часов использования максимума нагрузки
По общегодовому электропотреблению	$P_p = K_m A / T_z$	K_m – среднегодовой коэффициент максимума; A – общегодовое электропотребление; $T_z = 8760$ – число часов в году
По удельным мощностям нагрузок	$P_p = \gamma F$	γ – удельная плотность нагрузки (табл. 1.5); F – площадь предприятия, района, цеха
По среднегодовому коэффициенту спроса K_c	$P_p = K_c P_{уст}$	$P_{уст}$ – сумма установленных мощностей; K_c – коэффициент спроса (табл. 1.6)
Метод упорядоченных диаграмм (табл. 1.3)	$P_p = K_m K_u P_{уст}$	$P_{уст}$ – сумма установленных мощностей; K_m – коэффициент максимума (табл. 1.8); K_u – коэффициент использования (табл. 1.7)

Таблица 1.2

Средние удельные нормы расхода электроэнергии на некоторые виды
промышленных изделий

Продукция	Единица измерения	Средняя удельная норма расхода
1	2	3
Кислород	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	469,7
Переработка газа	$\frac{\text{тыс.м}^3}$	16,1
Сжатый воздух		80
Этилен		2214,4
Ацетилен		3234,8
Чугун		9,7
Электротехническая сталь		677,2
Сталь мартеновская	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	11,9
Сталь кислородно-конверторная	$\frac{\text{т}}$	25
Прокат черных металлов		102,5
Трубы стальные		133,3
Бумага		667,3
Целлюлоза		367,1
Производство масел		309,9
Добыча железной руды		56,5
Добыча марганцевой руды		90,2
Ферросилилит 45%	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	4726
Цемент	$\frac{\text{т}}$	106
Асбест		600,5
Гипс		24,3
Добыча угля		30,0
В том числе:		
добыча подземным способом	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	38,0
добыча открытым способом	$\frac{\text{т}}$	11,9
переработка угля (обогащение)		6,9
угольные брикеты		27,6
Пиломатериалы		19
Древесностружечные плиты	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	169
Фанера клееная	$\frac{\text{м}^3}$	104,6
Железобетонные конструкции		28,1
Кирпич красный	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	77,2
Кирпич силикатный	$\frac{\text{тыс.шт}}$	34,9
Шифер		55,7
Строительно-монтажные работы	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	22,63
Производство мебели	$\frac{\text{тыс.руб.}}$	429
Хлопчатобумажные ткани		1100
Шерстяные ткани	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	2390
Шелковые ткани	$\frac{\text{тыс.м}^2}$	1210
Льняные ткани		1061,4

Окончание таблицы 1.2

1	2	3
Чулочно-насочные изделия	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	200,6
Обувь кожаная	$\frac{\text{тыс. пар}}$	791,5
Бурение разведочное	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	74,5
Бурение эксплуатационное	$\frac{\text{м}}$	101,5
Добыча нефти		30,7
Переработка нефти:		30,4
первичная переработка	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	14,2
крекинг термический	$\frac{\text{т}}$	14,7
крекинг каталитический		60,6
гидроформинг и каталитический риферинг		81,1
Транспортировка нефтепродуктов по магистральным продуктопроводам		15,4
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	13,4
Транспортировка газа по магистральным газопроводам	$\frac{\text{тыс. т} \cdot \text{км}}$	20,2
Химические волокна		4861,8
В том числе:		
шелк вискозный		8937,6
шелк капроновый		11651,3
шелк ацетатный		6263,4
шелк триацетатный		7643,3
шелк хлориновый		2396,1
штапель вискозный	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	2349,0
штапель медно-аммиачный	$\frac{\text{т}}$	1981,5
Искусственный шелк для корда и технических изделий		4180,0
шелк капроновый для корда и технических изделий		6409,7
шелк лавсановый для корда и технических изделий		5383,2
штапель капроновый		3355,3
штапель лавсановый		3507,4
Синтетические смолы и пластмассы		1414,4
В том числе:		
карбамидные смолы		160,7
капролактамы		4053,1
диметилфталат		1663,2
ацетат	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	6098,6
полиэтилен высокого давления	$\frac{\text{т}}$	2285,5
полиэтилен низкого давления		3797,2
ацетаты целлюлозы		2053,9
ионообменные смолы		2378,8
поливинилацетатная эмульсия		428,9
прочие виды смол и пластмасс		780,9

Таблица 1.3

Сводка основных положений по определению расчетных электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм

Фактическое число электроприемников в группе, n	$m = \frac{P_{ном. max}}{P_{ном. min}}$	$n_{эф}$	P_p , кВт	Q_p , кВАр
Три и менее	не определяется		$P_p = \sum_{i=1}^n p_{ном. i}$	$Q_p = \sum_{i=1}^n p_{ном. i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$
Более трех	$m \leq 3$ При определении исключаются ЭП, суммарная мощность которых не превышает 5% $\sum p_{ном}$ группы	$n_{эф} = n$	$P_p = K_M \cdot P_{см} =$ $= K_M \cdot \sum K_u \cdot p_{ном. i}$ (K_M определяется по табл. 1.8)	При $n \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{см}$; при $n > 10$ $Q_p = Q_{см} =$ $= \sum_{i=1}^n p_{см i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$
	$m > 3$ (точное определение не требуется)	$n_{эф} < 4$	$P_p = \sum K_{загр i} \cdot p_{ном. i}$ (допускается принимать $K_{загр} = 0,9$ для ЭП длительного режима и $K_{загр} = 0,75$ для ЭП ПКР)	$Q_p = 0,75 \cdot P_p$ (для ЭП длительного режима $\cos\varphi = 0,8$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,75$); $Q_p = P_p$ (для ЭП ПКР $\cos\varphi = 0,7$; $\operatorname{tg}\varphi = 1$)
	$m > 3$	$n_{эф} \geq 4$	$P_p = K_M \cdot P_{см}$ (K_M определяется по табл. 1.8)	При $n \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{см}$; при $n > 10$ $Q_p = Q_{см} =$ $= \sum_{i=1}^n p_{см i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$
	$m > 3$	$n_{эф} > 200$	$P_p = P_{см} =$ $= \sum K_u i \cdot p_{ном. i}$	$Q_p = Q_{см}$
Если более 75% установленной мощности расчетного узла составляют ЭП с практически постоянным графиком нагрузки ($K_u \geq 0,6$, $K_{вкл} \approx 1$, $K_{загр} \geq 0,9$ – насосы, компрессоры, вентиляторы)		не определяется	$P_p = P_{см} =$ $= \sum K_u i \cdot p_{ном. i}$	$Q_p = Q_{см} =$ $= \sum_{i=1}^n p_{см i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$
При наличии в расчетном узле ЭП с переменным и постоянным графиком нагрузки	Определяется только для ЭП с переменным графиком нагрузки		$P_p = P_{p1} + P_{p2} =$ $K_M \cdot P_{см1} + P_{см2}$	$Q_p = Q_{p1} + Q_{см2}$

Примечание: эффективное число электроприемников определяется по соотношению

$$n_{эф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{ном. i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ном. i}^2}$$

или одним из упрощенных способов; при $m > 3$ и $K_u < 0,2$ $n_{эф}$ определяется по

таблице 1.4.

Таблица 1.4

Относительные значения эффективного числа электроприемников

$$n_{\text{эф}^*} = \frac{n_{\text{эф}}}{n} \text{ в зависимости от } n_* = \frac{n_1}{n} \text{ и } P_* = \frac{P_{\text{ном1}}}{P_{\text{ном}}}$$

$n_* = \frac{n_1}{n}$	P_*													
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,005	0,005	0,006	0,007	0,01	0,013	0,019	0,024	0,03	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,01	0,009	0,012	0,015	0,019	0,026	0,037	0,047	0,059	0,07	0,1	0,14	0,2	0,32	0,52
0,02	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51	0,71
0,03	0,03	0,04	0,04	0,06	0,08	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,04	0,04	0,05	0,06	0,08	0,1	0,15	0,18	0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,05	0,05	0,06	0,07	0,1	0,13	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,9
0,06	0,06	0,08	0,09	0,12	0,15	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,70	0,83	0,92
0,08	0,08	0,09	0,12	0,15	0,20	0,28	0,33	0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,10	0,09	0,12	0,15	0,19	0,25	0,34	0,40	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,15	0,14	0,17	0,23	0,28	0,37	0,48	0,56	0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95	-
0,20	0,19	0,23	0,29	0,37	0,47	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,93	0,95	-	-
0,25	0,24	0,29	0,35	0,45	0,57	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95	-	-	-
0,30	0,29	0,35	0,42	0,53	0,66	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95	-	-	-	-
0,35	0,33	0,41	0,50	0,52	0,74	0,86	0,91	0,94	0,95	-	-	-	-	-
0,40	0,35	0,47	0,57	0,69	0,81	0,91	0,93	0,95	-	-	-	-	-	-
0,45	0,43	0,52	0,64	0,76	0,87	0,93	0,95	-	-	-	-	-	-	-
0,50	0,48	0,58	0,70	0,82	0,91	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-
0,55	0,52	0,63	0,75	0,87	0,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,60	0,57	0,69	0,81	0,91	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,65	0,62	0,74	0,86	0,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,70	0,66	0,80	0,90	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,75	0,71	0,85	0,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,80	0,76	0,89	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,85	0,80	0,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,90	0,85	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,0	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечания: 1. Для промежуточных значений P_* и n_* рекомендуется брать ближайшие меньшие значения.

2. Таблица составлена по уравнению:

$$n_{\text{эф}^*} = \frac{0,95}{\frac{P_*^2}{n_*} + \frac{(1 + P_*)^2}{1 - n_*}}$$

Таблица 1.5

Ориентировочные удельные плотности силовой нагрузки на 1 м² площади производственных зданий некоторых отраслей промышленности

Производственные здания	γ , Вт/м ²
Литейные и плавильные цехи	230–370
Механические и сборочные цехи	200–300
Механосборочные цехи	280–390
Электросварочные и термические цехи	300–600
Штамповочные и фрезерные цехи	150–300
Цехи металлоконструкций	350–390
Инструментальные цехи	50–100
Прессовочные цехи для заводов пластмасс	100–200
Деревообрабатывающие и модельные цехи	75–140
Блоки вспомогательных цехов	260–300
Заводы горно-шахтного оборудования	400–420
Заводы бурового оборудования	260–330
Заводы краностроения	330–350
Заводы нефтеаппаратуры	220–270
Прессовые цехи	277–300

1.2. Коэффициенты спроса, использования и максимума

Значения коэффициентов использования, спроса и максимума для различных электроприемников определены из опыта эксплуатации и при проектировании принимаются по справочным материалам – табл.1.6–1.8.

Таблица 1.6

Коэффициенты спроса и мощности

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
<i>Корпуса, цеха, насосные и другие установки общепромышленного назначения</i>		
Блок основных цехов	0,40-0,50	0,75
Блок вспомогательных цехов	0,30-0,35	0,7
Кузнечно-прессовые	0,40-0,5	0,75
Термические, закалочные	0,6	0,75
Металлоконструкций, сварочно-заготовительные	0,25-0,35	0,65-0,75
Механосборочные, столярные, модельные	0,20-0,30	0,60-0,80
Малярные, красильные	0,40-0,50	0,60-0,70
Собственные нужды ТЭЦ	0,60-0,70	0,8
Лаборатории, заводоуправления, конструкторские бюро, конторы	0,40-0,50	0,70-0,80
Депо электрокар	0,50-0,70	0,70-0,80

Продолжение таблицы 1.6

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
Депо (паровозное, пожарное, железнодорожное)	0,30-0,40	0,60-0,80
Гаражи автомашин	0,20-0,30	0,7
Котельные	0,50-0,60	0,8
Склады готовой продукции, металла, магазины	0,30-0,40	0,8
Столовая	0,40-0,50	0,9
Лесозаводы	0,35-0,45	0,75
Лесосушки	0,60-0,70	0,75-0,90
Термическая нагрузка (нагревательные печи)	0,70-0,80	0,85-0,90
Крановая нагрузка, подъемники	0,20-0,30	0,50-0,70
Электросварка	0,6	0,35
Малярные, модельные	0,40-0,50	0,50-0,60
Склады открытые	0,20-0,30	0,60-0,70
<i>Медеплавильные заводы</i>		
Ватержакеты и отражательные печи	0,5	0,8
Цех рафинации меди	0,6	0,75
<i>Заводы цветной металлургии</i>		
Цех электролиза	0,7	0,85
Отдел регенерации	0,5	0,8
Разливочная	0,4	0,7
Лаборатория	0,25	0,7
Аглоцех	0,5	0,8
<i>Заводы черной металлургии</i>		
Цех холодного проката	0,40-0,50	0,8
Цех горячего проката	0,50-0,60	0,8
Мартеновский цех	0,40-0,50	0,75
Доменный цех	0,45	0,75
Слябинг	0,5	0,8
Цех сталеплавильных печей	0,4	0,7
Цех проката жести	0,45	0,70-0,80
<i>Обогатительные фабрики</i>		
Цех обогащения	0,60-0,65	0,8
Цех дробления	0,40-0,45	0,75
Флотационный цех	0,60-0,70	0,75
Сгустители	0,50-0,55	0,7
Шаровые мельницы	0,50-0,60	0,8
Реагентный, баритовый цех	0,6	0,8
Золоизвлекательный цех	0,4	0,7
Цех мокрой магнитной сепарации	0,5	0,8
Дробильно-промывочный цех	0,40-0,50	0,8

Продолжение таблицы 1.6

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
<i>Агломерационные фабрики</i>		
Спекальный цех	0,5	0,7
Цех фильтрации	0,50-0,60	0,7
Цех рудничной мелочи	0,4	0,65
Цех шихты	0,4	0,65
Цех перегрузки	0,30-0,40	0,65
Сероулавливающее устройство	0,50-0,55	0,75
<i>Алюминиевые заводы</i>		
Блок мокрого размола и обработки	0,5	0,3
Выпарка, декомпозиция	0,55-0,60	0,85
Цех спекания, прокалывания	0,50-0,60	0,85
Цех выщелачивания, сгущения	0,40-0,50	0,8
Склады сырья	0,20-0,30	0,65
<i>Заводы тяжелого машиностроения</i>		
Главный корпус	0,30-0,40	0,65-0,70
Мартеновский цех	0,40-0,50	0,70-0,80
Кузнечный цех	0,40-0,45	0,75
Термический цех	0,50-0,60	0,65
Моторный цех	0,35	0,75
Экспериментальный цех	0,30-0,40	0,7
Арматурный цех	0,30-0,35	0,6
Рессорный цех	0,3	0,65
Сварочный цех	0,40-0,45	0,6
Аппаратный цех	0,3	0,7
Изоляционный цех	0,50-0,60	0,9
Лаковарочный цех	0,6	0,9
Эстакада	0,25	0,65
Цех пресс-порошка	0,40-0,50	0,85
Цех электролиза	0,5	0,8
Цех металлопокрытий	0,4	0,8
Экспериментальный цех	0,2	0,7
<i>Трансформаторные заводы</i>		
Главный корпус	0,4	0,80-0,85
Сварочный корпус	0,35	0,7
Аппаратный корпус	0,3	0,7
Изоляционный корпус	0,6	0,9
Лаковарочный корпус	0,4	0,8
<i>Авторемонтные заводы</i>		
Цех обмотки проводов	0,4	0,7
Кузовной цех	0,35	0,8
Цех обкатки автодвигателей	0,60-0,70	0,6

Продолжение таблицы 1.6

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
Станочное оборудование	0,25	0,6
Разборно-моечный цех	0,3	0,65
<i>Судоремонтные заводы</i>		
Главный корпус	0,4	0,8
Котельный цех	0,5	0,65
Сухой док	0,4	0,6
Плавающий док	0,5	0,7
Механические цеха	0,25-0,35	0,60-0,70
<i>Автомобильные заводы</i>		
Цех шасси и главный конвейер	0,35	0,75
Моторный цех	0,25	0,7
Прессово-кузовный цех	0,2	0,7
Кузнечный цех	0,2	0,75
Арматурно-агрегатный цех	0,2	0,7
<i>Авиационные заводы</i>		
Цех обработки блоков, поршней, шатунов и прочих деталей двигателей	0,35	0,7
Цех сборки, испытаний двигателей	0,4	0,8
Цех производства мелких деталей	0,3	0,7
Гальванический цех	0,5	0,85
Станция химводоочистки, канализации	0,6	0,8
Градирия	0,7	0,8
Склад кислот	0,3	0,7
Цех пластмасс	0,4	0,9
Штамповочный цех деталей корпуса самолета	0,4	0,6
Штамповочный цех деталей покрытия самолета	0,3	0,8
Цех сборки остова самолета	0,4	0,6
Цех полной сборки самолетов	0,4	0,7
<i>Химические заводы и комбинаты</i>		
Цех красителей	0,4	0,75
Цех натриевой соли	0,45	0,75
Цех хлорофоса, синильной кислоты	0,50-0,55	0,75
Цех метилхлорида, сульфата аммония	0,5	0,70-0,75
Цех холодильных установок	0,6	0,8
Склады готовой продукции	0,2	0,5
Надшахтные здания	0,7	0,80-0,85
Здания подъемных машин	0,60-0,70	0,80-0,85
Галереи транспортеров	0,35-0,40	0,60-0,80
Здание шахтного комбината	0,5	0,9
Эстакады и разгрузочные пункты	0,60-0,70	0,65-0,80
Цех обезвоживания	0,5	0,8
Башня Эстнера	0,5	0,7
Эстакада наклонного транспорта	0,4	0,8

Продолжение таблицы 1.6

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
Сушильное отделение	0,7	0,8
Корпус запасных резервуаров	0,3	0,8
Химлаборатория	0,3	0,8
Цех защитных покрытий	0,5	0,8
<i>Нефтеперерабатывающие заводы</i>		
Установка каталитического крекинга	0,50-0,60	0,8
Установка термического крекинга	0,65	0,85
Установка прянной гонки	0,50-0,60	0,75
Установка алкиляции, инертного газа	0,55	0,75
Электрообессоливающая, этилсмесительная установка	0,50-0,60	0,8
ЭЛОУ	0,50-0,60	0,8
Резервуарные парки	0,3	0,65
<i>Коксохимические заводы</i>		
Дезинтеграторное отделение	0,6	0,8
Перегрузочная станция дробления	0,5	0,7
Дозировочное отделение	0,4	0,8
Угольные ямы	0,7	0,75
Вагоноопрокидыватель	0,4	0,8
Коксовые батареи	0,60-0,70	0,85-0,90
Пекококсовая установка	0,7	0,8
Смолоразгонный цех	0,7	0,8
Дымососная установка	0,7	0,8
Бензольный цех	0,7	0,8
Насосная конденсата	0,6	0,7
Ректификация	0,6	0,75
Сероочистка	0,7	0,8
Углемойка	0,4	0,75
Холодильники аммиачной воды	0,5	0,8
<i>Цементные заводы</i>		
Шиферное производство	0,35	0,7
Сырьевые мельницы	0,50-0,60	0,8
Сушильный цех	0,40-0,50	0,85
Цементные мельницы	0,50-0,60	0,8
Шламбассейны	0,7	0,85
Клинкерное отделение	0,35-0,45	0,75
Цех обжига	0,40-0,50	0,80-0,90
Электрофильтры	0,4	0,75
Цех дробления	0,5	0,8
Химводоочистка	0,50-0,60	0,8
Склады сырья	0,20-0,30	0,6

Продолжение таблицы 1.6

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
<i>Заводы абразивные и огнеупоров</i>		
Цех шлифпорошков	0,5	0,8
Подготовительный цех	0,4	0,75
Цех шлифзерна, шлифизделий	0,40-0,50	0,75
Цех дробления	0,50-0,60	0,8
Цех переплавки пирита	0,6	0,85
Печной цех	0,6	0,9
Угледготовка	0,40-0,50	0,75
Шамотный цех	0,40-0,45	0,7
Стекольный цех	0,5	0,75
<i>Промышленные базы стройиндустрии</i>		
Корпус дробления камня	0,40-0,60	0,75
Корпус промывки и сортировки	0,40-0,50	0,7
Корпус керамзитовых, бетонных и гончарных труб	0,4	0,7
Корпус железобетонных конструкций	0,30-0,40	0,7
Бетонно-смесительный цех	0,5	0,75
Цех силикатно-бетонных изделий	0,40-0,45	0,75
Цех производства шифера	0,40-0,45	0,75
Цех помола извести	0,5	0,7
Цех ячеистых бетонов	0,4	0,65
Цех гипсошлаковых изделий	0,4	0,65
Арматурный цех	0,35	0,6
Склады	0,25	0,6
<i>Текстильные, трикотажные, ситценабивные меланжевые фабрики</i>		
Прядильный цех	0,50-0,70	0,75
Ткацкий цех	0,60-0,70	0,8
Красильный, отбельный цех	0,50-0,55	0,70-0,80
Крутильный цех	0,50-0,60	0,8
Корпуса "медно", "утка" и др.	0,5	0,7
Сушильный, ворсовальный цех	0,40-0,50	0,75-0,80
Печатный цех	0,5	0,75
Вязальный, трикотажный цех и др.	0,40-0,50	0,7
Цех носочно-чулочных изделий	0,40-0,50	0,7
Цех капроно-нейлоновых изделий	0,50-0,60	0,75
Швейные мастерские	0,30-0,40	0,65
Основальный корпус	0,6	0,7
Кузнечно-сварочный цех	0,3	0,5
Опытный флотационный цех	0,7	0,8
Разгрузочное устройство	0,3	0,8
Главный корпус сильвинитовой фабрики	0,7	0,8

Окончание таблицы 1.6

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
<i>Научно-исследовательские экспериментальные институты</i>		
Главный корпус опытного завода	0,30-0,40	0,7
Машинный зал	0,5	0,8
Электрофизический корпус	0,4	0,75
Лаборатория низких температур	0,50-0,60	0,85
Корпус высоких напряжений	0,35	0,8
Лаборатория специальных работ	0,35	0,7
<i>Деревообрабатывающие комбинаты и заводы</i>		
Лесопильный завод	0,4	0,75
Сушильный цех	0,35	0,8
Биржа сырья	0,3	0,65
Цех прессованных плит	0,4	0,75
Столярный, модельный, деревообрабатывающий	0,25-0,35	0,7
<i>Станкостроительный завод</i>		
Главный корпус	0,5	0,6
Эстакада к главному корпусу	0,5	0,7
Станция осветления вод	0,7	0,85
<i>Бумажные фабрики</i>		
Бумажные машины	0,60-0,65	0,75
Дереворубка	0,40-0,45	0,65
Кислотный цех	0,5	0,8
Варосный цех	0,35	0,70-0,80
Отбельный цех	0,50-0,60	0,7
Тряпковарка	0,60-0,65	0,8
Лесотаски	0,35	0,6

Таблица 1.7

Коэффициенты использования и мощности некоторых механизмов и аппаратов промышленных предприятий

Механизмы и аппараты	K_u	$\cos\varphi$
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы (мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные, расточные).	0,12–0,14	0,5
То же при крупносерийном производстве.	0,16	0,6
То же при тяжелом режиме работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные станки).	0,17–0,25	0,65

Окончание таблицы 1.7

Механизмы и аппараты	K_u	$\cos\varphi$
Поточные линии, станки с ЧПУ	0,6	0,7
Переносный электроинструмент	0,06	0,65
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-техническая вентиляция	0,6-0,8	0,8-0,85
Насосы, компрессоры, дизель-генераторы и двигатель-генераторы	0,7-0,8	0,8-0,85
Краны, тельферы, кран-балки при ПВ = 25%	0,06	0,5
То же при ПВ=40%	0,1	0,5
Транспортеры	0,5-0,6	0,7-0,8
Сварочные трансформаторы дуговой сварки	0,25-0,3	0,35-0,4
Приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2-0,24	0,65
Элеваторы, шнеки, несбалансированные конвейеры мощностью до 10 кВт	0,4-0,5	0,6-0,7
То же, сблокированные и мощностью выше 10 кВт	0,55-0,75	0,7-0,8
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3	0,6
Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,5	0,7
Сварочные машины шовные	0,2-0,5	0,7
Сварочные машины стыковые и точечные	0,2-0,25	0,6
Сварочные дуговые автоматы	0,35	0,5
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75-0,8	0,95
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75-0,8	0,95
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой изделий	0,5	0,95
Вакуум-насосы	0,95	0,85
Вентиляторы высокого давления	0,75	0,85
Вентиляторы к дробилкам	0,4-0,5	0,7-0,75
Газодувки (аглоэкструдеры) при синхронных двигателях	0,6	0,8-0,9
То же при асинхронных двигателях	0,8	0,8
Молотковые дробилки	0,8	0,85
Шаровые мельницы	0,8	0,8
Грохоты	0,5-0,6	0,6-0,7
Смесительные барабаны	0,6-0,7	0,8
Чашевые охладители	0,7	0,85
Сушильные барабаны и сепараторы	0,6	0,7
Электрофильтры	0,4	0,87
Вакуум-фильтры	0,3	0,4
Вагоноопрокидыватели	0,6	0,5
Грейферные краны	0,2	0,6
Лампы накаливания	0,85	1,0
Люминесцентные лампы	0,85-0,9	0,95

Таблица 1.8

Определение коэффициента максимума по
известным значениям K_u и $n_{эф}$

$n_{эф}$	Коэффициент максимума K_m при K_u									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,25	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
35	1,55	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,03
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,03
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,13	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,05	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,15	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02	1,01
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,01
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,01
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,00

Величина коэффициента спроса K_c может быть принята по таблице 1.9 в зависимости от величины коэффициента использования K_u для данной группы приемников (таблица 1.9 составлена для среднего коэффициента включения, равного 0,8).

Таблица 1.9

Взаимосвязь между коэффициентом спроса
и коэффициентом использования

K_u	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
K_c	0,5	0,6	0,65-0,70	0,75-0,80	0,85-0,90	0,92-0,95

1.3. Осветительная нагрузка

Таблица 1.10

Коэффициенты спроса осветительных нагрузок

Характеристика помещения	K_{co}
Мелкие производственные здания и торговые помещения	1
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из ряда отдельных помещений	0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,9
Лечебные заведения и учебные учреждения, конторско-бытовые здания	0,8
Складские здания, электрические подстанции	0,6
Аварийное освещение	1,0

Таблица 1.11

Удельная мощность (плотность) осветительной нагрузки, Вт/м²

Наименование объекта	$P_{уд}$
Литейные и плавильные цеха	12-19
Механические и сборочные цеха	11-16
Электросварочные и термические цеха	13-15
Инструментальные цеха	15-16
Деревообрабатывающие и модельные цеха	15-18
Блоки вспомогательных цехов	17-18
Инженерные корпуса	16-20
Центральные заводские лаборатории	20-27
Заводы горно-шахтного оборудования	10-13
Освещение территории	0,16

1.4. Графики электрических нагрузок

Режимы работы потребителей электрической энергии не остаются постоянными, а непрерывно изменяются в течение суток, недель, месяцев и года. Соответственно изменяется и нагрузка всех звеньев передачи и распределения электроэнергии и генераторов электрических станций. Изменение нагрузок электроустановок в течение времени принято изображать графически в виде графиков нагрузок.

Различают графики активных и реактивных нагрузок. По продолжительности графики нагрузки делятся на сменные, суточные и годовые.

В условиях эксплуатации изменения нагрузки по активной и реактивной мощности во времени представляют в виде ступенчатой кривой по показаниям счетчиков активной и реактивной

электроэнергии, снятым через одинаковые определенные интервалы времени (30 или 60 мин.).

Знание графиков нагрузки позволяет определять величину сечений проводов и жил кабелей, оценивать потери напряжения, выбирать мощности генераторов электростанций, рассчитывать системы электроснабжения проектируемых предприятий, решать вопросы технико-экономического характера и многое другое.

Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности приведены на рис. 1.1.

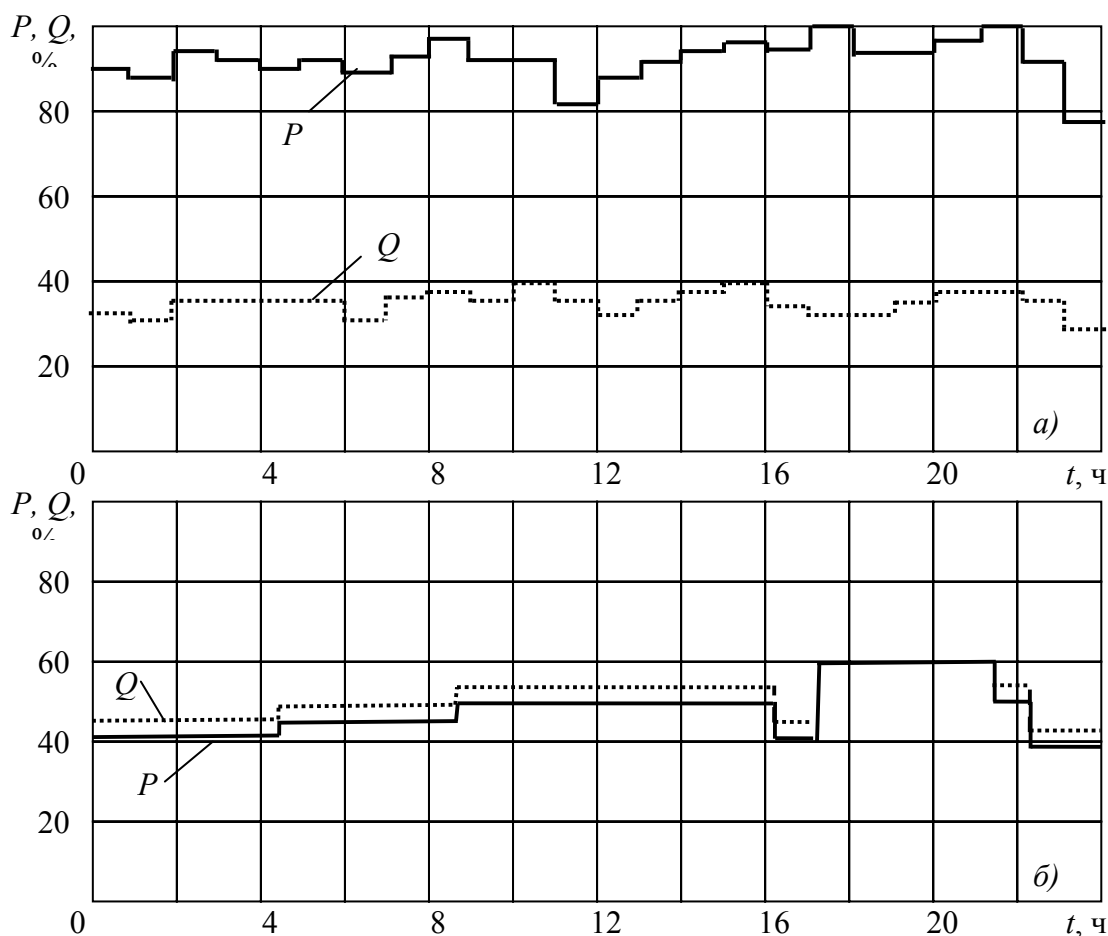
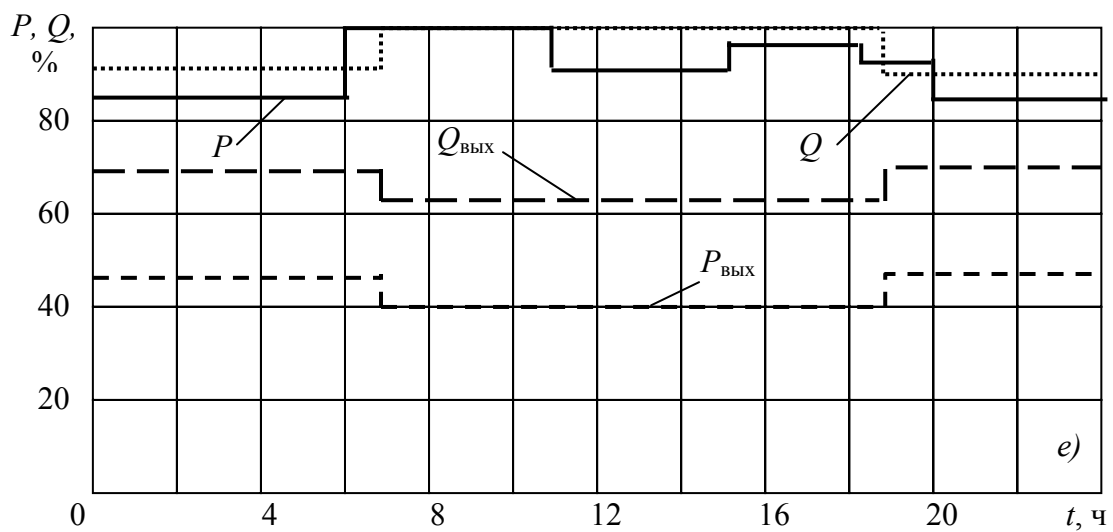
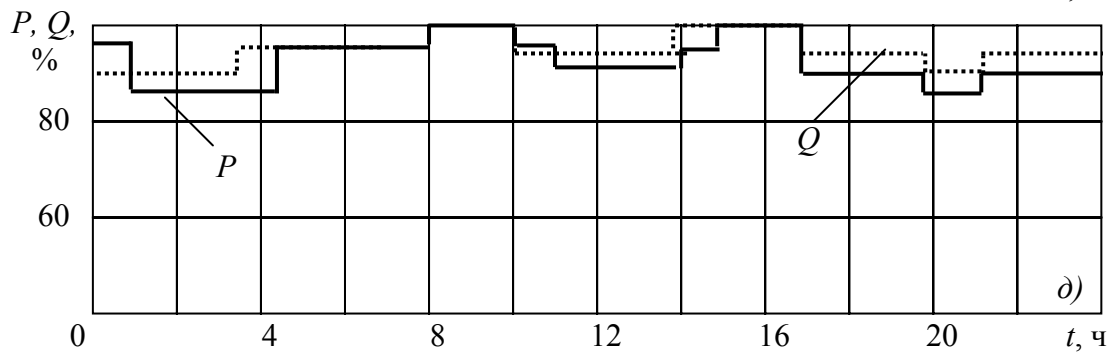
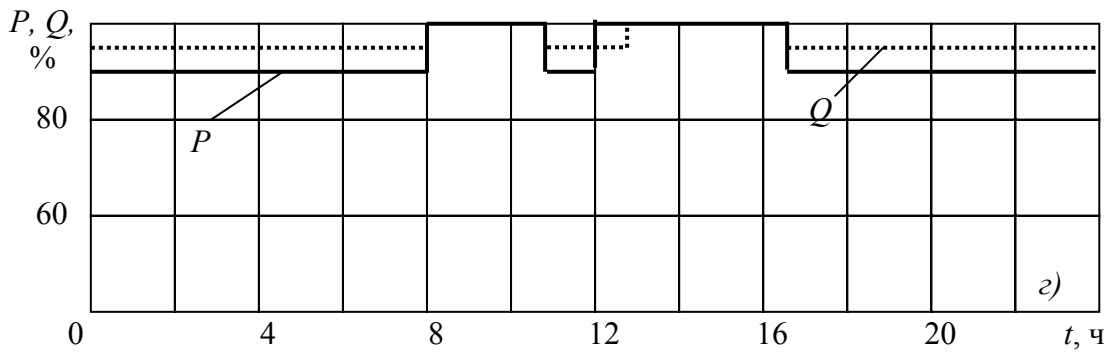
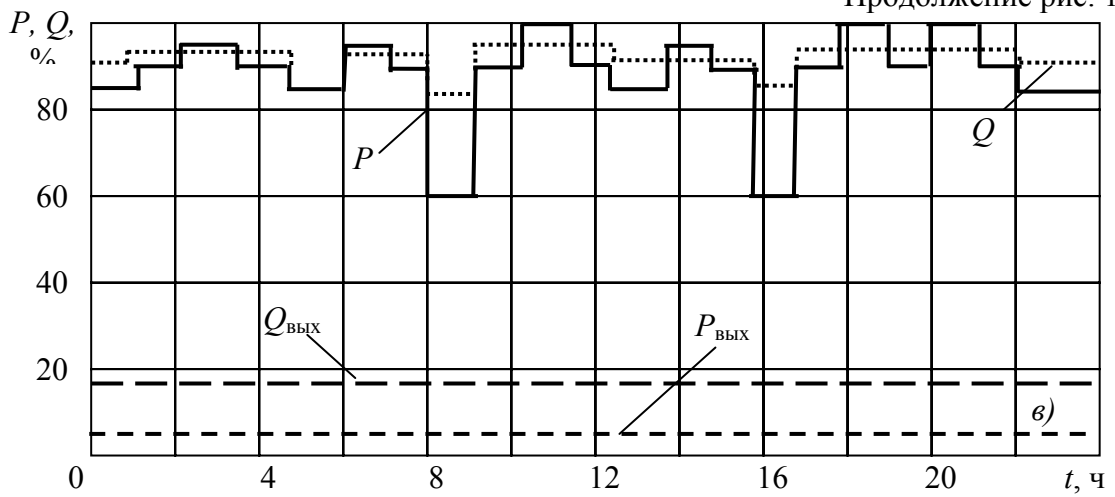


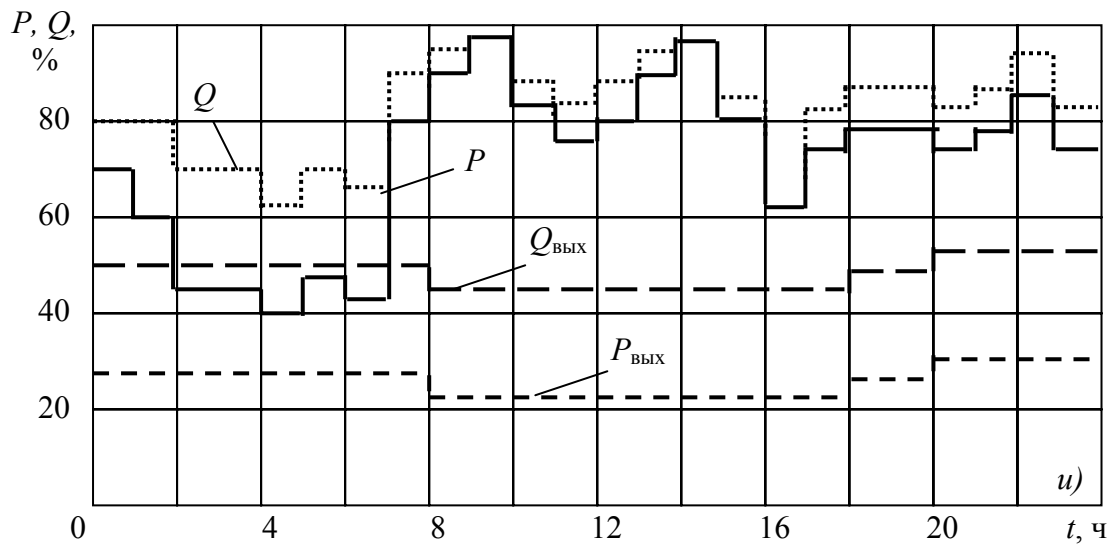
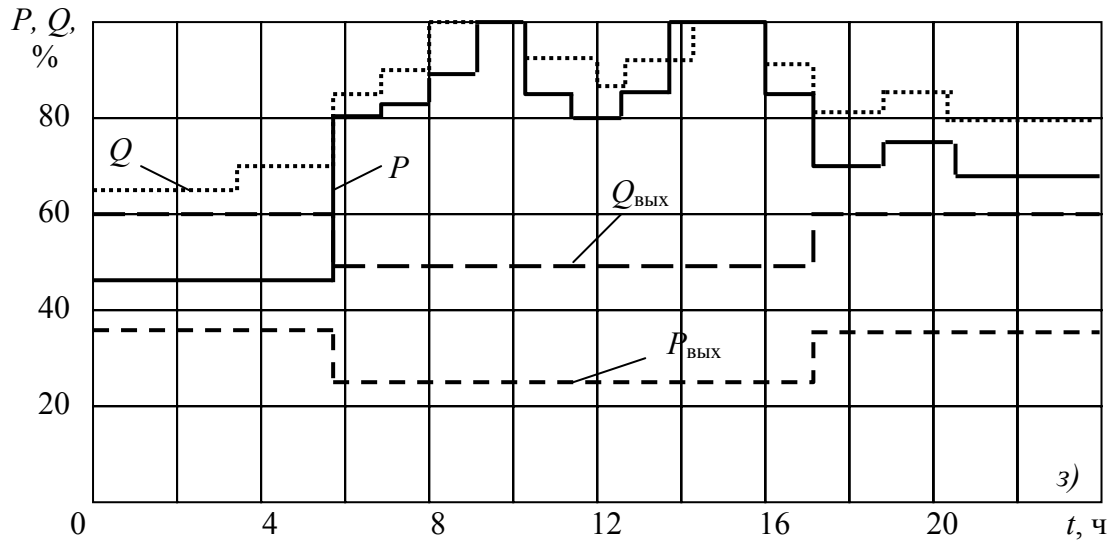
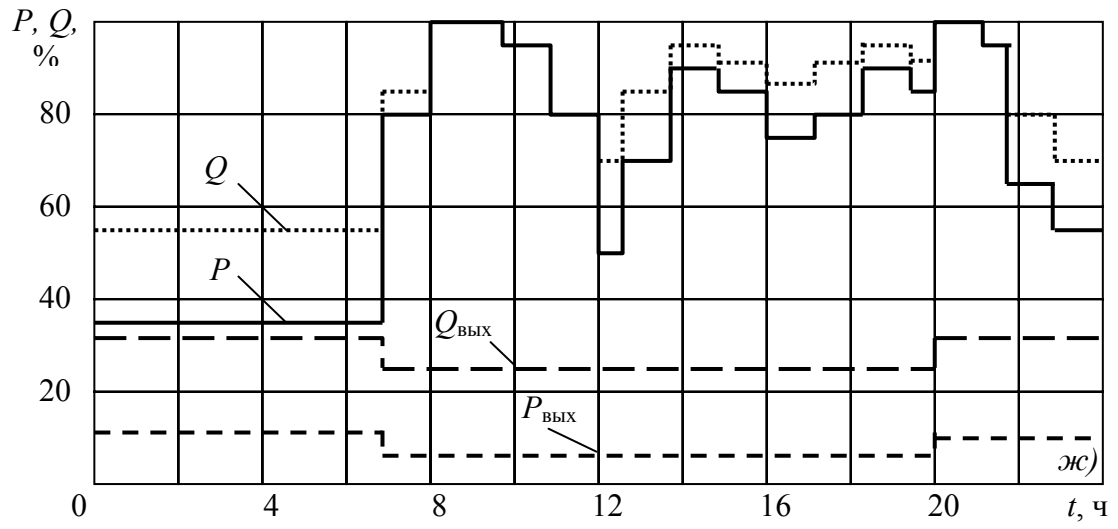
Рис. 1.1. Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности

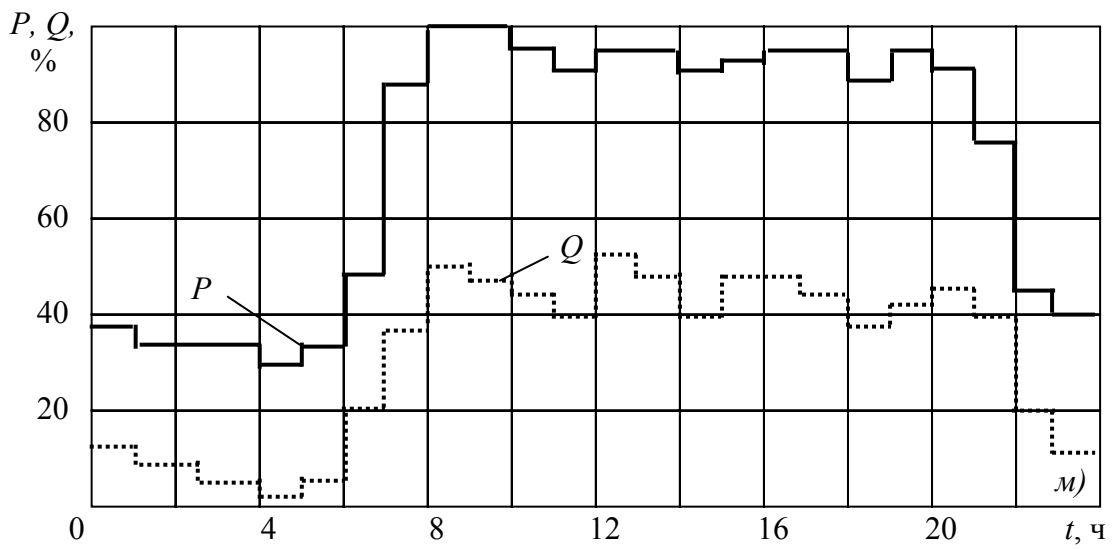
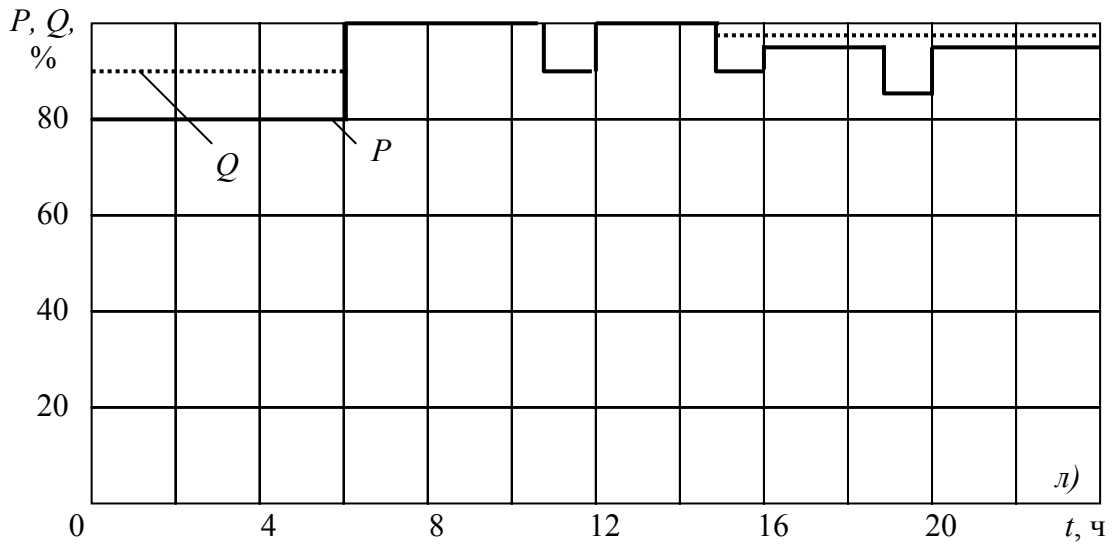
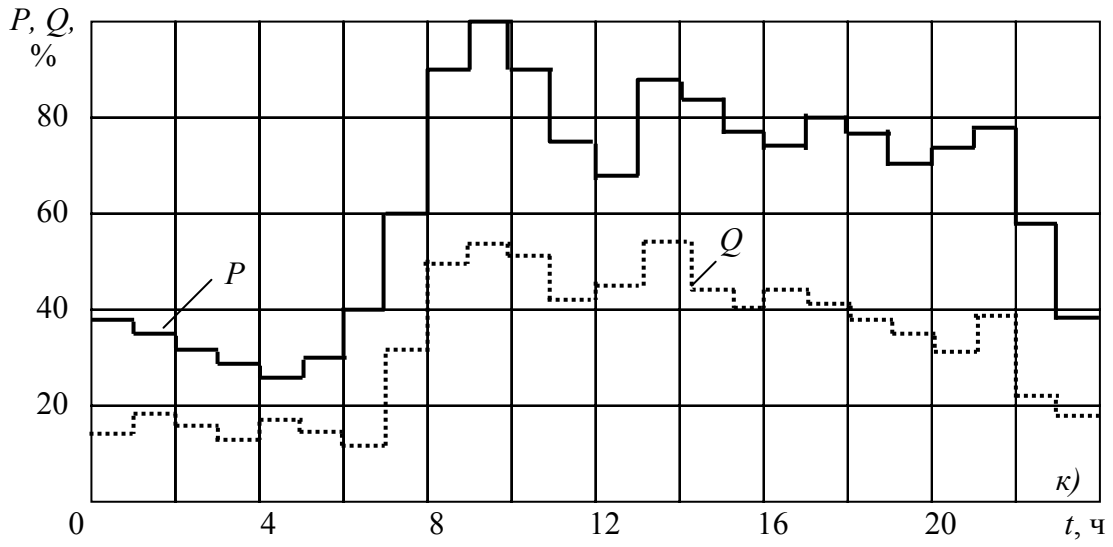
а – нефтепереработка; б – угледобыча; в – торфопереработка; г – цветной металлургии; д – химии; е – черной металлургии; ж – ремонтно-механических заводов; з – станкостроительных; и – автомобильных; к – деревообрабатывающей промышленности; л – целлюлозно-бумажной промышленности; м – легкой промышленности; н – прядильно-ткацких фабрик; о – печатных и отделочных фабрик; п – пищевой промышленности; р – тяжелого машиностроения.

P, Q – активная и реактивная нагрузка рабочего дня; $P_{\text{вых}}, Q_{\text{вых}}$ – активная и реактивная нагрузка выходного дня.

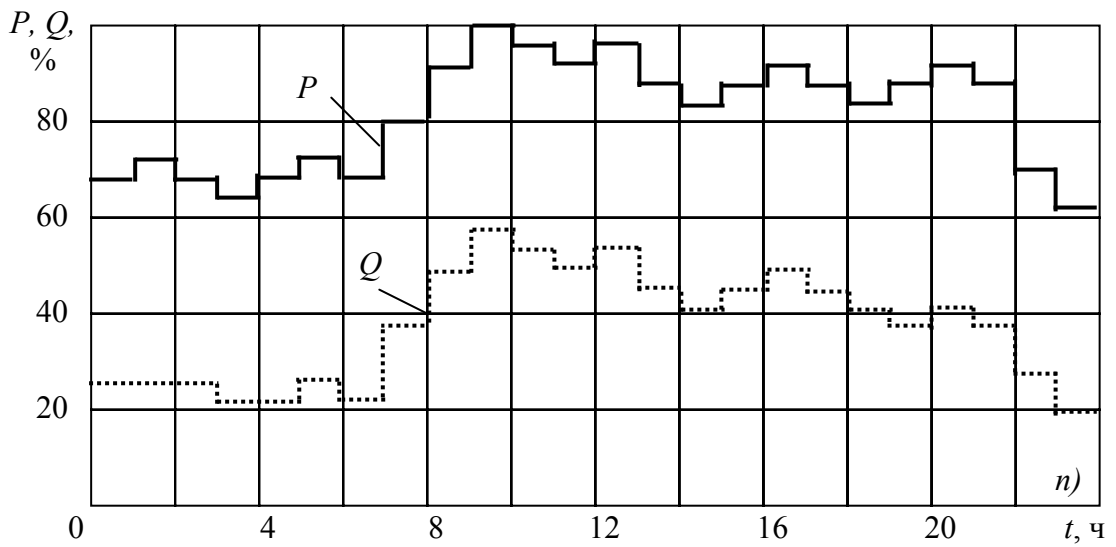
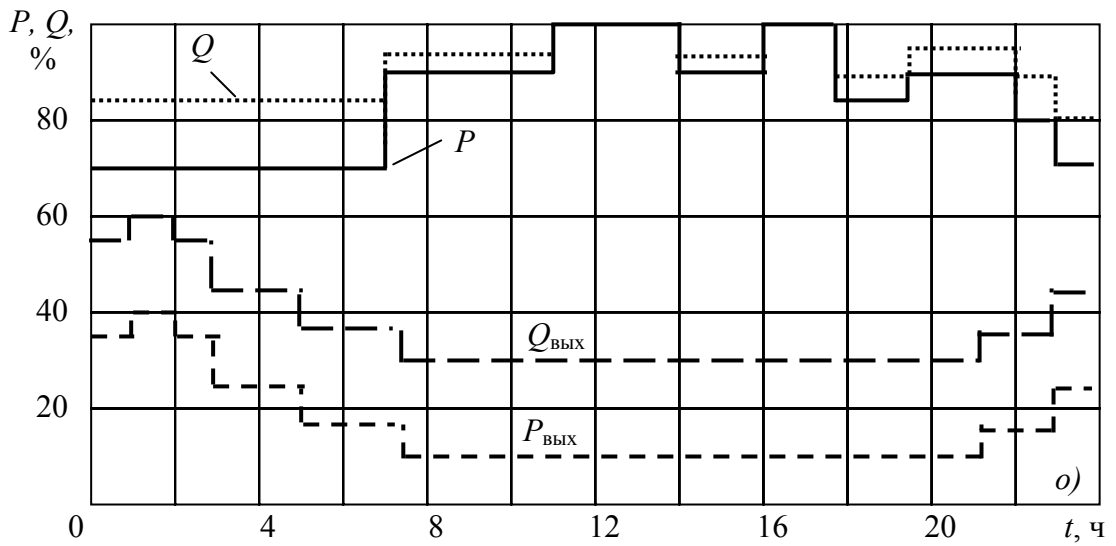
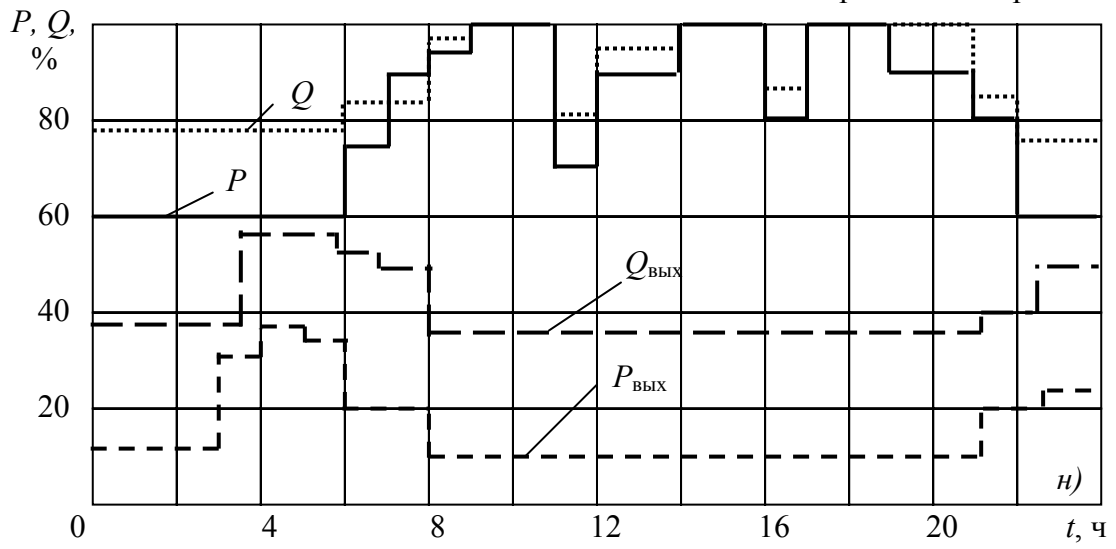
Продолжение рис. 1.1

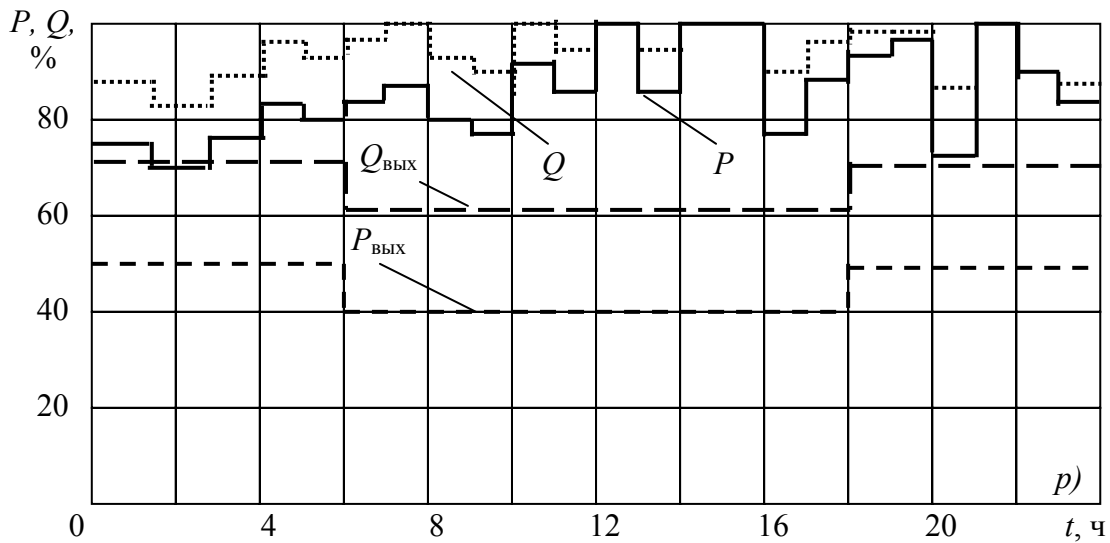






Продолжение рис. 1.1





1.5. Показатели, характеризующие графики нагрузок

При расчетах нагрузок применяются некоторые безразмерные показатели графиков нагрузок, характеризующие режим работы приемников электроэнергии по мощности и во времени.

Таблица 1.12

Показатели графиков электрических нагрузок по активной мощности

Коэффициент	Расчетные формулы показателей	
	Индивидуальные графики	Групповые графики
Использования, K_u	$K_u = p_{см}/p_{ном}$ $K_u = K_{вкл} \cdot K_{загр}$	$K_u = \frac{P_{см}}{P_{ном}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{u i} \cdot P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}}$ $K_u = K_{вкл} \cdot K_{загр}$
Включения, $K_{вкл}$	$K_{вкл} = \frac{t_{вкл}}{t_{цикл}} = \frac{t_p + t_{хх}}{t_{цикл}}$	$K_{вкл} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{вкл i} \cdot P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}}$

Коэффициент	Расчетные формулы показателей	
	Индивидуальные графики	Групповые графики
Загрузки, $K_{загр}$	$K_{загр} = \frac{P_{с.вкл}}{P_{ном}} = \frac{K_u}{K_{вкл}}$	$K_{загр} = \frac{K_u}{K_{вкл}}$
Формы графика нагрузки, K_ϕ	$K_\phi = \frac{P_{ск}}{P_{см}}$	$K_\phi = \frac{P_{ск}}{P_{см}}$ $P_{ск} = \sqrt{\frac{P_1^2 \cdot t_1 + P_2^2 \cdot t_2 + \dots + P_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}},$ <p>где P_1, P_2, \dots, P_n – средняя нагрузка на интервалах времени между замерами показаний приборов; t_1, t_2, \dots, t_n – временные интервалы между замерами.</p>
Максимум, K_M	–	$K_M = \frac{P_p}{P_{см}}$ $K_M = f(n_{эф}, K_u) \text{ – определяют по табл.1.8}$
Спроса, K_c	–	$K_c = \frac{P_p}{P_{ном}}$ $K_c = K_u \cdot K_M$
Заполнения графика нагрузки, $K_{з.г}$	–	$K_{з.г} = \frac{P_{см}}{P_p} = \frac{1}{K_M}$
Разновременности максимумов нагрузки (для трансформаторов ГПП см. табл. 1.13)	–	$K_{p.м} = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}$ $K_{p.м} = 0,85 \div 1,0$

Таблица 1.13

Значения коэффициентов разновременности на шинах (6–10 кВ) трансформаторов ГПП

Коэффициент разновременности $K_{p.м}$		
при $K_u \leq 0,3$ 0,75	$0,3 < K_u < 0,5$ 0,80	при $K_u \geq 0,5$ 0,85

2. ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Определяющим фактором при выборе схемы цеховой сети является расположение технологического оборудования на плане цеха, степень его ответственности, номинальное напряжение и мощности электроприемников, расстояние от центра питания до электроприемника, характер нагрузки (спокойная, резкопеременная) и ее распределение по площади цеха. По структуре схемы внутрицеховых электрических сетей могут быть радиальными, магистральными и смешанными. По конструктивным признакам классификация сетей приведена на рис. 2.1. Выбор конструкции сетей, способа канализации электрической энергии и типа проводников осуществляется с ориентацией на условия окружающей среды помещений цехов. В цеховых сетях напряжением до 1000 В наиболее широкое распространение получили электропроводки, кабельные линии комплектные шинопроводы. Воздушные линии имеют крайне ограниченное применение.

2.1. Общая классификация сред и помещений

Электропомещениями называются помещения или отгороженные, например, сетками, части помещения, доступные только для обслуживающего персонала, в которых установлено находящееся в эксплуатации электрооборудование, предназначенное для производства, преобразования или распределения электроэнергии.

В зависимости от характера окружающей среды нормативными документами [7] введена следующая классификация помещений:

Сухие помещения – помещения, в которых относительная влажность не превышает 60% при 20°C. Сухие помещения называются нормальными, если в них отсутствуют условия, характерные для помещений жарких, пыльных, с химически активной средой или взрывоопасных.

Влажные помещения – помещения, в которых пары или конденсирующаяся влага выделяются лишь временно и в небольших количествах, относительная влажность в которых не превышает 75% при 20°C.

Сырые помещения – помещения, в которых относительная влажность длительно превышает 75% при 20°C.

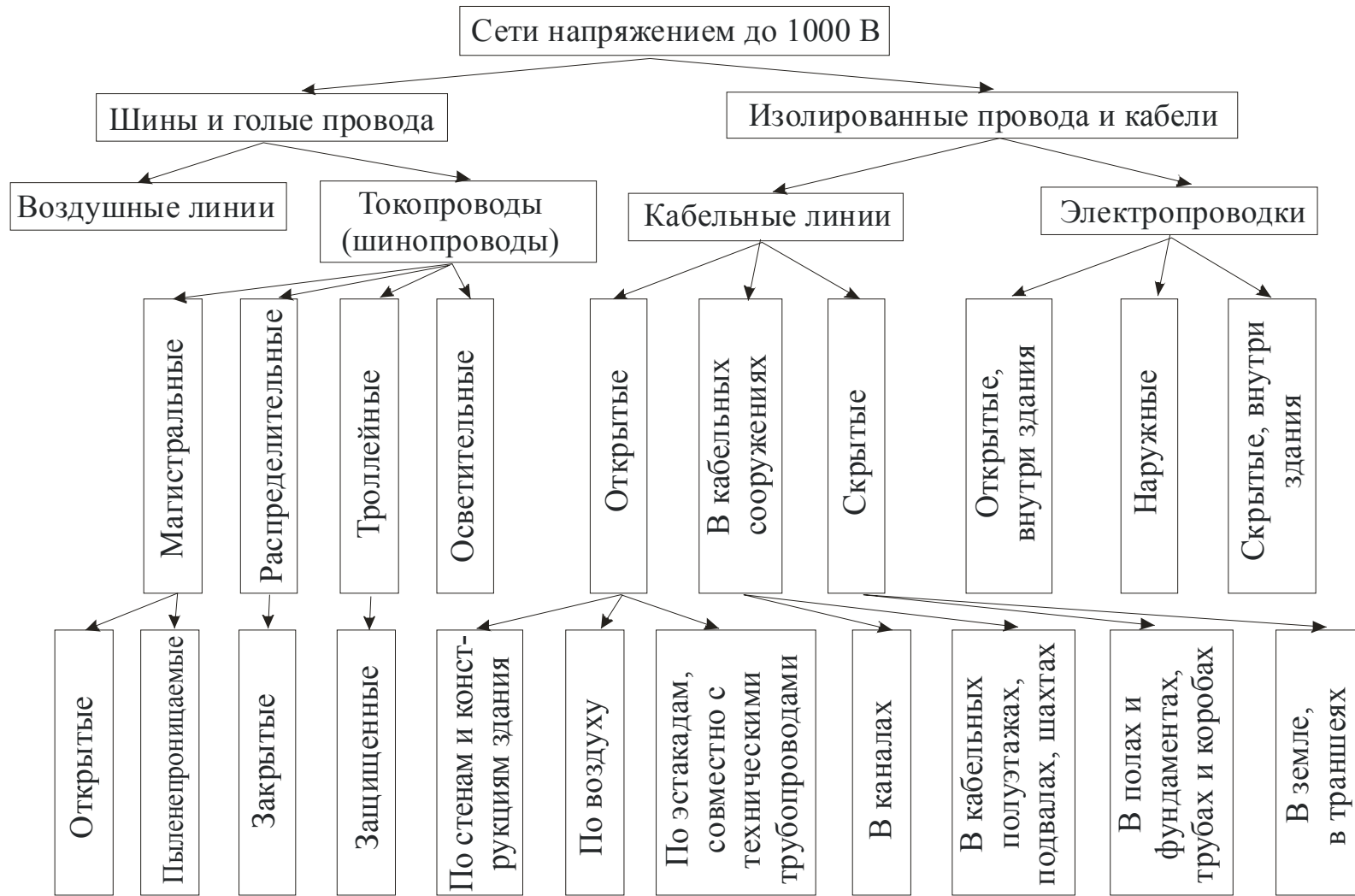


Рис. 2.1. Классификация сетей по конструктивным признакам

Особо сырые помещения – помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100% при 20°C (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

Жаркие помещения – помещения, в которых температура длительно превышает 30°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 и непроводящей пылью.

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

Взрывоопасные помещения – помещения (и наружные установки), в которых по условиям технологического процесса могут образоваться взрывоопасные смеси: горючих газов или паров с воздухом или кислородом и с другими газами-окислителями (с хлором); горючих пылей или волокон с воздухом при переходе их во взвешенное состояние.

К невзрывоопасным относятся помещения и наружные установки, в которых сжигается твердое, жидкое или газообразное топливо (печные отделения газогенераторных станций, газовые котельные и др.), технологический процесс которых связан с применением открытого огня или раскаленных частей (открывающиеся электрические и другие печи), либо наружные поверхности имеют температуры нагрева, превышающие температуру самовоспламенения паров и газов в окружающей среде.

Взрывоопасность помещений определяется принятой классификацией – классы В-I, В-Ia, В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIa.

К классу В-I относят помещения, в которых в большом количестве выделяются горючие газы или пары, обладающие свойствами, способствующими образованию с воздухом или другими окислителями взрывоопасных смесей при нормальных недлительных режимах работы. Например, при загрузке или разгрузке технологических аппаратов, при переливании легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

К классу В-Ia относят помещения, в которых отсутствуют взрывоопасные смеси горючих паров или газов с воздухом или другими окислителями, но наличие их возможно только в результате аварий или неисправностей.

К классу В-Іб относят те же помещения, что и к классу В-Іа, но имеющие следующие особенности:

- горючие газы обладают высоким нижним пределом взрываемости (15% и более) и резким запахом при предельно допустимых по санитарным нормам концентрациях (машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок);
- образование в аварийных случаях в помещениях общей взрывоопасной концентрации по условиям технологического процесса исключается, а возможна лишь местная взрывоопасная концентрация (помещения электролиза воды и поваренной соли);
- горючие газы и легко воспламеняющиеся горючие жидкости имеются в помещениях в небольших количествах, не создающих общей взрывоопасной концентрации, и работа с ними производится без применения открытого пламени. Эти помещения относятся к невзрывоопасными, если работа в них выполняется в вытяжных шкафах или под вытяжными зонтами.

К классу В-Іг относят наружные установки, содержащие взрывоопасные газы, пары, горючие и легко воспламеняющиеся жидкости (газгольдеры, емкости, сливно-наливные эстакады и т.д.), где взрывоопасные смеси возможны только в результате аварии или неисправности. Для наружных установок взрывоопасными считаются зоны: до 20 м по горизонтали и вертикали от эстакад с открытым сливом и наливом легко воспламеняющихся жидкостей; до 3 м по горизонтали и вертикали от взрывоопасного закрытого технологического оборудования и 5 м по вертикали и горизонтали от дыхательных и предохранительных клапанов – для остальных установок. Наружные открытые эстакады с трубопроводами для горючих газов и легко воспламеняющихся жидкостей относят к невзрывоопасным.

К классу В-ІІ относят помещения, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыль или волокна, способные образовать с воздухом и другими окислителями взрывоопасные смеси при недлительных режимах работы (загрузка и разгрузка технологических аппаратов).

К классу В-ІІа относят помещения класса В-ІІ, в которых опасные состояния не имеют места, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Пожароопасные помещения – помещения, в которых по технологическому процессу выделяются, применяются или хранятся горючие вещества. Пожароопасность определяется принятой классификацией – классы ІІ-І, ІІ-ІІ, ІІ-ІІа, ІІ-ІІІ.

К классу П-I относят помещения, в которых применяются или хранятся горючие жидкости с температурой вспышки выше 45°C (например, склады минеральных масел, установки по регенерации минеральных масел и т.п.).

К классу П-II относят помещения, в которых выделяются горючие пыль или волокна, переходящие во взвешенное состояние. Возникающая при этом опасность ограничена пожаром (но не взрывом) из-за физических свойств пыли или волокон или из-за того, что содержание их в воздухе по условиям эксплуатации не достигает взрывоопасных концентраций (например, деревообделочные цеха, малозапыленные помещения мельниц и элеваторов).

К классу П-IIa относят производственные и складские помещения, содержащие твердые или волокнистые горючие вещества, причем признаки, перечисленные в П-II, отсутствуют.

К классу П-III относят наружные установки, в которых применяются или хранятся горючие жидкости с температурой вспышки паров выше 45°C (например, открытые склады минеральных масел), а также твердые горючие вещества (например, открытые склады угля, торфа, древесины).

С точки зрения поражения электрическим током помещения подразделяются на помещения с повышенной опасностью, особо опасные и помещения без повышенной опасности.

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

- сырости или проводящей 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 среды;
- одновременного наличия двух или более условий повышенной опасности.

Помещения без повышенной опасности – помещения, в которых отсутствуют условия, создающие «повышенную опасность» и «особую опасность».

Рекомендации по выбору напряжения распределительных сетей приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Выбор напряжения распределительных сетей

Номинальное напряжение сети, В	Применение
<i>Напряжение выше 1000 В</i>	
6000	На промышленных предприятиях при наличии значительного числа электроприемников на 6 кВ, при электроснабжении передвижных строительных машин (экскаваторов, земснарядов).
10 000	В городах и сельских районах, на промышленных предприятиях при отсутствии большого числа электроприемников, которые могут питаться непосредственно от сети 6 кВ.
<i>Напряжение до 1000 В</i>	
660	В угольной, горнорудной, химической и нефтяной промышленности. Допускается без ограничения для всех отраслей промышленности в случае экономической целесообразности.
380/220	В городских электросетях, для питания силовых и осветительных электроприемников промышленных предприятий по четырехпроводной системе от общих трансформаторов.
36	Для сети и ремонтного освещения в помещениях повышенной опасности.
12	Для сети местного и ремонтного освещения в котельных и других особо опасных помещениях.
12, 24, 36, 48, 60, 110, 220	Для питания цепей управления, сигнализации и автоматизации технологических процессов.

2.2. Электропроводки

Электропроводкой называется совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплением, поддерживающими, защитными конструкциями и деталями. Это определение распространяется на электропроводки силовых, осветительных и вторичных цепей напряжением до 1000 В переменного и постоянного тока, выполненных внутри зданий и сооружений, на наружных стенах, территориях предприятий и учреждений, микрорайонов и дворов, на строительных площадках с применением

изолированных проводов всех сечений, а также небронированных силовых кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в металлической, резиновой или пластмассовой оболочке с сечением фазных жил до 16 мм^2 (при сечении более 16 мм^2 – кабельные линии).

В электропроводах применяют защищенные и незащищенные изолированные провода, а также кабели.

Защищенный провод имеет поверх электрической изоляции металлическую или другую оболочку, предназначенную для герметизации и защиты от внешних воздействий находящейся внутри нее части провода.

Незащищенный провод не имеет такой оболочки, но может иметь обмотку или оплетку пряжей, которая не рассматривается как защита провода от механических повреждений.

Кабель – одна или несколько скрученных вместе изолированных жил, заключенных в общую герметическую оболочку (резиновую, пластмассовую, алюминиевую, свинцовую).

Для электропроводок применяют провода и кабели преимущественно с алюминиевыми жилами за исключением производств со взрывоопасной средой категорий В-I и В-Ia, где применение проводников с медными жилами является обязательным. Кроме этого, медные проводники применяются для механизмов, работающих в условиях постоянных вибраций, сотрясений, а также для передвижных электроустановок.

Основные технические данные наиболее распространенных проводов приведены в таблице 2.2.

Указания по выбору и применению проводов и кабелей для силовых и осветительных сетей отражены в таблице 2.3, а минимально допустимые сечения по условию механической прочности – в таблице 2.4.

При прокладке кабелей с алюминиевыми жилами в траншеях сечением жил должно составлять не менее 6 мм^2 .

Если предусмотрена электропроводка в трубах, то во всех случаях, где это допустимо, следует вместо металлических труб применять пластмассовые. Металлические трубы используют во взрывоопасных зонах и в специально обоснованных в проекте случаях в соответствии с требованиями нормативных документов (таблица 2.5). Размеры труб, применяемых для электропроводок, приведены для полимерных труб в таблице 2.6, а для стальных – в таблице 2.7.

Таблица 2.2

Основные технические данные наиболее распространенных проводов

Марка	Характеристика	Напря- жение, В	Количе- ство жил	Площадь сечения жилы, мм ²
<i>Провода с алюминиевыми жилами</i>				
АПР	Установочный, с резиновой изоляцией в пропитанной оплетке	660	1	2,5–240
АПВ	С поливинилхлоридной изоляцией	660; 380	1	2,5–120
АППВ	С поливинилхлоридной изоляцией, плоский, с разделительным основанием	500	2; 3	2,5–6
АППВС	То же, но без разделительного основания	500	2; 3	2,5–6
АПРФ	С резиновой изоляцией в фальцованной оболочке из сплава АМЦ	660	1; 2; 3	2,5–4
АПРТО	С резиновой изоляцией в оплетке хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостым составом, для прокладки в трубах	660	1	2,5–240
			2; 3	2,5–120
			4; 7; 10; 14	2,5
АПН	С резиновой изоляцией, не распространяющей горения, без оплетки	500	4; 7	4–10
			1	2,5–6
АРТ	Установочный, с резиновой изоляцией, с алюминиевыми жилами, с несущим тросом	660	2; 3	2,5–4
			2	2,5–4
АВТ	С поливинилхлоридной изоляцией, с несущим тросом	380; 660	3	4 и 6
			4	4–35
АВТУ	То же, с усиленным несущим тросом	380; 660	2; 3	2,5–4
			4	2,5–16
АВТВ и АВТВУ	То же, что и провода АВТ и АВТУ, но для внутренней прокладки	—	—	—
АПРВ	С резиновой изоляцией в оболочке из поливинилхлоридного пластика	660	1	2,5–6
АПРИ	С резиновой изоляцией, обладающей защитными свойствами	660	1	2,5–120
АПРН	С резиновой изоляцией в негорючей резиновой оболочке	660	1	2,5–120
АППР	Плоский с резиновой изоляцией, не распространяющей горения, с разделительным основанием	660	2; 4	2,5–10
<i>Провода с медными жилами</i>				
ПР	С резиновой изоляцией в оплетке, пропитанной противогнилостным составом	660	1	0,75–240
		3000	1	1,5–185
ПРГ	То же, но с гибкой жилой	660	1	0,75–240
ПВ-1	С поливинилхлоридной изоляцией	660; 380	1	0,5–95

Продолжение таблицы 2.2

Марка	Характеристика	Напря- жение, В	Количе- ство жил	Площадь сечения жилы, мм ²
ПВ-2	То же, но с гибкой жилой	660; 380	1	0,5–95
ПРД	С резиновой изоляцией в непропитанной оплетке	380	2	0,75–6
ППВ	С поливинилхлоридной изоляцией, с разделительными основанием	500	2; 3	0,75–4
ППВС	То же, но без разделительного основания	500	2; 3	0,75–4
ПРЛ	С резиновой изоляцией, в оплетке, покрытой лаком, одножильный	660	1	0,75–6
ПРГЛ	То же, но с гибкой жилой	660	1	0,75–70
КРПТ	Кабель с резиновой изоляцией, переносный, в резиновой оболочке	660	1 2 и 3 2 и 3 с зазем- ляющей жилой	2,5–120 0,75–120 0,75–120
ПРП	С резиновой изоляцией, в оплетке из стальных проволок	660	1; 2; 3	1–95
			4; 6; 7; 8;10	4–10
			4; 5; 6; 7; 8; 10; 14; 19; 24; 30	1–2,5
ПРРП	То же, но в резиновой оболочке	660	1; 2; 3	1–95
			4; 6; 7; 8;10	4–10
			4; 5; 6; 7; 8; 10; 14; 19; 24; 30	1–2,5
ПРФ	С резиновой изоляцией, в фальцованной оболочке из сплава АМЦ	660	1; 2; 3	1–4
ПРФЛ	То же, но в латунной оболочке	660	1; 2; 3	1–4
ПРТО	С резиновой изоляцией, в хлопчатобумажной оплетке, пропитанной противогнилостным составом, для прокладки в трубах	660	1 2; 3 4; 7; 10; 14	1–240 1–120 1,5 и 2,5
			4 и 7	4–10
ПРВ	С резиновой изоляцией в поливинилхлоридной оболочке	660	1	1–6
ПРГВ	То же, но с гибкой жилой	660	1	1–6

Марка	Характеристика	Напряжение, В	Количество жил	Площадь сечения жилы, мм ²
ПРВД	С резиновой изоляцией в оболочке из поливинилхлоридного пластика, двухжильный, скрученный	380	2	1–6
ПРИ	С резиновой изоляцией, обладающей защитными свойствами	660	1	0,75–120
ПРТИ	Такие же, как ПРИ, но с гибкой жилой	660	1	0,75–120
ПРН	С резиновой изоляцией в негорючей резиновой оболочке	660	1	1,5–120
ПРГН	Такие же, как ПРН, но с гибкой жилой	660	1	1,5–120

Примечание: стандартный ряд сечений проводов: 0,35; 0,5; 0,75; 1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240 мм². Для каждой марки проводов установлена определенная шкала сечений. Сечения 0,35; 0,5 и 0,75 мм² – только для медных жил.

Таблица 2.4

Минимально допустимые сечения проводов и кабелей в электропроводках по условию механической прочности

Провода и кабели	Минимальное сечение, мм ²	
	Медь	Алюминий
Шнуры в общей оболочке и провода шланговые для присоединения переносных бытовых электроприемников.	0,75	—
Провода и кабели шланговые для присоединения переносных электроприемников в промышленных установках.	1,5	—
Кабели шланговые для передвижных электроприемников.	2,5	—
Провода внутридомовой сети:		
- для групповых линий сети освещения при отсутствии штепсельных розеток,	1	2,5
- для групповых линий сети освещения со штепсельными розетками и штепсельные линии,	1,5	2,5
- для ввода в квартиры к потребителям, расчетным счетчикам,	2,5	4
- для стояков в жилых зданиях для питания квартир.	4	6
Изолированные провода и кабели при прокладке во взрывоопасных помещениях в стальных трубах:		
- осветительные сети,	1,5	2,5
- силовые сети.	2,5	4

Таблица 2.3

Указания по выбору и применению проводов и кабелей для силовых и осветительных сетей [8]

Вид электропроводки	Способ прокладки проводов и кабелей	Марка проводов и кабелей	Характеристика помещений и зон по условиям среды																								
			Сухие с нормальной средой	Влажные	Сырые	Особо сырые	С химически активной средой	Пыльные	Жаркие	Пожароопасные				Взрывоопасные				Наружные установки									
										П-I	П-II	П-IIa	П-III	В-I	В-Ia	В-Iб	В-II		В-IIa	В-Г							
Открытая по несгораемым и трудно сгораемым основаниям	Непосредственно по поверхности стен, потолков и на струнах, лентах, полосах	АПРН, ПРН АПВ, ПВ1 АПРИ, ПРИ АППВ, ППВ АПРФ, ПРФ	+	+	+	+			+																		
	По поверхности стен, потолков, покрытых сухой или мокрой штукатуркой на роликах и клицах	АППВ, ППВ АПРИ, ПРИ АПВ, ПВ1 ПРД, ПРВД	+	+	+				+																		
	На изоляторах	АПРИ, ПРИ АПВ, ПВ1	+	+	+	+	+	+	+	+																	
	На лотках и в коробах с открываемыми крышками	АПВ, ПВ1 АПРН, ПРН АПРФ, ПРФ	+	+	+	+			+	+	+	+	+	+												+	+
	В электротехнических плинтусах	АПВ, ПВ1 АППВС, ППВС АПРИ, ПРИ АПРН, ПРН	+												+	+	+	+									
	В виниловых трубах	АПВ, ПВ1 АППВС, ППВС АПРН, ПРН АПРТО, ПРТО	+	+	+	+	+																				
			+	+	+	+	+	+																		+	+

Вид электропроводки	Способ прокладки проводов и кабелей	Марка проводов и кабелей	Характеристика помещений и зон по условиям среды																	
			Сухие с нормальной средой	Влажные	Сырые	Особо сырые	С химически активной средой	Пыльные	Жаркие	Пожароопасные				Взрывоопасные				Наружные установки		
										П-I	П-II	П-IIa	П-III	В-I	В-Ia	В-Iб	В-II		В-IIa	В-Iг
Открыто по негорячим и горячим конструкциям	Непосредственно по поверхностям стен и потолков, на лотках и в коробах с открывающимися крышками	АВВГ, ВВГ, АВРГ, ВРГ, АНРГ, НРГ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+		+	+	+
	На тросах	АВВГ, ВВГ, АВРГ, ВРГ, АНРГ, НРГ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+		+	+	+

¹ На роликах для сырых мест.

² В жилых и общественных зданиях при реконструкции.

³ Только в коробах с открываемыми крышками.

⁴ Только ПРТО.

⁵ Только ПВ1.

⁶ ПРТО в тех случаях, когда требуется применение проводов с медными жилами.

⁷ ПВ1 в тех случаях, когда требуется применение проводов с медными жилами.

⁸ Внутри зданий в сельской местности.

⁹ Запрещается применение стальных труб и стальных глухих коробов с толщиной стенки 2 мм и менее в сырых и особо сырых помещениях и в наружных установках.

¹⁰ С подкладной листового асбеста толщиной не менее 3 мм, выступающего в обе стороны от провода или трубы на 10 мм.

¹¹ В сплошном слое штукатурки, алебастрового, цементного раствора или асбеста толщиной не менее 10 мм.

¹² В заштукатуриваемой борозде, в сплошном слое алебастрового намета толщиной не менее 5 мм или под слоем листового асбеста толщиной не менее 3 мм.

¹³ Под слоем мокрой штукатурки толщиной не менее 5 мм.

¹⁴ Под слоем цементного или алебастрового намета толщиной не менее 10 мм.

¹⁵ То же путем закладки (замоноличивания) проводов в негорячие конструкции при их изготовлении.

¹⁶ Заштукатуривание трубы осуществляется сплошным слоем штукатурки или алебастра толщиной не менее 10 мм.

¹⁷ В сплошном слое алебастрового (цементного) намета толщиной не менее 10 мм или между двумя слоями листового асбеста толщиной не менее 3 мм.

¹⁸ Под слоем мокрой штукатурки с подкладкой под провод слоя листового асбеста толщиной не менее 3 мм или по намету штукатурки толщиной не менее 10 мм, выступающих с каждой стороны провода не менее чем на 10 мм.

Таблица 2.5

Область применения стальных труб для электроустановок

№ п/п	Наименование труб	Область применения
1	Трубы стальные водогазопроводные (обыкновенные и легкие)	а) во взрывоопасных зонах; б) в пожароопасных зонах (на участках выхода труб из пола, фундаментов и т.п.) ¹
2	Трубы стальные и электросварные прямошовные	а) в пожароопасных зонах всех классов при скрытой прокладке ¹ ; б) в детских яслях и садах, в оздоровительных лагерях; в) на чердаках промышленных, гражданских и жилых зданий; г) в животноводческих помещениях; д) в пределах сцены (эстрады, манежа), в кино-проекторной, перемоточной, зрительных залах театров, клубных учреждений, спортивных учреждений; е) в спальнях больничных корпусов; ж) в вычислительных центрах; з) в домах-интернатах для инвалидов и престарелых; и) в сложных фундаментах под оборудование; к) за непроходными подвесными потолками из сгораемых материалов ¹ ; л) в горячих цехах (линейных, кузнечно-прессовых и т.п.), где производится работа с горячим металлом.

¹ Толщина стенок труб должна быть не менее 2,5 мм.

² В сырых, особо сырых помещениях и в наружных установках толщина стенок труб должна быть не менее 2 мм.

Таблица 2.6

Размеры полимерных труб для электропроводок, мм

Наружный диаметр (номинальный)	Толщина стенки для трубы типа			
	Л	СЛ	С	Т
1	2	3	4	5
<i>Из полиэтилена низкой и высокой плотности</i>				
10				2,0
12				2,0
16			2	2,7
20			2	3,3
25		2,0	2,7	4,2

Окончание таблицы 2.6

1	2	3	4	5
32	2,0	2,4	3,4	5,3
40	2,0	3,0	4,3	6,7
50	2,4	3,7	5,4	8,3
63	3,0	4,7	6,7	10,5
75	3,6	5,6	8,0	12,5
90	4,3	6,7	9,6	15,0
<i>Из полипропилена</i>				
10				
12				
16				
20	2,0			
25	2,0		2,0	
32	2,0		2,0	
40	2,0		2,3	
50	2,0		2,8	
63	2,0		3,6	
75	2,4		4,3	
90	2,8		5,1	
<i>Винилпластовые</i>				
10				1,0
12				1,0
16				1,2
20				1,5
25			1,5	1,9
32			1,8	2,4
40		1,8	2,0	3,0
50		1,8	2,4	3,7
63		1,9	3,0	4,7
75	1,8	2,2	3,6	5,6
90	1,8	2,7	4,3	6,7
<i>Гофрированные из полиэтилена низкого давления</i>				
16				
20				
25				
32				
40				

Примечание: Л – легкий, СЛ – среднелегкий, С – средний и Т – тяжелый тип.

Таблица 2.7

Трубы стальные водогазопроводные для прокладки проводов и кабелей

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр D_n , мм	Толщина стенки, мм	
		Легкие	Обыкновенные
20	26,8	2,35	2,8
25	33,5	2,8	3,2
40	48,0	3,0	3,5
50	60,0	3,0	3,5
65	75,5	3,2	4,0
80	88,5	3,5	4,0
90	101,3	3,5	4,0
100	114,0	4,0	4,5

Примечание: способ соединения труб: легких – на накатной резьбе или манжетами, обыкновенных – при толщине стенки от 2,8 до 3,5 мм на накатной резьбе или манжетами, при толщине стенки 4,0 и 4,5 мм – только манжетами.

Диаметр труб выбирают в зависимости от числа и диаметра прокладываемых в них проводов, а также количества изгибов трубы на трассе между протяжными или ответвительными коробками. Вначале определяется группа сложности (I, II или III) прокладки в зависимости от длины участка трубной трассы, числа и углов изгибов участка (табл. 2.8). Затем по номограмме (рис. 2.2) определяется внутренний

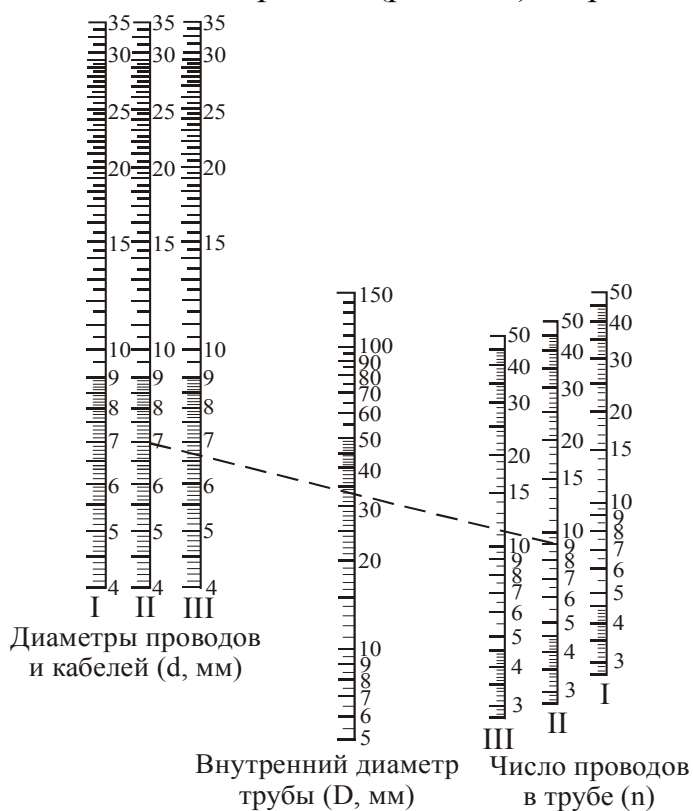


Рис. 2.2. Номограмма для выбора диаметра труб для прокладки трех и более проводов и кабелей

диаметр трубы D в зависимости от числа проводов n , их наружного диаметра d и группы сложности прокладки электропроводки. Для определения внутреннего диаметра трубы при прокладке в ней проводников одного диаметра соединяют прямой линией отметки на шкалах, соответствующие диаметру и числу прокладываемых проводников для заданной группы сложности прокладки. Пересечение прямой со средней шкалой соответствует требуемому внутреннему диаметру трубы (рис. 2.2). Аналогичные номограммы имеются и для случая прокладки в одной трубе нескольких проводов разных диаметров.

Таблица 2.8

Группа сложности прокладки проводов для участков трубных проводок в зависимости от их конфигурации и длины

Конфигурация участков трубных проводок при различных сочетаниях углов поворота	Максимальная длина трубопроводов, м, для групп сложности		
	I	II	III
Прямой участок	100	75	50
Повороты:			
1×90° или 2×(120°; 135°)	75	50	30
2×90° или 3×(120°; 135°), или 1×90°+2×(120°; 135°)	50	30	20
3×90° или 4×(120°; 135°), или 1×90°+3×(120°; 135°), или 2×90°+2×(120°; 135°), или 1×90°+4×(120°; 135°)	40	25	15
4×90° или 5×(120°; 135°), или 2×90°+3×(120°; 135°), или 3×90°+2×(120°; 135°)	30	20	10

Примечание: при большем количестве поворотов трубных трасс или большей их длине трассы разделяют на части протяжными коробами.

Для прокладки в трубах по условиям протяжки не рекомендуется применять проводники сечением выше 120 мм².

При прокладке нескольких кабелей и более четырех проводов в одной трубе, лотке, коробе выбор сечения проводников по условиям нагрева длительным током проводят с учетом поправочного коэффициента на условия прокладки $K_{\text{прокл}}$. При нормальных условиях (один кабель, прокладка на открытом воздухе) $K_{\text{прокл}}=1$, в остальных случаях определяется по таблицам ПУЭ.

2.3. Кабельные линии

Основными элементами силовых кабелей являются: токопроводящие жилы, изоляция, оболочки и защитные покрытия. Кроме

основных элементов в конструкцию кабеля могут входить экраны, жилы защитного заземления и заполнители (рис. 2.3).

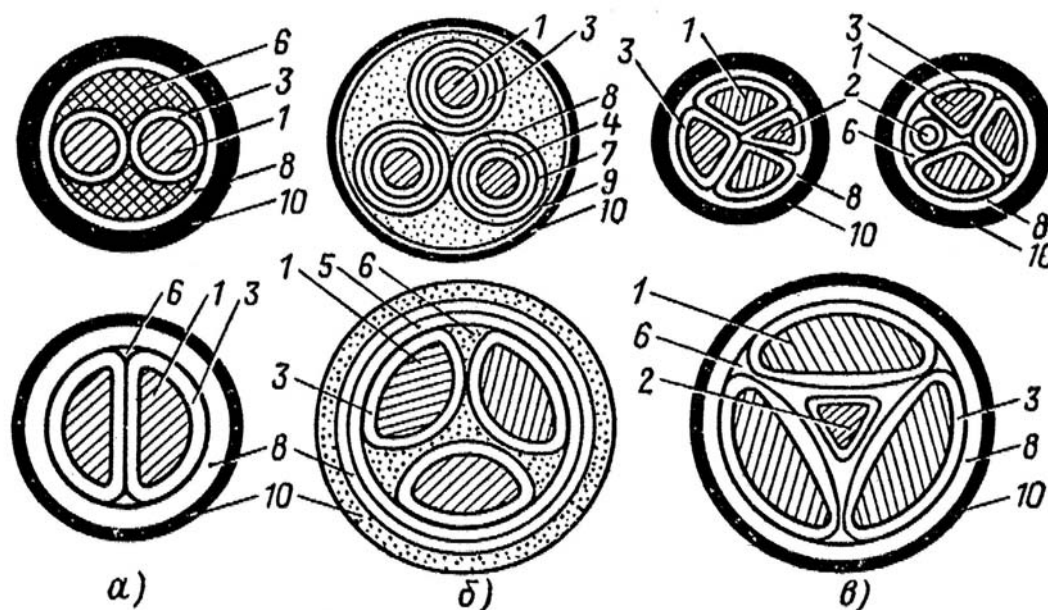


Рис. 2.3. Сечения силовых кабелей:

а – двухжильные кабели с круглыми и сегментными жилами; б – трехжильные кабели с поясной изоляцией и отдельными оболочками; в – четырехжильные кабели с нулевой жилой круглой, секторной и треугольной формы; 1 – токопроводящая жила; 2 – нулевая жила; 3 – изоляция жилы; 4 – экран на токопроводящей жиле; 5 – поясная изоляция; 6 – заполнитель; 7 – экран на изоляции жилы; 8 – оболочка; 9 – бронепокров; 10 – наружный защитный покров

Силовые кабели различают: по роду металла токопроводящих жил – кабели с алюминиевыми и медными жилами; по роду материалов, которыми изолируются токоведущие жилы – кабели с бумажной, с пластмассовой и резиновой изоляцией; по роду защиты изоляции жил кабелей от влияния внешней среды – кабели в металлической, пластмассовой и резиновой оболочке; по способу защиты от механических повреждений – бронированные и небронированные; по количеству жил – одно-, двух-, трех- и четырехжильные.

Трехжильные кабели имеют только основные жилы (для передачи электрической энергии), а четырехжильные – три основные и одну нулевую. Для каждой марки кабелей установлена определенная шкала сечений [6]. Нулевая жила, как правило, имеет сечение, уменьшенное по сравнению с основными жилами (табл. 2.9).

Типоразмеры силовых кабелей напряжением до 10 кВ приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.9

Соотношение сечений, мм², основных и заземляющих (нулевых) жил

Сечение основной токопроводящей жилы, мм ²	Сечение жилы защитного заземления, мм ² , для кабелей		
	с пластмассовой изоляцией	с резиновой изоляцией	с бумажной пропитанной изоляцией
1	—	1	—
1,5	1	1	—
2,5	1,5	1,5	—
4	2,5	2,5	—
6	4	4	—
10	6	6	6
16	10	10	10
25, 35	16	16	16
50, 70	—	25	25
95, 120	—	35	35
150, 185	—	50	50
240, 300	—	70	—

Примечание: у кабелей с резиновой изоляцией с алюминиевыми основными жилами сечением 2,5 мм² сечение жилы защитного заземления должно быть 2,5 мм².

Таблица 2.10

Типоразмеры силовых кабелей напряжением до 10 кВ

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ² , при напряжении, кВ				
		0,66	1	3	6	10
<i>Кабели с бумажной пропитанной изоляцией</i>						
ААГ, АСГ, СГ, ААШв, ААШп	1	—	10-800	10-625	—	—
ААБлГ, ААБл, ААБ2л, ААБ2Шв, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБ2л, СБ2л, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ	1	—	10-800	10-625	—	—
ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПлн, СПлн, АСПГ, СПГ, ААПлШв	1	—	50-800	35-625	—	—
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, СБн-В, АСБлн-В, АСБ2л-В, АСБн-В, СБ2л-В	1	—	10-500	10-500	—	—
АСБГ-В, СБГ-В	1	—	10-625	—	—	—
АСБ2лГ-В, СБ2лГ-В, ААПлГ-В, АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, АСП2л-В, АСП2л-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, СПГ-В, ААПл-В, СП2л-В	1	—	240-625	—	—	—
АСП2лГ-В, СП2лГ-В	1	—	—	240-625	—	—
ААБл, ААБл-В, АСБ, СБ, АСБ-В, СБ-В, АСБл, СБл, АСБл-В, СБл-В, АСП2л, СП2л, АСПл, СКл, АСКл	1	—	240-800	—	—	—

Продолжение таблицы 2.10

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ² , при напряжении, кВ				
		0,66	1	3	6	10
АСГ, СГ, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБ2л, СБ2л, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ	2	—	6-150	—	—	—
АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПГ, СПГ	2	—	25-150	—	—	—
АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, АСБн-В, СБн-В, АСБлн-В, СБлн-В, СБГ-В, АСБ2л-В, СБ2л-В, АСБГ-В	2	—	6-120	—	—	—
АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2л-В, СП2л-В	2	—	25-120	—	—	—
ААГ, ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБлГ, АСШв, ААБ2л, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСБ2лШв, СБ2лШв, АСБ2лГ, СБ2лГ, СГ, АСГ, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн	3	—	6-240	6-240	10-240	16-240
СПШв	3	—	25-240	—	16-240	16-240
СШв, СБШв, ААП2л, ААПлГ, ААП2лШв, ААП2лГ, АСПл, АСП, СП, СПл, АСП2л, СП2л, АСПлн, СПлн, АСПГ, АСП2лГ, СПГ, АСКл, СКл, СП2лГ	3	—	25-240	25-240	16-240	16-240
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБн-И, ААГ-В, АСБлн-В, СБлн-В, АСБГ-В, СБГ-В, СБ2л-В, ААШп-В, АСБ2л-И, СБл-В, АСБн-В	3	—	6-120	6-120	16-120	—
ААБв, ААБвГ	3	—	—	—	10-240	16-240
ААШв-В, ААБлГ-В, АСБГ-В, СБГ-В	3	—	185-240	—	—	—
ААПл-В, ААПлГ-В, АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, СПлн-В, АСПлн-В, АСП2л-В, СП2л-В	3	—	25-150	25-150	16-120	—
АСПГ-В, СПГ-В, АСП2лГ-В, СП2лГ-В	3	—	185-240	—	—	—
ААГ, ААШп, ААШв, ААБлГ, ААП2лШв, ААБл, ААБ2л, АСГ, СГ, АСБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСШв, СШв, СБШв, АСБГ-В, СБГ-В	4	—	10-185	—	—	—
ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПШв, СПл, АСПлн, СПлн, АСПГ, СПГ, АСП2л	4	—	16-185	—	—	—

Продолжение таблицы 2.10

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ² , при напряжении, кВ					
		0,66	1	3	6	10	
ААШв, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБн-В, АСБлн-В, СБн-В, АСБ2л-В, СБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В	4	—	10-120	—	—	—	
АСКл, СКл	4	—	25-185	—	—	—	
ААБлГ-В, ААПл-В, ААПлГ-В, СП-В, АСП-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2л-В, СП2л-В, АСПл-В, СПн-В	4	—	16-120	—	—	—	
<i>Кабели с бумажной изоляцией, протитанной нестекающим составом</i>							
ЦААБл, ЦААБ2л, ЦААБШв, ЦААБШп, ЦААПл, ЦААП2л, ЦААБлГ, ЦААБлн, ЦААПлГ, ЦААПлн, ЦААПлШв, ЦААСПШв, ЦСБн, ЦААШв, ЦАСБ, ЦСБ, ЦАСБГ, ЦСБГ, ЦАСБн, ЦАСБШв, ЦСШв, ЦАСШв, ЦСПШв, ЦСБШв, ЦАСП, ЦАСБл, ЦСБл, ЦАСПГ, ЦСП, ЦСПГ, ЦСПн, ЦАСПл, ЦСПл, ЦАСКл, ЦСКл, ЦААБвГ, ЦАСПн	3	—	—	—	25-185	25-185	
<i>Кабели с пластмассовой изоляцией</i>							
ВВГ, ПВГ, ПсВГ, ПвВГ, ВВГ-ХЛ	1, 2, 3	1,5-50	1,5-240	—	—	—	
	4		1,5-185				
АВВГ, АПВГ, АПсВГ, АПвВГ, АВВГ-ХЛ	1, 2, 3	2,5-50	2,5-240	—	—	—	
	4		2,5-185				
АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, АПсБбШв, ПсБбШв, АПвБбШв	2	4-50	6-240	—	—	—	
	3						6-240
	4						6-185
АВАШв, ВАШв, АПВАШв, ПВАШв	3	4-50	6-240	6-240	10-240	—	
	4		6-185				
АВВГ, ВВГ, АПВГ, ПВГ, АПсВГ, ПсВГ, АПвВГ, ПвВГ, АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, ПБбШв, АПсБбШв, ПсБбШв, АПвБбШв, ПвБбШв	3	—	—	—	10-240	—	
	5	—	1,5-2,5 2,5-3,5	—	—	—	
<i>Кабели силовые для взрывоопасных и химически активных сред</i>							
АВБВ	2	2,5-50	—	—	—	—	
	3-4	2,5-120	—	—	—	—	
ББВ	2	1,5-50	—	—	—	—	
	3-4	1,5-95	—	—	—	—	

Окончание таблицы 2.10

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ² , при напряжении, кВ				
		0,66	1	3	6	10
<i>Кабели силовые гибкие</i>						
КШВГ-ХЛ, КШВГЭВ-ХЛ	3	—	—	—	10-150	—
КРПТ, КРПТН, КРПТ-ХЛ	1	2,5-120	—	—	—	—
	2-3	0,75-120	—	—	—	—
КРПГ, КРПГ-ХЛ	2 и 3	0,75-70	—	—	—	—
КРПГН	3	1,5-10	—	—	—	—
КРПС, КРПС-ХЛ	3	2,5-10	—	—	—	—
КРПСН, КРПСН-ХЛ	3	2,5-50	—	—	—	—
КРШК, КРШК-ХЛ	3	95-150	—	—	—	—
КШВГ-ХЛ, КШВГЭ-ХЛ	3	—	—	—	6-50	—
<i>Кабели с резиновой изоляцией</i>						
СРГ	1	1-240	—	1,5-500	2,5-500	240-400
	2 и 3	1-185	—	—	—	—
АСРГ	1	4-300	—	4-500	4-500	240-400
	2	4-250	—	—	—	—
	3	2,5-240	—	—	—	—
ВРГ, ВРТГ, НРГ, ВРГ-ХЛ	1-3	1-240	—	—	—	—
АВРГ, АНРГ, АВРТГ	1	4-300	—	—	—	—
АВРГ-ХЛ	2 и 3	2,5-300	—	—	—	—
СРБ2лГ, АСРБ2лГ	1	—	—	240,	—	—
				400,		
				500		
СРБГ, АСРБГ	1	—	—	—	95,240,	—
					400,500	
СРБ, СРБГ, ВРБн, ВРБ, ВРБГ, НРБ, НРБГ, ВРТБ, ВРТБГ, ВРТБн	2 и 3	2,5-185	—	—	—	—
АСРБ, АСРБГ, АВРБ, АВРБн	2	4-240	—	—	—	—
АВРБГ, АНРБ, АНРБГ, АВРТБ, АВРТБГ, АВРТБн	3	2,5-240	—	—	—	—

Примечание: стандартный ряд сечений кабелей: 0,35; 0,5; 0,75; 1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 625; 800; 1000; 1200; 2000 мм². Для каждой марки установлена определенная шкала сечений. Сечения 0,35; 0,5 и 0,75 мм² – только для медных жил.

Каждая конструкция кабелей имеет свое обозначение и марку. Марка кабеля составляется из начальных букв слов, описывающих конструкцию кабеля (табл. 2.11).

Таблица 2.11

Буквенные обозначения марок кабелей

Символ	Место написания в обозначении марки	Значение
А	Впереди обозначения	Материал жил – алюминий
Не имеет символа	—	Материал жил – медь
А	Впереди обозначения (для кабелей с алюминиевыми жилами после символа материала жил)	Оболочка – алюминий
С	То же	Оболочка – свинец
СТ	То же	Оболочка – стальная гофрированная
В	То же	Оболочка – поливинилхлорид
Н	То же	Оболочка – наирит (негорючая резина)
П	То же	Оболочка – полиэтилен
Р	В середине обозначения	Изоляция жил – теплостойкая резина
В	То же	Изоляция жил – поливинилхлорид
П	То же	Изоляция жил – полиэтилен
Пс	То же	Изоляция жил – самозатухающий полиэтилен
Пв	То же	Изоляция жил – вулканизированный полиэтилен
Не имеет символа	То же	Изоляция жил – бумажная, нормально пропитанная
В	В конце обозначения через дефис	Изоляция жил – бумажная, обедненно-пропитанная
Ц	В начале обозначения	Изоляция жил – бумажная, пропитанная нестекающей массой на основе церезина
Б	В конце обозначения	Защитный покров – броня из стальной ленты
П	В конце обозначения	Защитный покров – броня из плоской стальной оцинкованной проволоки
К	То же	Защитный покров – броня из круглой стальной оцинкованной проволоки
Г	То же	Указывает на отсутствие джутовой оплетки поверх брони
О	Перед символом С	Характеризует кабели с отдельно освинцованными жилами

Символ	Место написания в обозначении марки	Значение
О	Перед символом В	Характеризует кабели с отдельно экранированными жилами под поливинилхлоридной оболочкой каждой жилы
Шв	В конце обозначения	Указывает на наличие шланга из поливинилхлоридного пластика
Шп	В конце обозначения	Указывает на наличие шланга из полиэтилена
в	После буквы, обозначающей тип брони	Указывает на наличие усиленной подушки под броню, накладываемой поверх алюминиевой оболочки для защиты ее от коррозии
б	То же	Отсутствие подушки у защитного покрова
л	То же	Усиленная подушка у защитного покрова
2л	То же	Особо усиленная подушка у защитного покрова
н	То же	Негорючий наружный покров у защитного покрова
-1к, -2к	В конце обозначения, после тире	С одной или двумя контрольными жилами
Т, ТС	То же	В тропическом исполнении

Область применения силовых кабелей зависит от конструктивного выполнения электрической сети, способа прокладки кабелей и воздействия на них агрессивной и взрыво- или пожароопасной окружающей среды. Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в земле (траншеях), приведены в таблице 2.12, а для прокладки в воздухе – в таблице 2.13. Марки кабелей в этих таблицах расположены в убывающей последовательности, начиная с наиболее предпочтительных.

Таблица 2.12

Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в земле (траншеях)

Область применения	Кабель прокладывается на трассе	С бумажной пропитанной изоляцией		С пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой ¹
		В процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям	В процессе эксплуатации подвергается растягивающим усилиям	В процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям
В земле (траншеях) с низкой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл, АСБ ¹	ААПл, АСПл ¹	АВВГ ² , АПсВГ ² , АПвВГ ² , АПВГ ²
	С наличием блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБ2л, АСБ ¹	ААП2л, АСПл ¹	АВВБ, АПВБ, АПсВБ, АППБ, АПвБ, АПБ6Шв, АПвБ6Шв, АВБ6Шв, АВБ6Шп, АПсБ6Шв
В земле (траншеях) со средней коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2л, АСБ ¹ , АСБл ¹	ААПл, АСПл ¹	АПАШп, АПАШв, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл
	С наличием блуждающих токов	ААШп, ААШв ³ , ААБ2л, ААБв, АСБл ¹ , АСБ2л ¹	ААП2л, АСПл ¹	АПАШп, АПАШв, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл
В земле (траншеях) с высокой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШп, ААШв ³ , ААБ2л, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБв, АСБл ¹ , АСБ2л ¹	ААП2лШв, АСП2л ¹	АПАШп, АПАШв, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл
	С наличием блуждающих токов	ААШп, ААБв, АСБ2л ¹ , АСБ2лШв ¹	ААП2лШв, АСП2л ¹	АПАШп, АПАШв, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл

¹ Применение кабелей в свинцовой оболочке должно быть в каждом конкретном случае технически обосновано в проектной документации.

² Кабели на номинальное напряжение до 1 кВ включительно.

³ Подтверждается опытом эксплуатации.

⁴ Для прокладки на трассах без ограничения разности уровней.

Примечания: 1. Кабели с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке не следует применять для прокладки на трассах с наличием блуждающих токов в грунтах с высокой коррозионной активностью.

2. Кабели ААШв не следует применять: на трассах с числом поворотов более четырех под углом, превышающим 30° (или более двух поворотов в трубах); на прямолинейных участках, имеющих более четырех переходов в трубах длиной более 20 м (или более двух переходов в трубах длиной 40 м) и более четырех переходов через огнестойкие перегородки или аналогичные препятствия (например, стены зданий) из-за значительной жесткости кабеля и низкой механической прочности защитного шланга.

Таблица 2.13

Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в воздухе

Область применения	С пропитанной бумажной изоляцией		С пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой	
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации
Прокладка в помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях и др.: сухих	ААГ, ААШв	ААБлГ	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПвВГ ² , АПВГ ² , АПвсВГ, АПсВГ	АВВБГ, АВРБГ, АВБбШв, АВАШв, АПвсБбШв, АПсВБГ, АПвсБГ, АПВБГ ² , АНРБГ, АПвВБГ ² , АПАШв, АПвБбШв ²
сырых, частично отапливаемых при наличии среды с низкой коррозионной активностью	ААШв	ААБлГ		
сырых, частично отапливаемых при наличии среды со средней и высокой коррозионной активностью	ААШв, АСШв ¹	ААБвГ, ААБ2лШв, ААБлГ, АСБлГ ¹ , АСБ2лГ ¹ , АСБ2лШв ⁵		
Прокладка в пожароопасных зонах	ААГ, ААШв	ААБвГ, ААБлГ, АСБлГ ¹	АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АПвсВГ, АНРГ, АСРГ ¹	АВВБГ, АВВБбГ, АВБбШв, АПвсБГ, АВРБГ, АСРБГ ¹ , АПсБбШв
Прокладка во взрывоопасных зонах классов:				
В-I, В-Ia	СБГ, СБШв	—	ВВГ ³ , ВРГ ³ , НРГ ³ , СРГ ³	ВБВ, ВБбШв, ВВБбГ, ВВБГ, НРБГ, СРБГ ¹
В-Iг, В-II	ААБлГ, АСБГ ¹ , ААШв	—	АВВГ, АВРГ, АНРГ	АВБВ, АВБбШв, АВВБбГ
В-Iб, В-IIa	ААГ, АСГ ¹ , АСШв ² , ААШв	ААБлГ, АСБГ ¹	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АСРГ ¹	АВВБГ, АВРБГ, АНРБГ, АСРБГ ¹
Прокладка на эстакадах:				
технологических	ААШв	ААБлГ, ААБвГ, ААБ2лШв, АСБлГ ¹	—	АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРБГ, АПсВБГ, АПвсБГ, АВАШв
специальных кабельных	ААШв, ААБлГ, ААБвГ ⁴ , АСБлГ ¹	—	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПсВГ	АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРБГ
по мостам	ААШв	ААБлГ	АПвВГ, АПВГ, АПвсВГ, АВАШв, АПАШв	АВАШв, АПсВБГ, АПвВБГ, АПВБГ
Прокладка в блоках	СГ, АСГ		АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ	

¹ Применение кабелей в свинцовой оболочке должно быть в каждом конкретном случае технически обоснованно в проектной документации.

² Для одиночных кабельных линий, прокладываемых в помещениях.

³ Для групповых осветительных сетей во взрывоопасных зонах класса В-Iа.

⁴ Применяются при наличии химически активной среды.

⁵ Кабель марки АСБ2лШв может быть использован в исключительно редких случаях с особым обоснованием.

Примечания: 1. То же, что примечание 2 к таблице 2.12.

2. Кабели с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке с однопроволочными алюминиевыми жилами сечением $3 \times 150 - 3 \times 240 \text{ мм}^2$ не рекомендуется прокладывать на участках трасс с числом поворотов на строительной длине кабеля более трех под углом 90° в кабельных сооружениях промышленных предприятий из-за усилий тяжения, превышающих нормируемые.

В четырехпроводных сетях применяют четырехжильные кабели. Прокладка нулевых жил отдельно от фазных не допускается.

В сетях трехфазной системы допускается применять одножильные кабели, если это приводит к значительной экономии меди или алюминия по сравнению с трехжильными или при невозможности применения кабеля необходимой строительной длины.

2.4. Комплектные шинопроводы

Шинопроводом называется жесткий токопровод на напряжение до 1000 В заводского изготовления, поставляемый комплектными секциями. По назначению шинопроводы делятся на магистральные, рассчитанные на большой ток, с малым количеством ответвлений, и распределительные, выполненные на меньшие токи и большое количество присоединений, а также на осветительные и троллейные. Конструкции шинопроводов различных типов приведены на рис. 2.4.

Магистральные шинопроводы предназначены для магистральных четырехпроводных электрических сетей в системе с глухозаземленной нейтралью, служат для питания распределительных шинопроводов и пунктов, отдельных крупных электроприемников. Их технические данные приведены в таблице 2.14.

Распределительные шинопроводы ШРА (с алюминиевыми шинами) и ШРМ (с медными шинами) предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при возможности непосредственного присоединения к ним электроприемников в системах с глухозаземленной нейтралью. Технические данные шинопроводов ШРА и ШРМ даны в таблице 2.15.

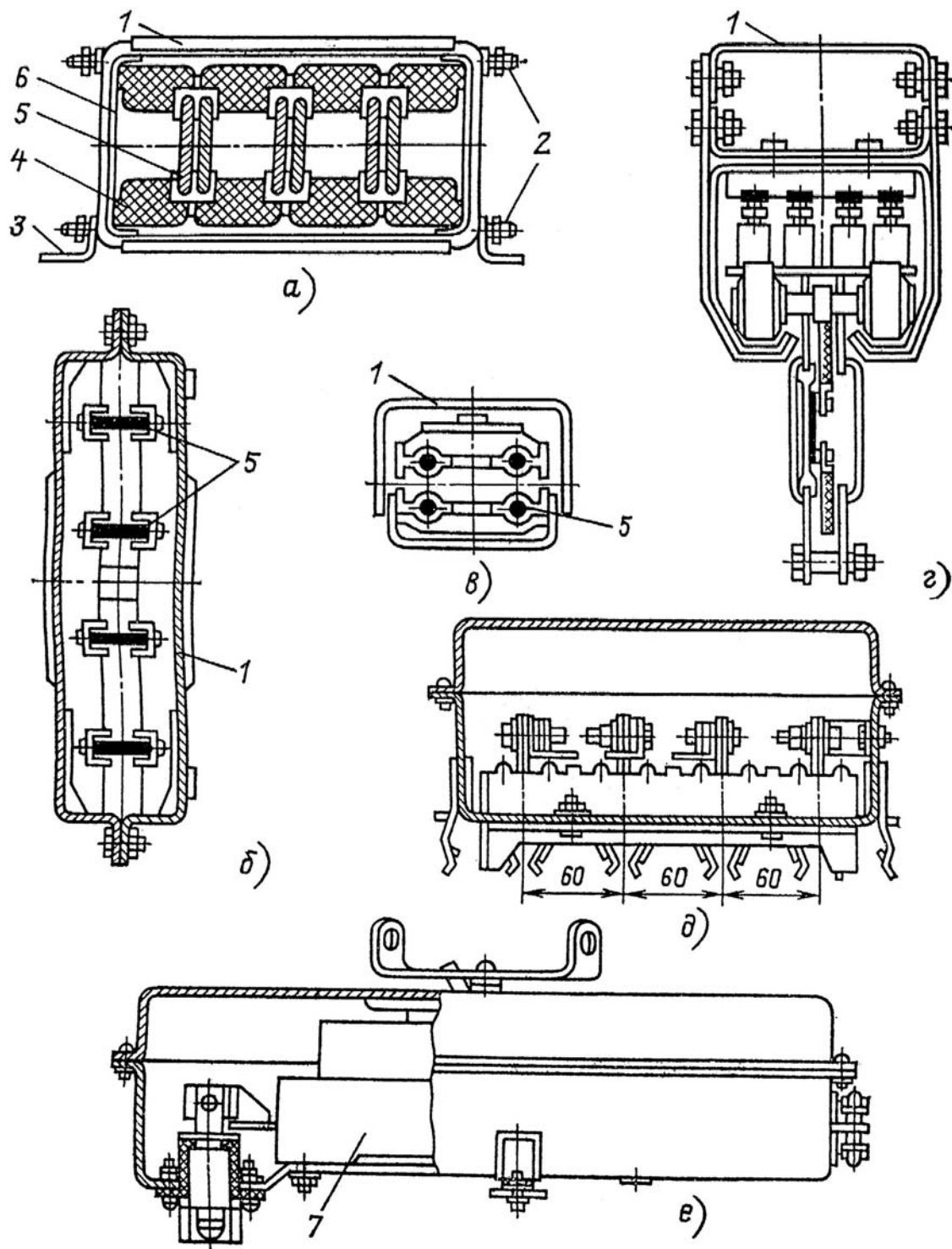


Рис. 2.4. Конструкции шинопроводов различных серий и их элементы:
 а – магистральный ШМА; б – распределительный ШРА; в – осветительный ШОС; г – троллейный ШТМ; д – вводная коробка; е – осветительная коробка с автоматическим выключателем; 1 – крышка; 2 – стяжные болты; 3 – алюминиевые уголки; 4 – изоляторы; 5 – шины; 6 – ярмо; 7 – автоматический выключатель.

Таблица 2.14

Технические данные магистральных шинопроводов переменного тока

Показатели	Тип шинопровода			
	ШМА-73	ШЗМ-16	ШМА-68-Н	
Номинальный ток, А	1600	1600	2500	4000
Номинальное напряжение, В	660	660	660	660
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	70	70	70	100
Сопrotивление на фазу, Ом/км:				
активное	0,031	0,017	0,027	0,013
реактивное	0,017	0,012	0,023	0,020
Сопrotивление петли фаза-нуль (среднее), Ом/км:				
активное	0,072	—	—	—
реактивное	0,098	—	—	—
Число и размеры шин на фазу, мм	2(90×8)	2(100×10)	2(120×10)	2(160×10)
Число и сечение нулевых проводников, мм ²	2×710	—	2×640	2×640

- Примечания:* 1. Шинопровод ШМА-73 заменен на ШМА-16 на тот же номинальный ток.
2. Номинальный ток шинопроводов ШМА-4: 1250, 1600, 2500 и 3200 А.

Комплектные магистральные и распределительные шинопроводы применяются только для внутренней электропроводки. При необходимости выхода шинопровода за пределы помещения, а также на сложных трассах, в местах пересечения с инженерными сооружениями удобнее заменять секции магистрального шинопровода кабельными вставками марки АВВ на большие токи. Технические данные одножильных кабелей марки АВВ приведены в таблице 2.16.

Троллейные шинопроводы предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов и переносных электрифицированных инструментов. Изготавливаются с медными шинами (на номинальный ток 100, 200 и 400 А) и с шинами из алюминиевого сплава (на номинальный ток 100, 250 и 400 А).

Осветительные шинопроводы предназначены для питания светильников и электроприемников малой мощности. Их номинальный ток 25, 63 и 100 А.

Основные технические данные троллейных и осветительных шинопроводов приведены в [2].

Таблица 2.15

**Технические данные распределительных шинопроводов
переменного тока**

Показатели	Тип шинопровода						
	ШРА-73			ШРМ-75			ШРА-74
Номинальный ток, А	250	400	630	100	250	400	630
Номинальное напряжение, В	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	15	25	35	10	15	—	—
Сопrotивление на фазу, Ом/км:							
активное	0,20	0,13	0,085	—	0,15	0,15	0,14
реактивное	0,10	0,10	0,075	—	0,20	0,20	0,10
Линейная потеря напряжения, В, на длине 100м при $\cos\varphi=0,8$	—	11,5	12,5	—	9,5	—	—
Размеры шин на фазу, мм	35×5	60×5	80×5	3,6×11,2	35×5	50×5	80×5

Примечание: шинопровод ШРА-73 заменен на ШРА-4 на напряжение 660В.

Таблица 2.16

Технические данные одножильных кабелей марки АВВ

Параметры	Сечение, мм ²			
	1000	1500	1800	2000
Длительно допустимая токовая нагрузка, А	1180	1440	1620	1790
Наружный диаметр, мм	55	63	66	68

Примечание: максимальная длительно допустимая рабочая температура жилы не более 70°С.

3. ТОКОВЫЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА, ШИНЫ И КАБЕЛИ

3.1. Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода и шины

Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода и шины приведены в таблицах 3.1–3.4. Они приняты исходя из допустимой температуры их нагрева до 70°C при температуре окружающей среды 25°C. При расположении шин прямоугольного сечения шириной до 60 мм плашмя токовые нагрузки, указанные в таблицах 3.2, 3.3 и 3.4, необходимо уменьшить на 5%, а шин шириной более 60 мм – на 8%.

Таблица 3.1

Длительно допустимый ток для неизолированных проводов

Сечение, мм ²	Наружный диаметр, мм		Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток I _д , А, для проводов марок						Сопротивление постоянному току при 20°C, r ₀ , Ом/км	
	А и М	АС		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП	М	АС, АСК, АСКП
				вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений			
10	3,5	4,4	10/1,8	84	53	95	—	60	—	1,79	3,16
16	5,1	5,4	16/2,7	111	79	133	105	102	75	1,13	1,80
25	6,3	6,6	25/4,2	142	109	183	136	137	106	0,72	1,176
35	7,5	8,3	35/6,2	175	135	223	170	173	130	0,515	0,79
50	9,6	9,9	50/8	210	165	275	215	219	165	0,36	0,6
70	10,6	11,7	70/11	265	210	337	265	268	210	0,27	0,43
95	12,4	13,9	95/16	330	260	422	320	341	255	0,19	0,30
120	14,0	15,3	120/19	390	313	485	375	395	300	0,154	0,245
150	15,8	17	120/27	375	—	570	440	465	355	0,122	0,195
			150/19	450	365						
			150/24	450	365						
185	17,5	19,1	150/34	450	—	650	500	540	410	0,099	0,154
			185/24	520	430						
			185/29	510	425						
240	20,1	21,5	185/43	515	—	760	590	685	490	0,077	0,118
			240/32	605	505						
			240/39	610	505						
300	22,2	24,4	240/56	610	—	880	680	740	570	0,063	0,096
			300/39	710	600						
			300/48	690	585						
400	25,6	27,8	300/66	680	—	1050	815	895	690	0,047	0,073
			400/22	830	713						
			400/51	825	705						
500	—	—	400/64	860	—	—	980	—	820	—	—
			500/27	960	830						
			500/64	945	815						
600	—	—	600/72	1050	920	—	1100	—	955	—	—
700	—	—	700/86	1180	1040	—	—	—	—	—	—

Таблица 3.2

Токовая нагрузка на стальные шины прямоугольного сечения

Размер, мм		Ток, А	Размер, мм		Ток, А
Ширина	Толщина		Ширина	Толщина	
16	2,5	55/70	100	3	305/460
20	2,5	60/90	20	4	70/115
25	2,5	75/110	22	4	75/125
20	3	65/100	25	4	85/140
25	3	80/120	30	4	100/165
30	3	95/140	40	4	130/220
40	3	125/190	50	4	165/270
50	3	155/230	60	4	195/325
60	3	185/280	70	4	225/375
70	3	215/320	80	4	260/430
75	3	230/345	90	4	290/480
80	3	245/365	100	4	325/535
90	3	275/410			

Примечание: в числителе указана токовая нагрузка при работе на переменном, а в знаменателе – на постоянном токе.

Таблица 3.3

Токовая нагрузка на медные шины прямоугольного сечения при различном числе полос на полюс или фазу

Размер, мм		Ток, А			
Ширина	Толщина	1	2	3	4
15	3	210			
20	3	275			
25	3	340			
30	4	475			
40	4	625	—/1090		
40	5	700/705	—/1250		
50	5	860/870	—/1525	—/1895	
50	6	955/960	—/1700	—/2145	
60	6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	
80	6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	
100	6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	
60	8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	
80	8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	
100	8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	
120	8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	
60	10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	
80	10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	
100	10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060
120	10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800

Примечание: в числителе приведена токовая нагрузка при работе на переменном токе, в знаменателе – на постоянном.

Таблица 3.4

Токовая нагрузка на алюминиевые шины прямоугольного сечения при
различном числе полос на полюс или фазу

Размер, мм		Ток, А			
Ширина	Толщина	1	2	3	4
15	3	165			
20	3	215			
25	3	265			
30	4	365/370			
40	4	480	—/855		
40	5	540/545	—/965		
50	5	665/670	—/1180	—/1470	
50	6	740/745	—/1315	—/1655	
60	6	870/880	1350/1555	1720/1940	
80	6	1150/1170	1630/2055	2100/2460	
100	6	1425/1455	1935/2515	2500/3040	
60	8	1025/1040	1680/1840	2180/2330	
80	8	1320/1355	2040/2400	2620/2975	
100	8	1625/1690	2390/2945	3050/3620	
120	8	1900/2040	2650/3350	3380/4250	
60	10	1155/1180	2010/2210	2650/2720	
80	10	1480/1540	2410/2735	3100/3440	
100	10	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400
120	10	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200

Примечание: в числителе приведена токовая нагрузка при работе на переменном токе, в знаменателе – на постоянном.

3.2. Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели и провода с резиновой и пластмассовой изоляцией

Токовые нагрузки на кабели и провода данной группы, в том числе на кабели в свинцовой, резиновой и ПВХ оболочке, приведены из расчета максимального нагрева жил до 65°C при температуре окружающего воздуха 25°C и земли 15°C (таблицы 3.5–3.7). Допустимые длительные токи нагрузки для проводов и кабелей, проложенных в коробах или в лотках пучками, должны приниматься:

– для проводов по таблице 3.5, как для проводов, проложенных в трубах;

– для кабелей по таблицам 3.6 и 3.7, как для кабелей, проложенных в воздухе.

При одновременно нагруженных проводах более четырех, проложенных в трубах, коробах или лотках пучками, токи нагрузки для

проводов должны приниматься по таблице 3.5, как для проводов, проложенных открыто (в воздухе), с введением снижающих коэффициентов 0,68 для 5–6 проводов, 0,63 для 7–9 и 0,60 для 10–12 проводов. Для проводов вторичных цепей снижающие коэффициенты не вводятся.

Допустимые длительные токи нагрузки для проводов, проложенных в лотках при однородной укладке, следует принимать как для проводов, проложенных в воздухе, а при прокладке в коробах – как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто, с применением снижающих коэффициентов.

Таблица 3.5

Токовая нагрузка на провода и шнуры с резиновой и ПВХ изоляцией

S, мм ²	Ток, А												
	Проложенные открыто		Проложенные в трубе										
	С медными жилами	С алюминиевыми жилами	С медными жилами					С алюминиевыми жилами					
			Два одно- жильных	Три одно- жильных	Четыре од- ножилных	Один двух- жильный	Один трех- жильный	Два одно- жильных	Три одно- жильных	Четыре од- ножилных	Один двух- жильный	Один трех- жильный	
0,5	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,0	17	—	16	15	14	15	14	—	—	—	—	—	—
1,2	20	18	18	16	15	16	14,5	—	—	—	—	—	—
1,5	23	—	19	17	16	18	15	—	—	—	—	—	—
2	26	21	24	22	20	23	19	19	18	15	17	14	—
2,5	30	24	27	25	25	25	21	20	19	19	19	16	—
3	34	27	32	28	26	28	24	24	22	21	22	18	—
4	41	32	38	35	30	32	27	28	28	23	25	21	—
5	46	36	42	39	34	37	31	32	30	27	28	24	—
6	50	39	46	42	40	40	34	36	32	30	31	26	—
8	62	46	54	51	46	48	43	43	40	37	38	32	—
10	80	60	70	60	50	55	50	50	47	39	42	38	—
16	100	75	85	80	75	80	80	60	60	55	60	55	—
25	140	105	115	100	90	100	100	85	80	70	75	65	—
35	170	130	135	125	115	125	135	100	95	85	95	75	—
50	215	165	185	170	150	160	175	140	130	120	125	105	—
70	270	210	225	210	185	195	215	175	165	140	150	135	—
95	330	255	275	255	225	245	250	215	200	175	190	165	—
120	385	295	315	290	260	295	—	245	220	200	230	190	—
150	440	340	360	330	—	—	—	275	255	—	—	—	—
185	510	390	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
240	605	465	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
300	695	535	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
400	830	645	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 3.6

Токовая нагрузка на провода с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических оболочках и кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, ПВХ или резиновой оболочке, бронированные и небронированные, с нулевой жилой и без нее

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные	Двухжильные		Трехжильные	
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	—	—	—	—

Таблица 3.7

Токовая нагрузка на кабели с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, ПВХ и резиновой оболочке, бронированные и небронированные

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные	Двухжильные		Трехжильные	
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	395	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

3.3. Длительно допустимые токовые нагрузки на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией

Длительно допустимые токовые нагрузки на силовые кабели с бумажной изоляцией в алюминиевой или свинцовой оболочке приняты исходя из допустимой температуры нагрева жил кабелей при номинальном напряжении до 3 кВ не более 80°C, на напряжение 6 кВ не более 65°C и на напряжение 10 кВ не более 60°C.

Допустимые токовые нагрузки приведены в таблицах 3.8–3.11. Они приняты из расчета прокладки одного кабеля в траншее на глубине 0,7–1,0 м при температуре земли 15°C и удельном тепловом сопротивлении земли 120 Ом·град/Вт, в воздухе – внутри и снаружи зданий при любом числе проложенных кабелей и температуре 25°C.

Таблица 3.8

Токовая нагрузка на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

S, мм ²	Ток, А											
	Медные жилы						Алюминиевые жилы					
	1 жи- ла, до 1 кВ	2 жи- лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи- лы, до 1 кВ	1 жи- ла, до 1 кВ	2 жи- лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи- лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ				до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	80	70	—	—	—	—	60	55	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85	110	80	75	60	—	65
16	175	140	120	105	95	115	135	110	90	80	75	90
25	235	185	160	135	120	150	180	140	125	105	90	115
35	285	225	190	160	150	175	220	175	145	125	115	135
50	360	270	235	200	180	215	275	210	180	155	140	165
70	440	325	285	245	215	265	340	250	220	190	165	200
95	520	380	340	295	265	310	400	290	260	225	205	240
120	595	435	390	340	310	350	460	335	300	260	240	270
150	675	500	435	390	355	395	520	385	335	300	275	305
185	755	—	490	440	400	460	580	—	380	340	310	345
240	880	—	570	510	460	—	675	—	440	390	355	—
300	1000	—	—	—	—	—	770	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—	940	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—	1080	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—	1170	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—	1310	—	—	—	—	—

Таблица 3.9

Токовая нагрузка на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А											
	Медные жилы						Алюминиевые жилы					
	1 жи- ла, до 1 кВ	2 жи- лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи- лы, до 1 кВ	1 жи- ла, до 1 кВ	2 жи- лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи- лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ				до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	55	45	—	—	—	—	42	35	—	—	—
10	95	75	60	55	—	60	75	55	46	42	—	45
16	120	95	80	65	60	80	90	75	60	50	46	60
25	160	130	105	90	85	100	125	100	80	70	65	75
35	200	150	125	110	105	120	155	115	95	85	80	95
50	245	185	155	145	135	145	190	140	120	110	105	110
70	305	225	200	175	165	185	235	175	155	135	130	140
95	360	275	245	215	200	215	275	210	190	165	155	165
120	415	320	285	250	240	260	320	245	220	190	185	200
150	470	375	330	290	270	300	360	290	255	225	210	230
185	525	—	375	325	305	340	405	—	290	250	235	260
240	610	—	430	375	350	—	470	—	330	290	270	—
300	720	—	—	—	—	—	555	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—	675	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—	785	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—	910	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—	1080	—	—	—	—	—

Таблица 3.10

Токовая нагрузка на одножильные силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке, небронированные, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ
10	85	—	—	65	—	—
16	120	—	—	90	—	—
25	145	105/110	—	110	80/85	—
35	170	125/135	—	130	95/105	—
50	215	155/165	—	165	120/130	—
70	260	185/205	—	200	140/160	—
95	305	220/255	—	235	170/195	—
120	330	245/290	240/265	255	190/225	185/205
150	360	270/330	265/300	275	210/255	205/230
185	385	290/360	285/335	295	225/275	220/255
240	435	320/395	315/380	335	245/305	245/290
300	460	350/425	340/420	355	270/330	260/330
400	485	370/450	—	375	285/350	—
500	505	—	—	390	—	—
625	525	—	—	405	—	—
800	550	—	—	425	—	—

Примечания: в числителе указаны токи для кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35–125 мм, в знаменателе – для кабелей, расположенных вплотную треугольником.

Таблица 3.11

Токовая нагрузка на трехжильные силовые кабели с обедненно-пропитанной изоляцией, в общей свинцовой оболочке, на напряжение 6 кВ, прокладываемые в земле и воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	В земле	В воде	В воздухе	В земле	В воде	В воздухе
16	90	100	65	70	75	50
25	120	140	90	90	110	70
35	145	175	110	110	135	85
50	180	220	140	140	170	110
70	220	275	170	170	210	130
95	265	335	210	205	260	160
120	310	385	245	240	295	190
150	355	450	290	275	345	225

При иных условиях прокладки следует вводить поправочный коэффициент для указанных в таблицах 3.8–3.11 допустимых токов нагрузки, пользуясь таблицей 3.12.

Таблица 3.12

Поправочные коэффициенты на допустимые длительные токи для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное тепловое сопротивление земли, Ом·град/Вт	Поправочный коэффициент
Песок с влажностью более 9%, песчано-глинистая почва с влажностью более 1%	80	1,05
Нормальная почва и песок с влажностью 7–9%, песчано-глинистая почва с влажностью 12–14%	120	1
Песок с влажностью 7%, песчано-глинистая почва с влажностью 8–12%	200	0,87
Песок с влажностью до 4%, каменистая почва	300	0,75

Допустимые токовые нагрузки на одиночные силовые кабели, прокладываемые в трубах в земле без искусственной вентиляции, следует выбирать как для тех же кабелей, прокладываемых в воздухе, а при смешанном характере прокладки – как для участка с наихудшими тепловыми условиями, если длина кабеля больше 10 м. В таких случаях рекомендуется применять вставки отрезков кабеля большего сечения.

При прокладке нескольких кабелей в земле (в том числе и при прокладке в трубах) длительно допустимые нагрузки необходимо уменьшать, применяя коэффициенты, приведенные в таблице 3.13, без учета резервных кабелей. Прокладка нескольких кабелей в земле при расстоянии между ними менее 100 мм не рекомендуется.

Таблица 3.13

Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

3.4. Перегрузочная способность кабельных линий

При эксплуатации систем электроснабжения для кабелей напряжением до 10 кВ может допускаться кратковременная перегрузка. Существует два вида допустимых перегрузок: перегрузка за счет недогрузки кабельной линии в нормальном режиме и перегрузка на время ликвидации повреждений. Допустимая перегрузка кабельных линий зависит от значения и длительности максимума нагрузки линии в нормальном режиме и от способа прокладки кабелей. Для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией допустимая перегрузка приведена в таблице 3.14.

На время ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10%, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией – до 15% номинальной. Указанная перегрузка допускается на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальную. На время ликвидации аварий для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией допускается перегрузка в течение 5 суток в пределах, указанных в таблице 3.14.

Таблица 3.14

Допустимая перегрузка кабельных линий напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

Коэффициент предварительной загрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной при длительности максимума					
		нормальный режим			послеаварийный режим		
		в течение, ч					
		1	2	3	1	3	6
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15	1,50	1,35	1,25
	В воздухе	1,25	1,15	1,10	1,35	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,10	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,15	1,10	1,05	1,30	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00	1,20	1,15	1,10

3.5. Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды

При определении длительных токов для кабелей, проводов и шин, проложенных в среде, температура которой отличается от приведенной в разделах 3.1–3.3, применяют поправочные коэффициенты, указанные в таблице 3.15.

Таблица 3.15

Поправочные коэффициенты на допустимые токовые нагрузки для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		до –5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,85	0,9	0,85	0,8	0,74
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,2	1,13	1,07	1	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,2	1,14	1,07	1	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1	0,89	0,78	0,63	0,45	—

3.6. Экономическая плотность тока

Экономическая плотность тока $J_{\text{эк}}$ регламентирована [7] на основе технико-экономических расчетов с учетом стоимости потерь электроэнергии, капитальных вложений в строительную часть линий, экономии цветных металлов. Нормированное значение $J_{\text{эк}}$ для заданных условий приведено в таблице 3.16.

Таблица 3.16

Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максиму нагрузки, ч/год		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жила- ми:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изо- ляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

4. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1. Комплектные трансформаторные подстанции напряжением 6/10 кВ

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) применяются для приема, распределения и преобразования электрической энергии трехфазного тока частотой 50 Гц.

По числу трансформаторов КТП могут быть одно-, двух- и трехтрансформаторными, а по роду установки:

- внутренней установки с масляными, сухими или заполненными негорючей жидкостью трансформаторами;
- наружной установки (только с масляными трансформаторами);
- смешанной установки с расположением распределительного устройства (РУ) высшего напряжения и трансформатора снаружи, а РУ низшего напряжения внутри помещения.

Для цеховых трансформаторных подстанций используются КТП внутренней и наружной установки мощностью 160...2500 кВА. Комплектные трансформаторные подстанции этой группы состоят из шкафов ввода на напряжение 6/10 кВ и распределительного устройства напряжением до 1000 В. В них применяются трансформаторы специального исполнения с боковыми выводами.

На рис. 4.1 представлена комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 630...1000 кВА для внутренней установки с однорядным расположением оборудования. Автоматические выключатели выдвижного исполнения служат защитно-коммутационной аппаратурой. Каждый автомат закрыт дверью, управление производится рукоятками и ключами, расположенными на дверях шкафов, а для дистанционного управления концы проводов подведены к рейке с зажимами.

Технические данные подстанций внутренней установки приведены в таблице 4.1, а наружной установки – в таблице 4.2.

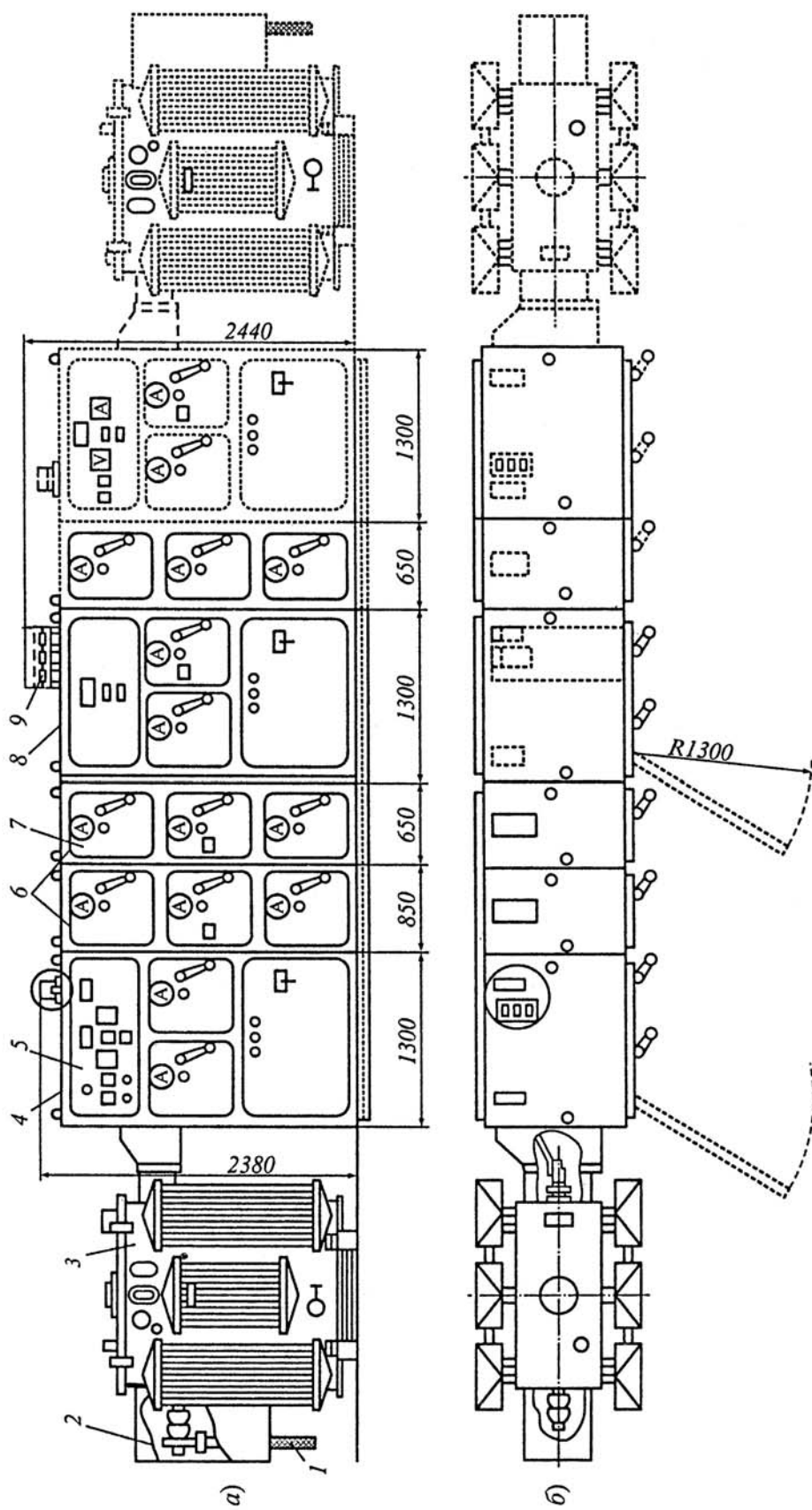


Рис. 4.1. Комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 630...1000 кВ·А для внутренней установки с
однорядным расположением оборудования:
a – вид спереди, *б* – план; 1 – кабель ВН; 2 – шкаф ввода ВН; 3 – силовой трансформатор; 4 – шкаф ввода НН; 5 – от-
сек приборов; 6 – шкаф отходящих линий НН; 7 – секционный шкаф НН или шкаф отходящих линий; 8 – шинный
короб; 9 – окно для вывода кабеля вверх.

Таблица 4.1

Технические характеристики КТП напряжением 6/10 кВ общего назначения для внутренней установки

Тип	Мощность трансформатора, кВ·А	Тип трансформатора	Комплектуемое оборудование	
			Шкафы ВН	Шкафы НН
КТП 250/6 и 10/0,4	250	ТМФ-250/10	—	—
2КТП 250/6 и 10/0,4	2×250	ТМФ-250/10	—	—
КТП 400/6 и 10/0,4	400	ТМФ-400/10	ВВ-1	КРН-5
2КТП 400/6 и 10/0,4	2×400	ТМФ-400/10	ВВ-1	КРН-5
КТП 630/6 и 10/0,4	630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
2КТП 630/6 и 10/0,4	2×630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
КТПМ 630/6 и 10/0,4	630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
2КТПМ 630/6 и 10/0,4	2×630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-9
КТП 630	630	ТМЗ-630/10	ВВ-2	КН-2
2КТП 630	2×630	ТСЗ-630/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-2, КН-3, КН-4
КТП 1000	1000	ТМЗ-1000/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-2, КН-3, КН-4
2КТП 1000	2×1000	ТСЗ-1000/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-5, КН-6, КН-17, КН-20
КТПМ 1000	1000	ТСЗ-1000/10	ШВВ-3	ШНВ-1М, ШНЛ-1М
2КТПМ 1000	2×1000	ТСЗ-1000/10	ШВВ-3	ШНВ-1М, ШНЛ-1М
КТПМ 1600	1600	ТСЗ-1600/10	ШВВ-3	ШНС-1М
2КТПМ 1600	2×1600	ТСЗ-1600/10	ШВВ-3	ШНВ-2М, ШНС-2М
КТПУ 630	630	ТМЗ-630/10	ВВ-2	ШН-2М, ШН-4М
2КТПУ 630	2×630	ТНЗ-630/10	ШВВ-3	ШН-5; ШН-8
КТПУ 1000	1000	ТМЗ-1000/10	ШВВ-3	ШН-10
2КТПУ 1000	2×1000	ТНЗ-1000/10	ШВВ-3	ШН-10
КТПУ 1600	1600	ТМЗ-1600/10	ШВВ-3	ШН-9
2КТПУ 1600	2×1600	ТНЗ-1600/10	ШВВ-3	ШН-9
КТПМ 1000	1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ШВВ-5 с выключателем	ШНВ-1М, ШНВ-2М
2КТПМ 1000-6/0,4	2×1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ШВВ-5 с выключателем	ШНЛ-1М, ШНЛ-2М
2КТПМ 1000-6/0,69	2×1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ВН-11 или глухой	ШНС-1М, ШНС-2М
КТПМ 1600/10	1600	ТМЗ, ТНЗ-1600/10	ВН-11 или глухой	ШНВ-2М, ШНВ-3М
2КТПМ 1600/10	2×1600	ТМЗ, ТНЗ-1600/10	ВН-11 или глухой	ШНЛ-2М, ШНС-2М
КТПМ 2500-10/0,4	2500	ТНЗ-2500/10	ШВВ-3	ШНЛ-2К, ШНЛ-3К
2КТПМ 2500-10/0,69	2×2500	ТНЗ-2500/10	ШВВ-3	ШНС-3К, ШНВ-2К

Примечания: 1. Блок высоковольтного ввода выполняется трех типов: ВВ-1 – с глухим присоединением кабеля; ВВ-2 – с присоединением кабеля через разъединитель; ВВ-3 – с присоединением кабеля через разъединитель и предохранитель. 2. Буквы М и У в обозначении типов КТП соответственно обозначают: модифицированная и унифицированная.

Таблица 4.2

Технические характеристики комплектных трансформаторных подстанций наружной установки типа КТПН-72М напряжением 6/10 кВ

Показатель	КТПН-72М-160	КТПН-72М-250	КТПН-72М-400
Мощность трансформатора, кВ·А	160	250	400
Разъединитель	ВРЗ-10-400	ВРЗ-10-400	ВРЗ-10-400
Привод	ПР-10	ПР-10	ПР-10
Ввод	Кабельный	Кабельный	Кабельный

Примечание: КТПН поставляются без силовых трансформаторов.

4.2. Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В предназначены для приема и распределения электроэнергии, управления и защиты электроустановок от перегрузок и коротких замыканий. Они состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них коммутационными и защитными аппаратами, устройствами автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

Для распределения электроэнергии в цехах промышленных предприятий применяются силовые распределительные шкафы и пункты.

Шкафы силовые распределительные ШР11 применяются для приема и распределения электроэнергии в промышленных установках на номинальный ток до 400 А. В зависимости от типа шкафа на входе устанавливается рубильник, два рубильника при питании шкафа от двух источников или рубильник с предохранителем. Шкафы имеют 5...8 отходящих групп, укомплектованных предохранителями серии ПН2 или НПН2 на номинальные токи 60, 100 и 250 А. В таблице 4.3 приведены параметры некоторых типов распределительных шкафов ШР11.

Таблица 4.3

Шкафы распределительные серии ШР11

Тип шкафа	Аппараты ввода		Число трехфазных групп и номинальные токи, А, предохранителей отходящих линий
	Тип и номинальные токи, А		
	рубильник	предохранитель	
ШР11-73701	Р16-353 250 А	—	5×60
ШР11-73702			5×100
ШР11-73703			2×60 + 3×100
ШР11-73504	Р16-373 400 А	—	8×60
ШР11-73505			8×100
ШР11-73506			8×250
ШР11-73707			3×100 + 2×250
ШР11-73708			5×250
ШР11-73509			4×60 + 4×100
ШР11-73510			2×60 + 4×100 + 2×250
ШР11-73511			6×100 + 2×250
ШР11-73512	Р16-373 400 А	400	8×60
ШР11-73513			8×100
ШР11-73514			8×250
ШР11-73515			4×60 + 4×100
ШР11-73516			2×60 + 4×100 + 2×250
ШР11-73517			6×100 + 2×250

Примечания: 1. Шкафы выпускаются по степени защиты оболочки шкафа в двух исполнениях IP22 и IP54 (структура обозначения приведена на рис. 4.2), что отражается в обозначении шкафа введением дополнительно к марке шкафа обозначения 22У3 или 54У2, например, ШР11-73701-22У3 и ШР11-73701-54У2.

2. Длительно допустимая нагрузка шкафа со степенью защиты оболочки IP22 равна номинальному току вводного аппарата, а шкафов со степенью защиты IP54 – 80% этой величины.

I	P	5	4
International			
Protection			
Защита от соприкосновения и попадания посторонних твердых тел:		Защита от проникновения воды:	
1 – размером более 50мм;		1 – от вертикальных капель;	
2 – размером более 12мм;		2 – от капель при наклоне до 15°;	
3 – размером более 2,5мм;		3 – от дождя (угол наклона 60°);	
4 – размером более 1,0мм;		4 – от брызг в любом направлении;	
5 – защита от пыли;		5 – от водяных струй в любом направлении;	
6 – пыленепроницаемость;		6 – от волн воды;	
X – отсутствует.		7 – при погружении в воду;	
		8 – при длительном погружении в воду;	
		X – отсутствует.	

Рис. 4.2. Структура условного обозначения степени защиты

Пункты распределительные серии ПР11 предназначены для распределения электроэнергии напряжением до 660 В переменного и 220 В постоянного тока и для обеспечения защиты линий при перегрузках и коротких замыканиях. Пункты укомплектованы автоматическими выключателями серии АЕ20 в однополюсном и трехполюсном исполнениях с номинальным током 63 и 100 А. В зависимости от схемы в шкафах устанавливается от 3 до 30 линейных однополюсных автоматических выключателей и от 1 до 12 – трехполюсных. На вводах пунктов предусматривается автоматический выключатель серии А3700 или АЕ20 на токи 100–630 А. Параметры некоторых типов распределительных пунктов ПР11 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Пункты распределительные серии ПР11

Типоисполнение пункта			Номинальный ток пункта, А	Тип вводного выключателя	Кол-во линейных трехполюсных выключателей
Навесное	Напольное	Утопленное			
<i>Пункты с линейными автоматами АЕ2030</i>					
ПР11-3011	—	—	90	—	4
ПР11-3012	—	—	90	АЕ2056	4
ПР11-3017	—	—	144	—	6
ПР11-3018	—	—	144	А3710	6
ПР11-3025	—	—	225	—	8
ПР11-3026	—	—	225	А3720	8
ПР11-3035	—	—	225	—	10
ПР11-3036	—	—	225	А3720	10
<i>Пункты с линейными выключателями АЕ2040</i>					
ПР11-3047	—	ПР11-1047	90	—	2
ПР11-3048	—	ПР11-1048	90	АЕ2056	2
ПР11-3053	—	—	225	—	4
ПР11-3054	—	—	225	А3720	4
ПР11-3059	—	ПР11-1059	225	—	6
ПР11-3060	—	ПР11-1060	225	А3720	6
ПР11-3067	—	ПР11-1067	225	—	8
ПР11-3068	—	ПР11-1068	225	А3720	8
ПР11-3077	ПР11-7077	ПР11-1077	225	—	10
ПР11-3078	ПР11-7078	ПР11-1078	225	А3720	10
ПР11-3089	—	ПР11-1089	360	—	6
ПР11-3090	—	ПР11-1090	360	А3730	6
ПР11-3097	—	ПР11-1097	360	—	8
ПР11-3098	—	ПР11-1097	360	А3730	8
ПР11-3107	ПР11-7107	ПР11-1107	360	—	10
ПР11-3108	ПР11-7108	ПР11-1108	360	А3730	10

Типоисполнение пункта			Номиналь- ный ток пункта, А	Тип вводного выключателя	Кол-во ли- нейных трех- полюсных выключателей
Навесное	Напольное	Утопленное			
<i>Пункты с линейными выключателями АЕ2050</i>					
ПР11-3117	—	—	225	—	4
ПР11-3118	—	—	225	А3720	4
ПР11-3119	ПР11-7119	—	360	—	6
ПР11-3120	ПР11-7120	—	360	А3730	6
ПР11-3121	ПР11-7121	—	567	—	8
ПР11-3122	ПР11-7122	—	567	А3730 или А3740	8
—	ПР11-7123	—	567	—	12
—	ПР11-7124	—	567	А3730 или А3740	12

Примечания: 1. Пункты могут быть выполнены по степени защиты IP-21 и IP-54 (54 исполнение) и по климатическому исполнению и категории размещения У3, У1, Т3, Т1, ХЛ2, ХЛ3, ХЛ4.

2. Данные пунктов с однополюсными выключателями и комбинацией одно- и трехполюсных см. в [9].

Пункты распределительные серии ПР24 укомплектованы автоматическими выключателями серии А3700. В зависимости от схемы в шкафах устанавливается 4, 6, 8 или 12 линейных автоматов. В таблице 4.5 приведены параметры и комплектация некоторых типов распределительных пунктов ПР24.

Распределительные пункты серии ПР85 и ПР87 выпускаются на номинальные токи от 160 до 630 А. Комплекуются автоматическими выключателями серии ВА50 и предназначены для распределения электроэнергии и защиты электроустановок при перегрузках и токах КЗ, для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей и пуска асинхронных двигателей.

Пункты имеют исполнения по номинальному току – 160, 250, 400 и 630 А, по степени защиты оболочки – IP21 и IP54, по способу установки – напольное, навесное и утопленное. Пункты серии ПР85 предназначены для эксплуатации в сетях напряжением до 660 В переменного тока, а серии ПР87 – в сетях напряжением до 220 В постоянного тока. Пункты могут иметь на вводе автоматические выключатели серии ВА51, ВА55 и ВА56. В качестве линейных выключателей в пунктах устанавливаются автоматические выключатели однополюсные ВА51-29 и трехполюсные ВА51-31 и ВА51-35. Широкий диапазон номинальных токов расцепителей автоматических выключателей позволяет осуществить защиту электрических цепей и установок различного назначения.

Таблица 4.5

Пункты распределительные серии ПР24 трехполюсного исполнения

Распределительный пункт			Встраиваемый выключатель						
Навесное исполнение	Напольное исполнение		Допустимый ток, А	Вводной			Линейный (количество выключателей типов)		
	Способ монтажа внешних проводников			Тип	Количество	Пределы регулирования номинального тока расцепителя, А	А3726ФУЗ и А3722ФУЗ*	А3716ФУЗ и А3712ФУЗ**	А3716ФУЗ** *
Сверху и снизу проводами и кабелями с резиновой или с пластмассовой изоляцией		Снизу кабелями с бумажной изоляцией							
ПР24-3101(3401)	ПР24-5101(5401)	ПР24-7101(7401)	630(700)	—	—	—	2	2	—
ПР24-3102(3402)	ПР24-5102(5402)	ПР24-7102(7402)	630(700)	—	—	—	—	4	—
ПР24-3103(3403)	ПР24-5103(5403)	ПР24-7103(7403)	630(700)	—	—	—	2	4	—
ПР24-3104(3404)	ПР24-5104(5404)	ПР24-7104(7404)	630(700)	—	—	—	—	2	4
ПР24-3105(3405)	ПР24-5105(5405)	ПР24-7105(7405)	630(700)	—	—	—	—	6	—
ПР24-3206(3506)	ПР24-5206(5506)	ПР24-7206(7506)	630(700)	—	—	—	2	2	4
ПР24-3207(3507)	ПР24-5207(5507)	ПР24-7207(7507)	630(700)	—	—	—	—	4	4
ПР24-3208(3508)	ПР24-5208(5508)	ПР24-7208(7508)	630(700)	—	—	—	—	6	2
ПР24-3309(3609)	ПР24-5209(5509)	ПР24-7209(7509)	630(700)	—	—	—	—	—	12
ПР24-3310(3610)	ПР24-5210(5510)	ПР24-7210(7510)	630(700)	—	—	—	—	2	10
ПР24-3311(3611)	ПР24-5211(5511)	ПР24-7211(7511)	630(700)	—	—	—	—	4	8
ПР24-3312(3512)	ПР24-5212(5512)	ПР24-7212(7512)	550(600)	А3744С	1	400-630	2	2	—
ПР24-3213	ПР24-5213	ПР24-7213	420	А3734С	1	250-400	—	2	2
ПР24-3214(3514)	ПР24-5214(5514)	ПР24-7214(7514)	550(600)	А3744С	1	400-630	—	4	—
ПР24-3215(3515)	ПР24-5215(5515)	ПР24-7215(7515)	550(600)	А3744С	1	400-630	2	2	2
ПР24-3216(3319)	ПР24-5216(5219)	ПР24-7216(7219)	420	А3734С	1	250-400	—	—	6(8)
ПР24-3217(3517)	ПР24-5217(5517)	ПР24-7217(7517)	550(600)	А3744С	1	400-630	—	2	4
ПР24-3218(3518)	ПР24-5218(5518)	ПР24-7218(7518)	550(600)	А3744С	1	400-630	—	6	—
ПР24-3320(3620)	ПР24-5220(5520)	ПР24-7220(7520)	550(600)	А3744С	1	400-630	—	—	8
ПР24-3321(3621)	ПР24-5221(5521)	ПР24-7221(7521)	550(600)	А3744С	1	400-630	—	2	6
ПР24-3322(3622)	ПР24-5222(5522)	ПР24-7222(7522)	550(600)	А3744С	1	400-630	—	4	4
ПР24-3223(3523)	ПР24-5223(5523)	ПР24-7223(7523)	550(600)	А3748Н	1	—	2	2	—

Окончание таблицы 4.5

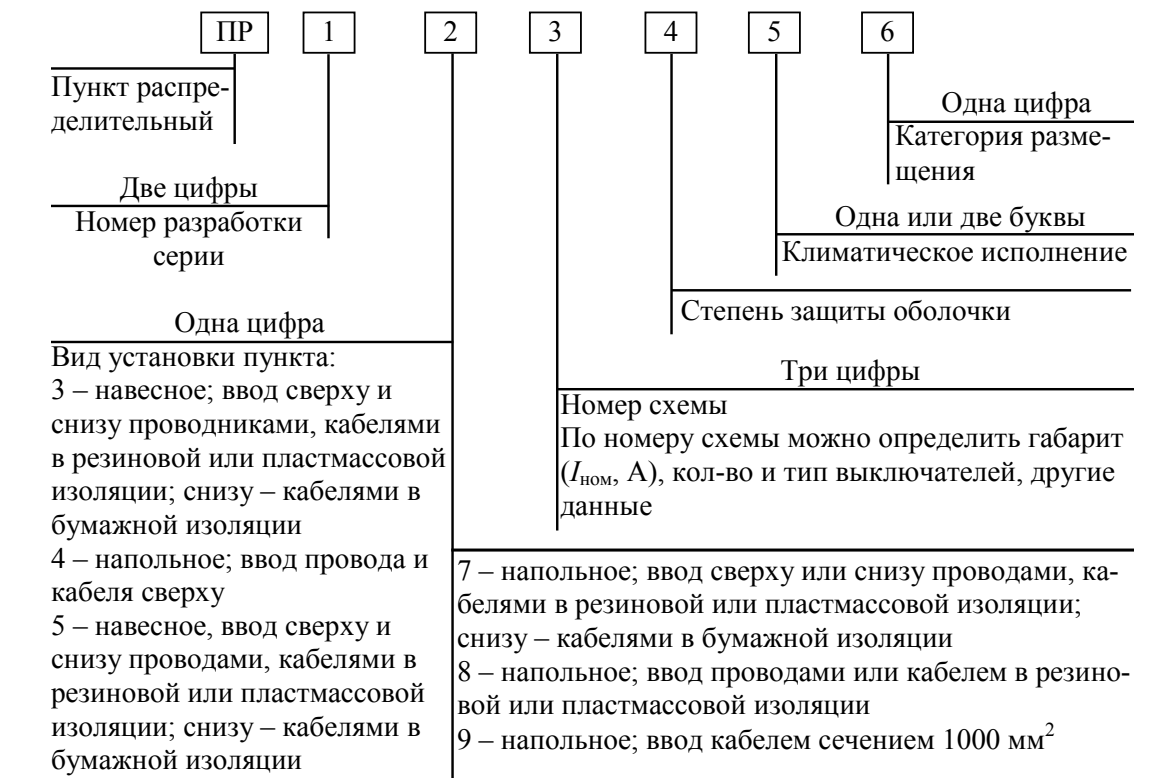
Распределительный пункт			Встраиваемый выключатель						
Навесное исполнение	Напольное исполнение		Допустимый ток, А	Вводной			Линейный (количество выключателей типов)		
	Способ монтажа внешних проводников			Тип	Количество	Пределы регулирования номинального тока расцепителя, А	А3726ФУ3 и А3722ФУ3*	А3716ФУ3 и А3712ФУ3**	А3716ФУ3** *
Сверху и снизу проводами и кабелями с резиновой или с пластмассовой изоляцией	Снизу кабелями с бумажной изоляцией								
ПР24-3224(3524)	ПР24-5224(5524)	ПР24-7224(7524)	480(520)	А3738Н	1	—	—	2	2
ПР24-3225(3525)	ПР24-5225(5525)	ПР24-7225(7525)	550(600)	А3748Н	1	—	—	4	—
ПР24-3226(3526)	ПР24-5226(5526)	ПР24-7226(7526)	550(600)	А3748Н	1	—	2	2	2
ПР24-3227(3527)	ПР24-5227(5527)	ПР24-7227(7527)	480(520)	А3738Н	1	—	—	—	6
ПР24-3228(3528)	ПР24-5228(5528)	ПР24-7228(7528)	550(600)	А3748Н	1	—	—	2	4
ПР24-3229(3529)	ПР24-5229(5529)	ПР24-7229(7529)	550(600)	А3748Н	1	—	—	6	—
ПР24-3330(3630)	ПР24-5230(5530)	ПР24-7230(7530)	480(520)	А3738Н	1	—	—	—	8
ПР24-3331(3631)	ПР24-5231(5531)	ПР24-7231(7531)	550(600)	А3748Н	1	—	—	—	8
ПР24-3332(3632)	ПР24-5232(5532)	ПР24-7232(7532)	550(600)	А3748Н	1	—	—	2	6
ПР24-3333(3633)	ПР24-5233(5533)	ПР24-7233(7533)	550(600)	А3748Н	1	—	—	4	4

Примечания: 1. В скобках указаны пункты с другими допустимыми токами при той же комплектности.

2. Пункты выпускаются по степени защиты в двух исполнениях – IP21 и IP54, что отражается в обозначении пункта введением дополнительно к марке пункта обозначений 21УЗ или 54УЗ, например ПР24-3101-21УЗ и ПР24-3101-54УЗ.

3. * номинальный ток термобиметаллических расцепителей выключателей типов: А3726ФУ3–(160-250)А, А3722ФУ3–160А; ** – то же, для типов А3716ФУ3–(16-160)А, А3712ФУ3–160А; *** – то же, для типов А3716ФУ3–(16-80)А.

Структура условного обозначения распределительных пунктов приведена на рис. 4.3, а параметры и комплектация – в таблицах 4.6 и 4.7.



Например



Рис. 4.3. Структура условного обозначения распределительного пункта серии ПР85 и ПР87

Таблица 4.6

Технические данные ПР85 с трехполюсными линейными выключателями

Номер схемы	I _н , А	Рабочий I _н , А, при исполнении		Количество трехполюсных линейных выключателей	
		IP21У3	IP54 УХЛ2, Т2	ВА51-31	ВА51-35
<i>С зажимами на вводе</i>					
153	630	504	473	—	2
154				2	2
155				4	2
156				6	2
157				8	2
<i>С выключателем ВА51-39 на вводе</i>					
090	630	504	473	6	—
091				8	—
092				10	—
093				12	—
094				—	4
095				2	2
096				4	2
097				6	2
098				8	2
<i>С выключателем ВА55-39 на вводе</i>					
115	630	504	473	6	—
116				8	—
117				10	—
118				12	—
119				—	4
120				2	2
121				4	2
122				6	2
123				8	2
<i>С выключателем ВА56-39 на вводе</i>					
140	630	504	473	6	—
141				3	—
142				10	—
143				12	—
144				—	4
145				2	2
146				4	2
147				6	2
148				8	2

Примечание: ПР 85 по схемам 153...155 имеют только навесное исполнение (IP21 и IP54), все остальные – навесное и напольное исполнение (IP21 и IP54).

Таблица 4.7

Технические данные ПР 85 с одно- и трехполюсными линейными выключателями

Номер схемы	I_n, A	Рабочий I_n, A , при исполнении		Количество ВА51-31 линейных	
		IP21УЗ	IP54 УХЛ2, Т2	1-полюсн.	3-полюсн.
1	2	3	4	5	6
<i>С зажимами на вводе</i>					
001	160	120	120	3	—
002				6	—
003				3	1
004				—	2
005				12	—
006				6	2
007				—	4
008				18	—
009				12	2
010				6	4
011				—	6
012	250	200	183	12	2
013				6	2
014				—	4
015				18	—
016				12	2
017				6	4
018				—	6
019				24	—
020				18	—
021				12	4
022	250	200	183	6	6
023				—	8
024				30	—
025				24	2
026				18	4
027				12	6
028				6	8
029				—	10
030	400	320	300	18	—
031				12	2
032				6	4
033				—	6
034				24	—
035				18	2

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6
036				12	4
037				6	6
038				—	8
039				30	—
040				24	2
041				18	4
042				12	6
043				6	8
044				—	10
149	630	504	473	—	6
150				—	8
151				—	10
152				—	12
<i>С выключателем ВА51-33 на вводе</i>					
045	160	128	120	3	—
046				6	—
047				3	1
048				—	2
049				12	—
050				6	2
051				—	4
052				18	—
053				12	2
054				6	4
055				—	6
<i>С выключателем ВА51-35 на вводе</i>					
056	250	200	188	12	—
057				6	2
058				—	4
059				18	—
060				12	2
061				6	4
062				—	6
063				24	—
064				18	2
065				12	4
066				6	6
067				—	8
068				30	—
069				24	2
070				18	4
071				12	6
072				6	8
073				—	10
<i>С выключателем ВА51-37 на вводе</i>					
074	400	320	300	—	4
075				18	—
076				—	2
077				6	4
078				—	6

Окончание таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6
079				24	—
080				18	2
081				12	4
082				6	6
083				—	8
084				30	—
085				24	2
086				18	4
087				12	6
088				18	—
089				—	10
<i>С выключателем ВА55-37 на вводе</i>					
099	400	320	300	—	4
100				18	—
101				12	2
102	400	320	300	6	4
103				—	6
104				24	—
105				18	2
106				12	4
107				6	6
108				—	8
109				30	—
110				24	2
111				18	4
112				12	6
113				6	8
114				—	10
<i>С выключателем ВА56-37 на вводе</i>					
124	400	320	300	—	4
125				18	—
126				12	2
127				6	4
128				—	6
129				24	—
130				18	2
131				12	4
132				6	6
133				—	8
134				30	—
135				24	2
136				18	4
137				12	6
138				6	8
139				—	10

Примечание: пункты ПР 85 по схемам 001...089 по способу установки имеют исполнение навесное (степень защиты IP21 и IP54) или утопленное (IP21), а по схемам 099...114, 124...139, 152 – навесное и напольное (IP21 и IP54).

4.3. Коммутационные и защитные аппараты напряжением до 1000 В

4.3.1. Предохранители

Предохранители применяются для защиты электроустановок от токов КЗ. Защита от перегрузок с помощью предохранителей возможна только при условии, что защищаемые элементы установки будут выбраны с запасом по пропускной способности, превышающем примерно на 25% номинальный ток плавкой вставки.

Наиболее распространенными предохранителями, применяемыми для защиты электроустановок напряжением до 1000 В, являются:

ПР – предохранитель разборный;

НПН – насыпной предохранитель, неразборный;

ПН2 – предохранитель насыпной, разборный.

Наполнителем является кварцевый мелкозернистый песок.

В таблице 4.8 и 4.9 приведены технические данные плавких предохранителей, а на рис. 4.4 показаны защитные характеристики плавких вставок предохранителей типа ПН2 на различные номинальные токи.

Таблица 4.8

Технические данные предохранителей ПР2

Номинальный ток, А		Наибольший отключаемый ток (действующее значение), А				Назначение
предохранителей	Плавких вставок	Исполнение 1		Исполнение 2		
		при напряжении, В				
		220	380	380	500	
15	6; 10; 15	1 200	800	8 000	7 000	Предназначены для работы в сетях постоянного и переменного тока Номинальное напряжение у исполнения 1 – 220 В, а у исполнения 2 – 500 В
60	15; 20; 25; 35; 45; 60	5 500	1 800	4 500	3 500	
100	60; 80; 100	14 000	6 000	11 000	10 000	
200	100; 125; 160; 200	14 000	6 000	11 000	10 000	
350	200; 225; 260; 300; 350	11 600	6 000	13 000	11 000	
600	350; 430; 500; 600	15 000	13 000	23 000	20 000	
1000	600; 700; 850; 1000	—	—	—	—	

Таблица 4.9

Технические данные предохранителей НПН и ПН2

Тип предохранителя	Номинальный ток		Предельный ток отключения (действующее значение), А	При каком положении предохранителя	
	предохранителя, А	плавких вставок, А			
НПН-15	15	6; 10; 15	—	При вертикальном и горизонтальном положении	
НПН-60М	60	20; 25; 35; 45; 60	—		
Патроны разборные	ПН2-100	100	30; 40; 50; 60; 80; 100	50 000	Только при вертикальном положении
	ПН2-250	250	80; 100; 125; 150; 200; 250	40 000	
	ПН2-400	400	200; 250; 300; 400	25 000	Только при вертикальном положении
	ПН2-600	600	300; 400; 500; 600	25 000	
	ПН2-1000	1000	500; 600; 750; 800; 1000	10 000	

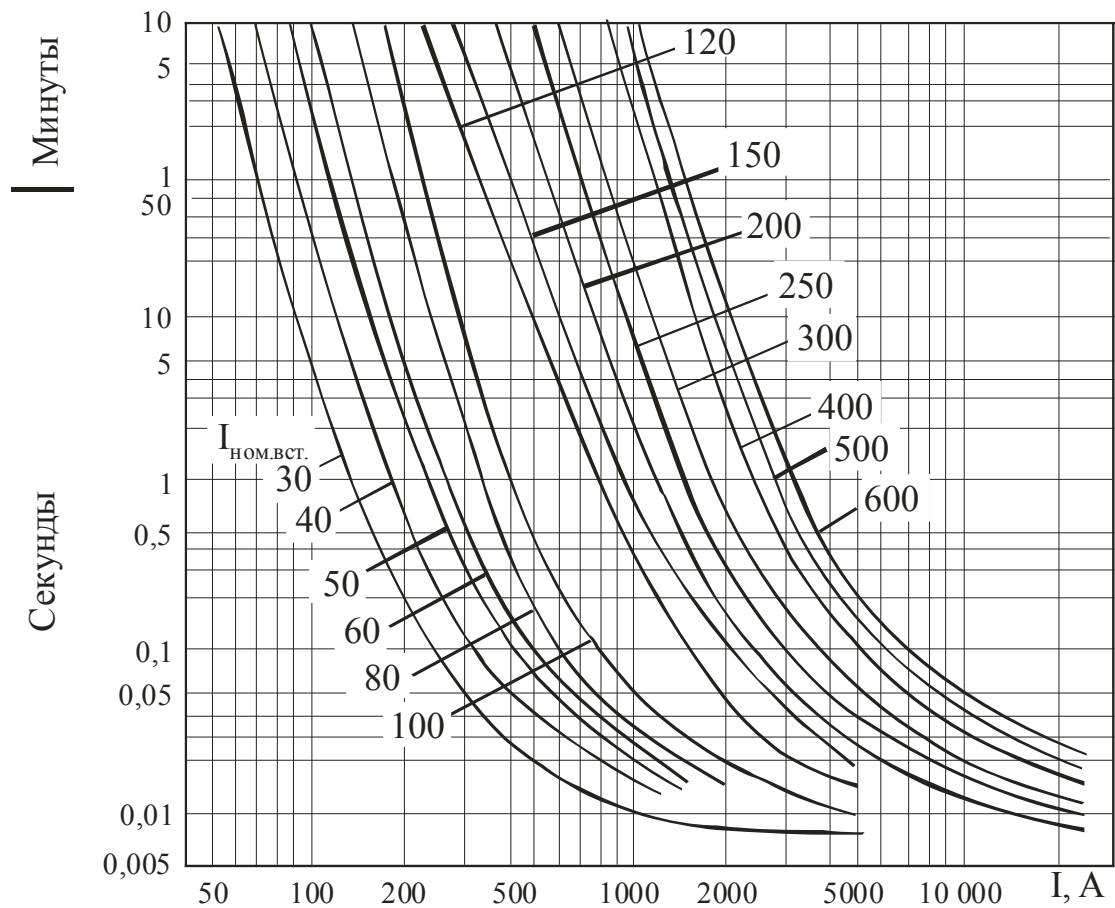


Рис. 4.4. Защитные характеристики плавких вставок предохранителей ПН2

4.3.2. Автоматические выключатели

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением (автоматы) предназначены для отключения тока при КЗ, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей (в том числе электродвигателей) на напряжение до 1000 кВ.

Расцепители, являясь составной частью автоматов, контролируют заданный параметр защищаемой цепи и воздействуют на расцепляющее устройство, отключающее автомат.

Наиболее распространенными расцепителями являются:

- а) электромагнитные – для защиты от тока КЗ;
- б) тепловые – для защиты от перегрузок;
- в) комбинированные, совмещающие в себе электромагнитные и тепловые расцепители;
- г) полупроводниковые, позволяющие ступенчато менять: номинальный ток расцепителя, время срабатывания в зоне перегрузки, отношение тока срабатывания при токе КЗ (0,1; 0,25; 0,4 с).

Полупроводниковые расцепители имеют более стабильные параметры и удобны в настройке.

Если автомат не имеет максимальных расцепителей, то он используется только для коммутации цепей без тока.

Кроме указанных выше, имеются также минимальные, нулевые, независимые и максимальные токовые расцепители. Минимальные расцепители отключают включенный автомат при $U=(0,35\div 0,7) U_{\text{ном}}$; нулевые расцепители – при $(0,1\div 0,35) U_{\text{ном}}$. Независимые расцепители служат для дистанционного отключения автоматов, максимальные токовые – для защиты электрических цепей (кроме двигателей) от перегрузки.

Наиболее современными, являются автоматические выключатели серии ВА, предназначенные для замены устаревших А31, А37, АЕ, АВМ и «Электрон». Они имеют уменьшенные габариты, совершенные конструктивные узлы и элементы. Работают в сетях постоянного и переменного тока. На рис. 4.5 представлена структура условного обозначения серии ВА.

Основные технические данные автоматов даны в таблице 4.10, а подробные условия их эксплуатации – в [10].

Дополнительные сведения об автоматах: 1. Автоматические выключатели серии АП50Б выпускают с разными видами расцепителей, что отражается в их обозначении. Так, например, АП50Б2МТ – с двумя

ВА	51	—	31	—	1												
Обозначение выключателя					Обозначение количества полюсов: 1 – один 2 – два 3 – три												
<p>Разработка:</p> <p>51, 52 – с тепловым и электромагнитным расцепителями (или только с электромагнитным);</p> <p>53, 55, 75 – с полупроводниковым максимальным расцепителем;</p> <p>56 – без максимальных расцепителей</p>																	
<p>Обозначения номинального тока ($I_{ном}$, А) выключателя:</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;">25 – 25А</td> <td style="width: 50%;">39 – 630А</td> </tr> <tr> <td>29 – 63А</td> <td>41 – 1000А</td> </tr> <tr> <td>31 – 100А</td> <td>43 – 1600А</td> </tr> <tr> <td>33 – 160А</td> <td>45 – 2500А</td> </tr> <tr> <td>35 – 250А</td> <td>47 – 4000А</td> </tr> <tr> <td>37 – 400А</td> <td></td> </tr> </table>						25 – 25А	39 – 630А	29 – 63А	41 – 1000А	31 – 100А	43 – 1600А	33 – 160А	45 – 2500А	35 – 250А	47 – 4000А	37 – 400А	
25 – 25А	39 – 630А																
29 – 63А	41 – 1000А																
31 – 100А	43 – 1600А																
33 – 160А	45 – 2500А																
35 – 250А	47 – 4000А																
37 – 400А																	

Рис. 4.5. Структура условного обозначения автоматического выключателя серии ВА.

комбинированными расцепителями; АП50Б2М – с двумя электромагнитными расцепителями; АП50Б3ТН – с тремя тепловыми расцепителями и минимальными расцепителями напряжения; буква Д означает – независимый расцепитель, буква О – максимальный расцепитель тока в нулевом проводе.

Предельная коммутационная способность автомата при переменном напряжении 380 В составляет 0,5–10 кА при номинальном токе максимальных расцепителей 1,6–63 А.

Технические данные выключателей серии АП50 на номинальное напряжение 380 В переменного и 220 В постоянного тока приведены в таблице 4.11.

2. Автоматические выключатели серии АК50 и АК60 выпускают со следующими видами расцепителей: МГ – электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ; М – электромагнитный для защиты в зоне токов КЗ.

Таблица 4.10

Основные технические данные автоматических выключателей

Тип	U _{ном} , В	I _{ном} , А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время срабатывания, с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 I _{ном}	при токе 6 I _{ном}	в зоне КЗ		
Э06	=220	800; 1000	—	Полупроводниковый	Полупроводниковый	630; 800; 630; 800; 1000	1,25	3; 5; 7; 10	—	4; 8; 16	0,25; 0,45; 0,7	35	Ручной, электромагнитный
	=440											25	
	~380											40	
	~660											45	
Э16	=440	1250; 1600	—	Полупроводниковый	Полупроводниковый	630; 1000 1600	1,25	3; 5; 7	—	4; 8; 16	0,25; 0,45; 0,7	30	Ручной, электромагнитный
~660	50												
Э25	=440	2000; 2500; 3200; 4000										55	
	~660	4000; 5000; 6300										85	
Э40	=440	4000; 5000; 6300	2	Электромгнитный с гидравлическим замедлением срабатывания	Электромгнитный без замедлителя	0,6; 0,8; 1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 4; 5; 6; 8; 10; 12,5; 15; 20; 25; 32; 40; 45; 50	—	5	—	3-20	—	4,5	Ручной
AK50	~380	50	2; 3									5	
	AK63	=220	63	1	Комбинированный	Электромгнитный	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	—	1,5; 5	—	3-20	—	3-5
=440		2		3									
~500		2; 3		1,3									1,5; 3; 12
АП50Б*	=220	50	2	Комбинированный	Электромгнитный	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10	1,25	3; 5; 10	—	1,5-10	—	0,5-4	Ручной
	~500		3									0,3-3,5	
	~660		3									0,24-1	
AE1000**	~380	25	1	Тепловой	Электромгнитный	6; 10; 16; 20; 25	1,25; 1,5	12-18	Не срабатывает	—	—	1,2; 1,8	Ручной
AE2020	~380	16	3									0,7-4	
	~660			0,7-1,6									

Продолжение таблицы 4.10

Тип	U _{ном} , В	I _{ном} , А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время срабатывания, с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода	
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 I _{ном}	при токе 6 I _{ном}	в зоне КЗ			
AE2040 AE2040M	~220	63	1	Тепловой	Электромагнитный	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	0,9-1,15	12	Не срабатывает	—	—	2-6	Ручной	
	~380		1; 3									0,8-6		
	~440		1									2-4,5		
AE2050M	~380	100				10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	0,9-1,15	12	Не срабатывает в течение 2ч.	5-20	—	—	2,4-6	Ручной
	~660													
AE2060	~380	160				16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	0,9-1,15	12	—	—	—	—	3,5-11,5	Ручной
	~660													
AE2530	=220	25	1; 2			0,6; 0,84; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,25; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25		2-10	—	—	—	—	2-5	—
	~380													
AE2540	=220	63				25; 31,5; 40; 50; 63		2,5; 5; 10	—	—	—	—	5-10	—
	~380													
AE2550	=220	100				50; 60; 80; 100							20	—
BA13-25	~1140	25	3			3,15; 5; 16; 25	—	7	—	—	—	—	1,5	—
BA13-29	~660	63	2; 3			0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	6; 12	3; 6; 12	—	—	—	—	6	—
	=440												10	

Продолжение таблицы 4.10

Тип	U _{ном} , В	I _{ном} , А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время срабатывания, с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода		
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 I _{ном}	при токе 6 I _{ном}	в зоне КЗ				
ВА16	~380	6,3-31,5	1	Тепловой	Электромагнитный	—	—	95-440	—	—	—	1	—		
ВА19 (ВА19-29)	~380	0,6-63	1; 2			0,6-63	—	—	—	2-10	—	—	—	1,2-6	—
	=220													2-10	
ВА22-27	~380	40	3; 2			6,3; 10; 16; 20; 25; 31,5; 40	—	—	—	—	—	—	—	1	Электро-двигательный
	=220													1,7-3	
ВА51-25 ВА51Г-25	~380	0,3-25	3			0,3-4 (ВА51-25) 5-25 (ВА51Г25)	1,2; 1,35	7; 10; 14	—	—	—	—	—	1,5-3,8	Ручной
	~660													1,2-3	
ВА51	=220	100; 160	1; 2; 3			для 100 А 6,3-100 для 160 А 80-160	1,2; 1,25; 1,35	3; 6; 7; 3; 7; 10	—	—	—	—	—	2-28	
	~660													1,5-12	
ВА51-35	=220	250	2; 3			80; 100; 125; 200; 250	—	6; 8; 10; 12	—	—	—	—	—	25-35	Ручной, электромагнитный
	~660													10-12	
ВА51 ВА52	=440	400				250; 300; 400	—	6; 20	—	—	—	—	—	35-85	
	~500													12-20	
ВА57-35 ВА57-37	=440	250	3			16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250	—	6; 8; 10; 12	—	—	—	—	—	5-110	
	~660			3,5-20											
ВА51-39	=220	630	2; 3	400; 500; 630	6	2500; 3200; 4000	—	—	—	—	—	35			
	~380											20			
	~660											50			
ВА52-39	=440			250; 320; 400; 500; 630	6	2500; 3200; 4000	—	—	—	—	—	85			
	~380											40			
	~660											20			

Окончание таблицы 4.10

Тип	U _{ном} , В	I _{ном} , А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время срабатывания, с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода							
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 I _{ном}	при токе 6 I _{ном}	в зоне КЗ									
ВА53-41	~380	1000	Полупроводниковый	Электromагнитный	Для полупроводникового 630; 800; 1000 Для электромагнитного 250; 400; 630; 1000	1,25	4; 8; 16	—	0,04	—	135	Ручной, электромагнитный								
	~660										33,5									
	=440										110									
ВА55-41	~380										135									
	~660										33,5									
	=440										100									
ВА56-41	~380										55									
	~660										33,5									
	=440										100									
ВА53-43	=440										1600		Полупроводниковый	Электromагнитный	1000; 1280; 1600	1,25	4; 8; 16	—	—	160
	~660	47,5																		
ВА55-43	=440	100																		
	~660	47,5																		
ВА56-43	=440	100																		
	~660	47,5																		
ВА75-45	=440 ~660	2500	Полупроводниковый	Электromагнитный	1575; 2000; 2500	1,25	4; 8; 16	—	—	50		Ручной, электромагнитный								
		4000								40										
ВА75-47	=440 ~660	4000	Полупроводниковый	Электromагнитный	2520; 3200; 4000	1,25	4; 8; 16	—	—	60		Ручной, электромагнитный								
										45										
ВА81-41	=440 ~660	1000	Полупроводниковый	Электromагнитный	250; 400; 630; 1000	1,25	4; 8; 16	—	—	100	Ручной, электромагнитный									
										45										
ВА83-41	=440 ~660									1000		Полупроводниковый	Электromагнитный	250; 400; 630; 1000	1,25	4; 8; 16	—	—	100	Ручной, электромагнитный
																			45	
ВА85-41	=440 ~660									1000		Полупроводниковый	Электromагнитный	250; 400; 630; 1000	1,25	4; 8; 16	—	—	100	Ручной, электромагнитный
																			45	

* - см. таблицу 4.11

** - см. таблицу 4.12

Таблица 4.11

Автоматические выключатели серии АП50

Тип автомата	Номинальный ток расцепителя, А	Кратность тока срабатывания теплового расцепителя, А	Пределы регулирования номинального тока уставки теплового расцепителя	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя (отсечка), А	
				при переменном токе частотой 50 Гц	при постоянном токе
<i>Комбинированный</i>					
АП50-3ТМ	1,6	2,16	1-1,6	11	14
АП50-2МТ	2,5	3,38	1,6-2,5	17,5	22
	4	5,4	2,5-4	28	36
	6,4	8,64	4-6,4	45	57
	10	13,5	6,4-10	70	90
	16	21,6	10-16	112	144
	25	33,8	16-25	175	225
	40	54	25-40	280	360
	50	67,5	30-50	350	450
<i>Электромагнитный</i>					
АП50-3М	1,6			11	14
АП50-2М	2,5			17,5	22
	4			28	36
	6,4			45	57
	10	—	—	70	90
	16			112	144
	25			175	225
	40			280	360
	50			350	450
<i>Тепловой</i>					
АП50-3Т	1,6	2,16	1-1,6	—	—
АП50-2Т	2,5	3,38	1,6-2,5	—	—
	4	5,4	2,5-4	—	—
	6,4	8,64	4-6,4	—	—
	10	13,5	6,4-10	—	—
	16	21,6	10-16	—	—
	25	33,8	16-25	—	—
	40	54	25-40	—	—
	50	67,5	30-50	—	—

3. Автоматические выключатели серии АЕ1000 предназначены для защиты осветительных электрических цепей переменного тока; номинальный режим работы – продолжительный (табл. 4.12).

Таблица 4.12

Автоматические однополюсные выключатели серии АЕ-1031 переменного тока напряжением 220 В на номинальный ток 25 А

Тип автомата и расцепителя	Номинальный ток расцепителя, А	Ток срабатывания теплового расцепителя, А	Кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя
<i>Комбинированный</i>			
АЕ-1031-11	6	8,1	12-18
АЕ-1031-21	10	13,5	
АЕ-1031-31	16	21,6	
АЕ-1031-41	25	33,8	
АЕ-1031-51	25	33,8	
<i>Электромагнитный</i>			
АЕ-1031-13	6	—	12-18
АЕ-1031-23	10	—	
АЕ-1031-33	16	—	
АЕ-1031-43	25	—	
АЕ-1031-53	25	—	
<i>Тепловой</i>			
АЕ-1031-12	6	8,1	—
АЕ-1031-22	10	13,5	—
АЕ-1031-32	16	21,6	—
АЕ-1031-42	25	33,8	—
АЕ-1031-52	25	33,8	—

4. Автоматические выключатели серии АЕ20 различаются по значению номинального тока выключателя следующим образом: АЕ2020 – $I_{в.ном} = 16$ А; АЕ2030 – $I_{в.ном} = 25$ А; АЕ2040 – $I_{в.ном} = 63$ А; АЕ2050 – $I_{в.ном} = 100$ А; АЕ2060 – $I_{в.ном} = 160$ А. Четвертая цифра в обозначении выключателя означает следующее: 3 – трехполюсные с электромагнитными максимальными расцепителями; 4 – однополюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями; 6 – то же, но трехполюсные.

5. Автоматические выключатели серии АЕ25 имеют по одному замыкающему и по одному размыкающему контакту.

Для этих автоматов имеет место следующее число полюсов в комбинации с максимальными расцепителями тока: 1 – однополюсные с электромагнитными максимальными расцепителями тока; 2 – двухполюсные с электромагнитными расцепителями тока; 4 – однополюсные с электромагнитными и тепловыми расцепителями тока; 5 – двухполюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями тока.

6. Автоматические выключатели серии ВА13 предназначены для отключения электрических цепей при перегрузках и КЗ. Пятая и шестая цифры в обозначении выключателя означают следующее: 22 – два полюса с электромагнитными расцепителями; 23 – два полюса с электромагнитными расцепителями с гидравлическим замедлением; 32 – три полюса с электромагнитными расцепителями; 33 – три полюса с электромагнитными расцепителями с гидравлическим замедлением. Время отключения автоматов под действием независимого расцепителя не превышает 0,05с.

7. Автоматические выключатели серии ВА16 выпускаются на следующие номинальные токи: 6,3; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0; и 31,5 А. Номинальные уставки по току срабатывания соответственно равны: 95; 140; 225; 280; 350; и 440 А.

8. Автоматические выключатели серии ВА19 предназначены для защиты электрических установок от токов перегрузки и токов КЗ в цепях переменного тока. Имеют один замыкающий и один размыкающий контакты.

9. Автоматические выключатели серии ВА51-25 предназначены для эксплуатации и защиты электрических цепей переменного тока от токов перегрузки и токов КЗ. Автоматические выключатели серий ВА51Г25 служат для пуска, останова и защиты АД от токов перегрузки и токов КЗ. Автоматы имеют один замыкающий и один размыкающий контакты или два замыкающих контакта, а также независимые и минимальные расцепители напряжения.

10. Автоматические выключатели серии ВА51 на токи 100 и 160 А предназначены для эксплуатации в электрических цепях переменного тока, встраиваются в комплексные устройства для защиты электрических цепей от токов перегрузки и КЗ; буква «Г» в серии означает, что эти автоматы служат для защиты, пуска и отключения АД. Автомат имеет максимальные расцепители тока (электромагнитные и тепловые), а также независимые и минимальные расцепители напряжения.

11. Автоматический выключатель серии ВА51 на ток 250 А имеет то же назначение, что и ВА51 на токи 100 и 160 А. Имеет максимальные, независимый, нулевой и минимальный расцепители.

12. Автоматический выключатель серии ВА52-37 имеет калибруемые значения установок по току срабатывания электромагнитного расцепителя тока, которые имеют следующее значения: при переменном токе: 1600; 2000; 2500; 3200; 4000 А; при постоянном токе: 2000 и 2500 А (для исполнения автоматов без тепловых максимальных расцепителей тока).

13. Автоматические выключатели серии А3700 [2, 11] по виду максимальных расцепителей тока подразделяются на:

а) токоограничивающие с электромагнитными и полупроводниковыми расцепителями, с электромагнитными и тепловыми расцепителями, с электромагнитными расцепителями; селективные с полупроводниковыми расцепителями;

б) нетокоограничивающие с электромагнитными и тепловыми расцепителями, с электромагнитными расцепителями; без максимальных расцепителей тока.

На рис. 4.6 приведена структура условного обозначения выключателей этой серии, а в таблицах 4.13–4.15 и на рис. 4.7 с ориентацией на комплектацию распределительных пунктов серии ПР24 даны их основные технические характеристики.

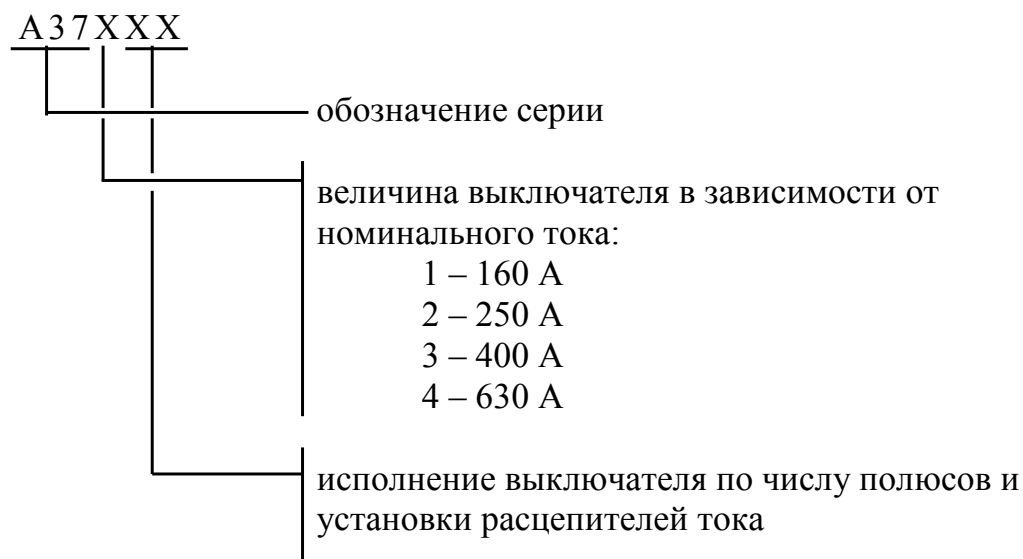


Рис. 4.6. Структура условного обозначения автоматического выключателя серии А3700

Таблица 4.13

Технические данные выключателей серии А3700 с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями

Тип выключателя	Номинальный ток расцепителя, А	Базовый номинальный ток, А	Калибруемые значения номинального рабочего тока полупроводникового расцепителя $I_{ном.расц.}, А$	Уставка расцепителя по току срабатывания в зоне токов перегрузки, кратная $I_{ном.расц.}$	Калибруемые значения уставок расцепителя в зоне токов КЗ		Пределы регулирования времени срабатывания, с, при $6I_{ном.расц.}$ (перемеженный ток)	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
					по току срабатывания, кратное $I_{ном.расц.}$	по времени срабатывания, с		
<i>Исполнение селективное с полупроводниковыми расцепителями</i>								
А3734С	250	200	160, 200, 250	1,25	2; 3; 5; 7; 10	0,1; 0,25; 0,4	4; 8; 16	электромагнитного расцепителя нет
А3744С	400	320	250, 320, 400					
	630	500	400, 500, 630					
<i>Исполнение токоограничивающее с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями</i>								
А3714Б	160	32	20, 25, 32, 40	1,25	2; 3; 5; 7; 10	Выдержки времени нет	4; 8; 16	1600
		63	40, 50, 63, 80					
		125	80, 100, 125, 160					
А3724Б	250	200	160, 200, 250	1,25	2; 3; 5; 7; 10	Выдержки времени нет	4; 8; 16	2500
А3744Б	250	200	160, 200, 250	1,25	2; 3; 5; 7; 10	Выдержки времени нет	4; 8; 16	2500
	400	320	250, 320, 400					4000
	630	500	400, 500, 630					6300

Примечания: зоны возможных защитных характеристик полупроводниковых расцепителей приведены в [2].

Таблица 4.14

Технические данные выключателей серии А3700 только с электромагнитным расцепителем максимального тока

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
А3712Б, А3712Ф	160	630, 1000, 1600
А3722Б, А3722Ф	250	1600, 2000, 2500
А3732Ф	400	2500, 3200, 4000
А3742Б	630	4000, 5000, 6300

Таблица 4.15

Технические данные выключателей серии А3700 с электромагнитными и тепловыми расцепителями

Тип выключателя	Номинальный ток электромагнитного расцепителя, А	Номинальные токи тепловых расцепителей, А, $I_{\text{ном тепл. расц.}}$	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
А3716Б	160	16, 20, 25	630
А3716Ф	160	32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160	630, 1600
А3726Б, А3726Ф	250	160, 200, 250	2500
А3736Б, А3736Ф	400	250, 320, 400	$10 I_{\text{ном тепл. расц.}}$
А3746Б	630	400, 500, 630	$10 I_{\text{ном тепл. расц.}}$

Примечания: 1. Уставка по току срабатывания теплового расцепителя равна $1.15 I_{\text{ном тепл. расц.}}$.
2. Уставки токов тепловых и электромагнитных расцепителей не регулируются.

14. Автоматические выключатели серии «Электрон» по сочетанию видов расцепителей подразделяются на:

а) с максимальным расцепителем тока (полупроводниковым (зоны возможных защитных характеристик приведены на рис. 4.8 [2])), имеющим переключатель для переключения на работу в режиме с выдержкой времени (мгновенно) и минимальным расцепителем напряжения, который осуществляет оперативные отключения;

б) с максимальным расцепителем тока и независимым расцепителем напряжения.

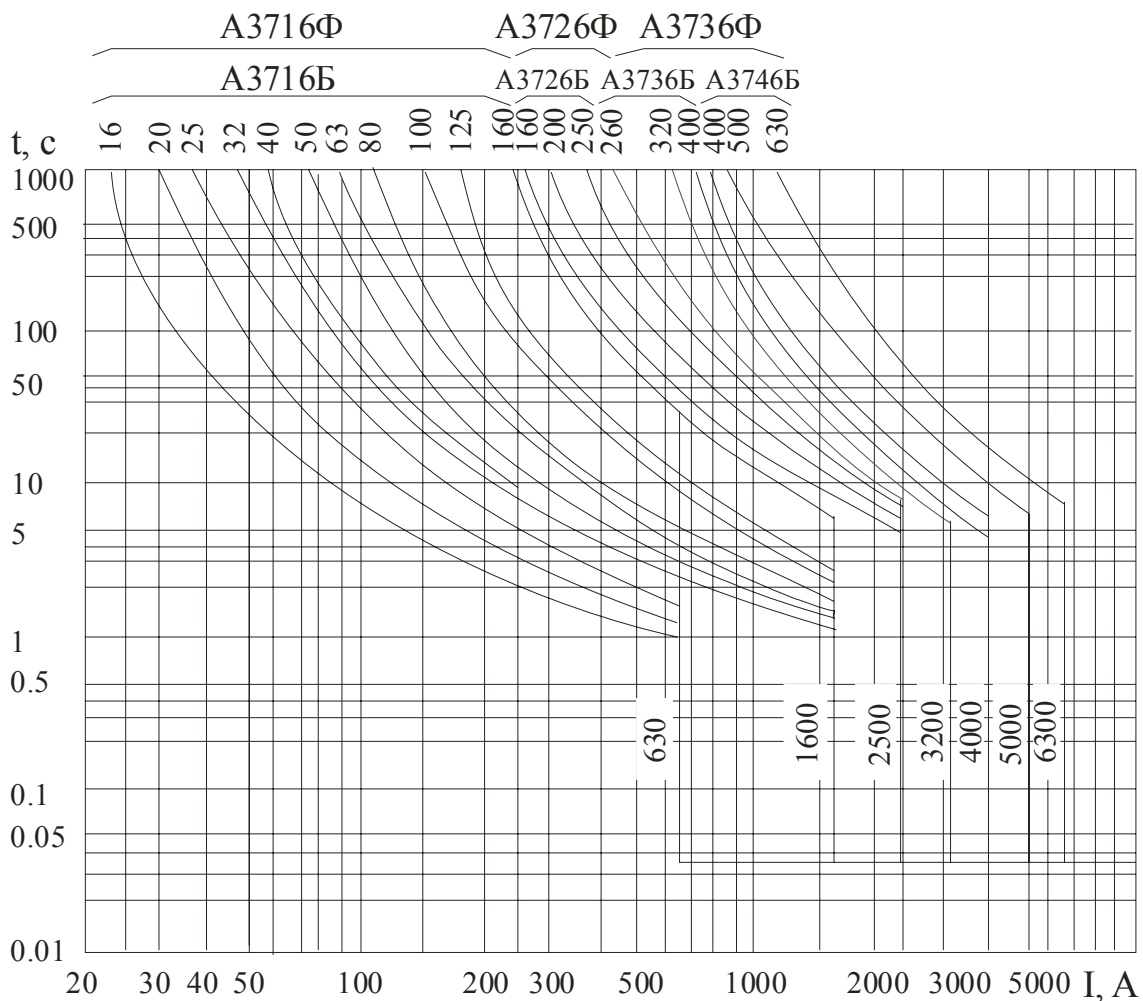


Рис. 4.7. Семейство защитных характеристик автоматических выключателей А3700 с комбинированными (термобиметаллическими и электромагнитными) расцепителями в исполнениях токоограничивающем – А3700Б и нетокоограничивающем – А3700Ф.

Примечания: 1. На кривых указаны номинальные токи расцепителей и уставки тока срабатывания их электромагнитных элементов.

2. Расцепители с номинальными токами 32–160 А включительно для выключателей 1-й величины по заказу поставляют с уставками тока мгновенного срабатывания 630 или 1600 А.

3. Кривые пригодны как для трехполюсных, так и для однополюсных выключателей переменного и постоянного токов при температуре окружающей среды 40°С и прохождении тока по всем фазам (полюсам) выключателя.

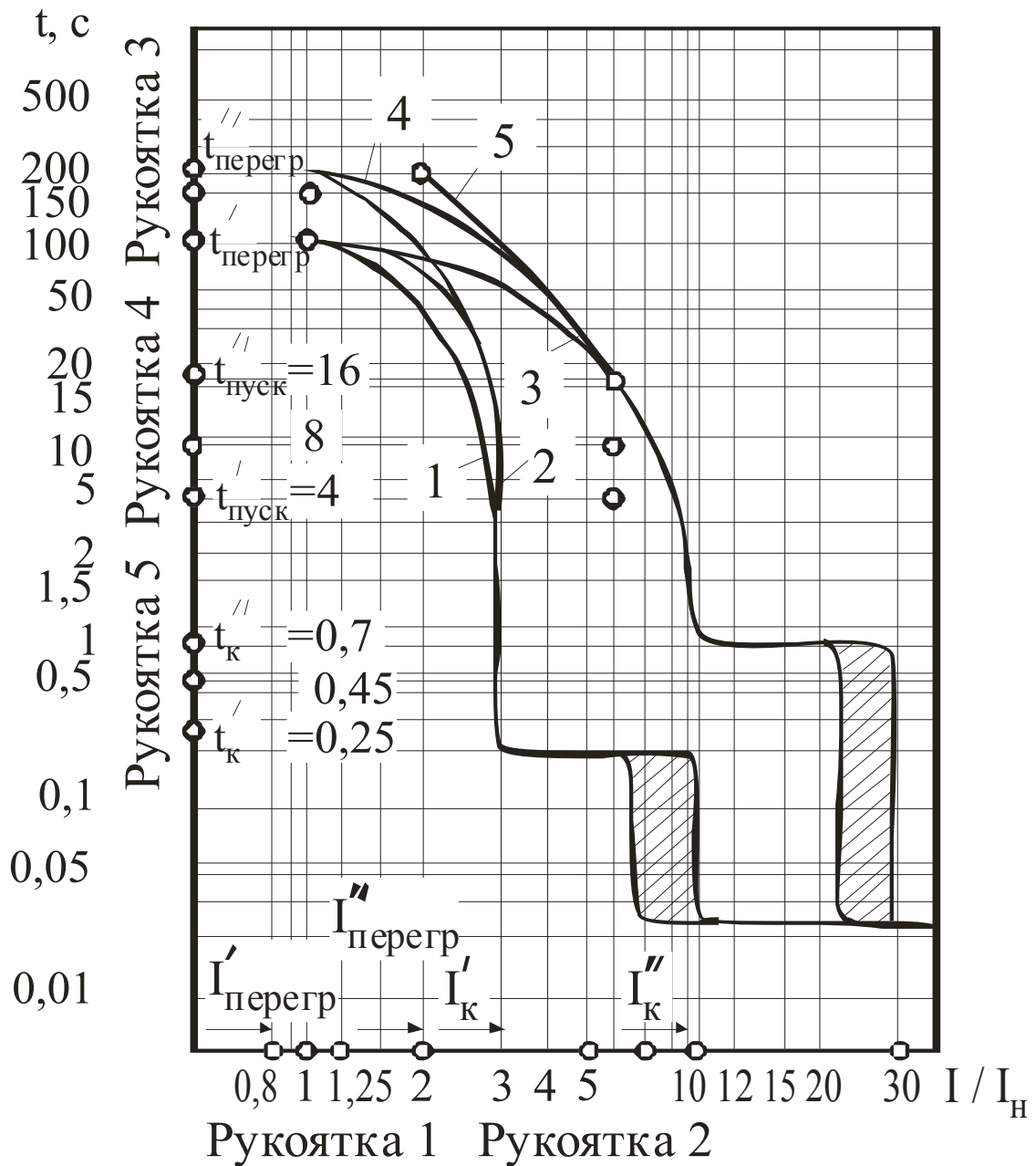


Рис. 4.8. Зоны возможных защитных характеристик полупроводниковых реле максимальной токовой защиты автоматических выключателей «Электрон» [2].

Точками обозначены уставки тока и времени, указанные на шкалах у регулировочных рукояток; фактически регулировку осуществляют плавно между минимальным (индекс – штрих) и максимальным (индекс – два штриха) значениями.

15. Автоматические выключатели серий ВА51-39 и ВА52-39 допускается использовать для прямых пусков и защиты АД.

В зависимости от исполнения имеют разные сочетания расцепителей: тепловых, электромагнитных, независимых, нулевых и минимальных.

16. Автоматические выключатели типов ВА53-41; ВА55-41 и ВА56-41 допускается использовать для нечастых прямых пусков АД. Выключатели этих типов различаются по максимальной токовой защите (МТЗ):

а) ВА53 – токоограничивающие с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

б) ВА55 – с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока с выдержкой времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

в) ВА56 – без максимальных расцепителей тока, разработаны на базе выключателей серии ВА55.

Выключатели с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока в условиях эксплуатации допускают ступенчатую регулировку следующих параметров: номинального тока расцепителя $I_{p.ном}$, номинального напряжения (только для постоянного тока); уставки по току срабатывания в зоне токов КЗ, уставки по времени срабатывания в зоне токов перегрузки при $6 I_{p.ном}$ для переменного тока и $5 I_{p.ном}$ для постоянного тока, уставки по времени срабатывания в зоне токов КЗ для выключателей типа ВА55-41.

Выключатели с выдержкой времени в зоне токов КЗ типов ВА55-41 дополнительно имеют:

1 – верхнюю границу зоны селективности, кА: при переменном токе: 20,0; при постоянном токе: 30,0;

2 – кратность уставки по времени срабатывания в зоне токов КЗ до верхней границы зоны селективности, с:

при переменном токе: 0,1; 0,2; 0,3;

при постоянном токе: 0,1; 0,2.

Полное время отключения электрической цепи в зоне токов КЗ выключателями типов ВА53, ВА55 (после истечения установленного времени срабатывания) и ВА56 (при токе КЗ не менее 25 кА для выключателей переменного тока, и не менее 40 кА для выключателей постоянного тока) не более 0,04 с.

17. Автоматические выключатели типов ВА53-43, ВА55-43, ВА56-43 различают по МТЗ:

а) ВА53 – токоограничивающие с полупроводниковыми и электромагнитными максимальными расцепителями тока без выдержки времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

б) ВА55-43 – с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока с выдержкой времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

в) ВА56 – автоматические, без максимальных расцепителей тока, разработаны на базе выключателей серии ВА55.

18. Автоматические выключатели серии ВА75 имеют следующие расцепители: независимый, нулевого напряжения, минимального напряжения с выдержкой времени.

19. Автоматические выключатели серий ВА81, ВА85, ВА87 предназначены для эксплуатации в электроустановках, а также допускается использовать их для прямых пусков АД с короткозамкнутым ротором и отключения вращающихся двигателей. Цифры в обозначении выключателей означают следующее:

81 – токоограничивающие выключатели с электромагнитными расцепителями;

83 – токоограничивающие выключатели с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями;

85 – селективные выключатели с полупроводниковым расцепителем.

ВА87 – выключатели без максимальных расцепителей тока. Выключатели ВА87-41, не имеющие максимальных расцепителей тока, изготавливаются на базе селективных выключателей и сохраняют включенное положение до значений токов КЗ, соответствующих верхней границе зоны селективности для селективных выключателей, а свыше этих токов отключают электрическую цепь.

Полное время отключения цепи выключателем при номинальном токе с момента подачи рабочего напряжения на выводы катушки независимого расцепителя не более 0,065 с.

4.3.3. Контактторы и магнитные пускатели

Контакттор – это аппарат дистанционного действия, предназначенный для частых коммутаций электрических цепей при номинальных режимах работы. Контактторы не защищают электрические цепи от ненормальных режимов. Контакттор состоит из электромагнитной системы, обеспечивающей дистанционное управление; главных контактов силовой цепи; дугогасительного

устройства; блок-контактов, включаемых в цепь автоматики и сигнализации. Контактторы применяются в силовых цепях переменного и постоянного тока. При числе полюсов два или три они допускают 600-1200 включений в час.

Основные технические данные контакторов приведены в таблицах 4.15 и 4.16.

Таблица 4.15

Технические данные контакторов на номинальное напряжение 1140 В

Параметры	Тип			
	КТМ15Р	КТ12	КТ12Р37М	КТМ15
Номинальный ток, А	250	250, 400	250, 400	250
Частота, Гц	50	50	50	50
Ток включения, А	5600	5600, 6500	5600, 6500	5600
Ток отключения, А	3000	3000	3000	3000
Напряжение управления, В	36	220	36	220
Коммутационная износостойкость, тысяч циклов «ВО»:				
в категории АС-3	1600	2000	1600	1600
в категории АС-4	300	630	300	300
Механическая износостойкость, тысяч циклов «ВО»	5000	5000	5000	5000

Дополнительные сведения о контакторах. 1. Электромагнитные контакторы серии КТ6000/20 применяют в приводах, где не допускается отключение контактора при исчезновении или снижении напряжения в цепи втягивающей катушки. Контактторы допускают работу при напряжении на зажимах втягивающих катушек от 0,85 до 1,1 $U_{ном}$ для контакторов КТ6000/00 и от 0,7 до 1,1 $U_{ном}$ для контакторов КТ6000/20.

2. Для электромагнитных контакторов серии КТ6600 стойкость к протеканию сквозных токов составляет:

3200 А при $I_{ном}=63$ А;

3600 А при $I_{ном}=100$ А;

4000 А при $I_{ном}=160$ А,

где $I_{ном}$ – номинальный ток контактора.

Стойкость к протеканию пиковых значений сквозных токов (амплитудное значение) равна:

4000 А при $I_{ном}=63$ А;

4500 А при $I_{ном}=100$ А;

5000 А при $I_{ном}=160$ А.

Таблица 4.16

Основные технические данные контакторов

Тип	U _{ном} , В	Количество контактов		I _{ном} , А	Коммутационная способность, А			
		замыкающих	размыкающих		включаемый ток		отключаемый ток	
					~380 В	220 В	~380 В	220 В
КТ6000/01 – КТ6000/04	=220 ~380	3; 6; 9; 12	3; 6; 9; 12	16	100	25	16	1
КТ6000/21 – КТ6000/24	=220 ~380	1; 4; 7; 10	1; 4; 7; 10					
КТ6600	~660	—	—	63; 100; 160	—	—	—	—
КТ6600/2	~380	2; 3	—	40; 100; 160	160; 250; 630; 1000	—	—	—
КТ6600/3	=220	1; 2	1		—	160; 250; 630	—	40; 100; 160
КМ18-36-5110	~380	1 (главные) 2 (вспомогательные)	— 2 (вспомогательные)	315	500	—	500	—
КМ24-21	=500	1; 2	—	10	—	20	—	20
КМ24-33		1		160		320		320
КМ24-35		1		250		500		500
КМ20-37	~380	—	—	400	3200	—	2400	—
	~660			250				
КНЕ-230	—	3	—	63	—	—	—	—
КНЕ-220		2		100				
КНЕ-320				250				

3. Электромагнитные контакторы серий КТ6000/2 и КТ6000/3 предназначены для работы при отсутствии напряжения в цепи питания катушки, серий КТ6000/3 – для гашения поля синхронных машин и для цепей, где недопустимо отключение контактора при отсутствии напряжения в цепи питания катушки.

4. Электромагнитные контакторы типа КМ18-36-5101 имеют главные и вспомогательные контакты; номинальное напряжение главных контактов – 110 В; ток включения – отключения в режиме редких коммутаций (не менее 10 раз) – 560 А; номинальный ток прохождения в течение 1с – 900 А; номинальное напряжение включающей катушки – 36 В; потребляемая мощность включающей катушки не более 15 Вт.

5. Для электромагнитных контакторов типа КМ20-37 в таблице 4.16 указана наибольшая коммутационная способность ($\cos\varphi=0,35$) при напряжении – 380 В; при напряжении – 660 В наибольшая коммутационная способность составляет: включаемый ток 2000 А; отключаемый ток 1500 А. Стойкость при протекании сквозного тока в течение 1с равна 5600 А, пикового сквозного тока (в течение полуволны) – 7000 А.

6. Электромагнитные контакторы серии КМ24 имеют следующие дополнительные технические характеристики:

- номинальное напряжение включающих катушек 24 В;
- номинальное напряжение вспомогательных контактов 24В;
- номинальный ток вспомогательных контактов 10 А;
- максимальная мощность, потребляемая контактором, составляет: для КМ24-21 – 10 Вт, для КМ24-23 – 35 Вт; для КМ24-35 – 50 Вт.

Для вспомогательных контактов номинальные напряжения и ток составляют соответственно 110–660 В и 10 А.

Магнитный пускатель – это трехполюсной контактор переменного тока, в котором дополнительно встроены два тепловых реле защиты, включенных последовательно в две фазы главной цепи. Магнитные пускатели предназначены для управления (пуска, останова, реверса) трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором мощностью до 75 кВт, а также для защиты их от перегрузок недопустимой продолжительности. Кроме этого, магнитные пускатели могут использоваться для включения и отключения электроустановок, требующих дистанционного управления. Защита от перегрузок осуществляется тепловыми реле. Для защиты от токов коротких замыканий необходимо устанавливать последовательно с тепловыми

реле плавкие предохранители или автоматы с электромагнитными расцепителями.

Магнитный пускатель отключает двигатель от сети при исчезновении напряжения или его понижении до 50–70% от номинального значения.

Основные технические данные магнитных пускателей приведены в таблицах 4.17 и 4.18. Возможные замены пускателей даны в таблице 4.18.

Дополнительные сведения о магнитных пускателях.

1. Электромагнитные пускатели типа ПМЕ-000М предназначены для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети и отключением трехфазных АД с короткозамкнутым ротором. При наличии электротепловых токовых реле (табл.4.19 и 4.20) пускатели осуществляют также защиту управляемых электродвигателей от перегрузок недопустимой продолжительности, в том числе, возникающих при выпадении одной из фаз. Пускатели (реверсивные и нереверсивные) выпускаются с тепловыми или без тепловых реле.

Номинальные рабочие токи пускателей с реле равны номинальным токам тепловых элементов реле РТТ-141 (0,2; 0,25; 0,32; 0,4; 0,5; 0,63; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3 А).

При напряжении 500 В переменного тока номинальный рабочий ток пускателя 2 и 3 А.

2. Электромагнитные пускатели типа ПМА-0000 имеют то же назначение, что и ПМЕ-000М. Могут выпускаться с тепловыми или без тепловых реле. Мощность втягивающих катушек при включении составляет 40 В·А, при удержании – 7 В·А.

Пускатели имеют встроенные трехполосные тепловые реле РТТ-89.

3. Электромагнитные пускатели типа ПМА поставляются с тепловыми реле или аппаратами позисторной (тепловой) защиты, могут иметь электрическую и механическую блокировки.

С помощью аппаратов позисторной защиты типа АЗП и УВТЗ-1М осуществляется защита АД от недопустимого повышения температуры обмоток статора.

Пускатели имеют также тепловые реле типа РТТ-2П или РТТ-3П.

4. Электромагнитные пускатели серии ПМЛ имеют то же назначение, что ПМА. Мощность, потребляемая втягивающими катушками пускателей при удержании, не превышает 60 В·А. Время замыкания при номинальном напряжении не более 63 мс, а размыкания – 15 мс. Пускатели имеют тепловые реле серии РТЛ.

Таблица 4.17

Основные технические данные пускателей

Тип	Назначение	Исполнение, количество главных контактов	Количество вспомогательных контактов	U _{ном} , В	I _{ном} , А
ПМЕ-000М	Нереверсивный	3з	1з 1з+2р 1з+4р	~380	4; 6,3; 10
	Реверсивный	6з	2з+4р(8р) 2з+8р		
ПМА-0000	Нереверсивный; реверсивный	С кнопками или без кнопок управления	1з; 3з+2р; 1з+4р; 5з; 2р+4з	~380	2,5
ПМА			2з+2р; 4з+2р; 2з	~660	1,2
				~380	40; 63; 80; 100; 160
ПМЛ			1з; 1з+1р; 2з+2р; 3з+3р; 3з+1р; 5з+1р	~660	25; 40; 50; 63; 100
	~380	6; 16; 25; 40; 50; 60; 120			
ПМ12	—	—	—	~380 ~660	80; 100; 160
ПМ14-10	—	—	—	~220	47
ПМ14-16					66
ПБН	Бесконтактный, нереверсивный	—	—	~220 ~380	4; 10; 25; 63
ПБР	Бесконтактный, нереверсивный	—	—	~440	100; 160
ПТ	Тиристорный	—	—	~380	6,3; 10; 25; 40; 63; 160; 400

Таблица 4.18

Пускатели электромагнитные серии ПМ12, ПМЕ и ПМА

Серия	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	Наличие тепловых реле, их токи, А	Примечания
ПМ12-010	10	≤ 660	0,25÷10	Заменяют ПМЛ-1000, ПМЕ-100, ПМА-0000, ПМЕ-000, П-6
ПМ12-025	25	≤ 660	5÷25	Заменяют ПМЛ-2000, ПМЕ-200
ПМ12-040	40	≤ 660	10÷40	Заменяют ПМЛ-3000, ПМА-3000
ПМ12-063	63	≤ 660	32÷63	Заменяют ПМЛ-4000, ПМА-4
ПМЕ-200	10	≤ 660	5÷25	Исполнения: ПМЕ-211, ПМЕ-221 – все без тепловых реле; ПМЕ-212, ПМЕ-214, ПМЕ-222 – все с тепловыми реле
ПМА-3000	40	≤ 380	10÷40	Исполнения: ПМА-3100, ПМА-3110, ПМА-3300 – все без тепловых реле; ПМА-3200, ПМА-3400, ПМА-3210 – все с тепловыми реле

Таблица 4.19

Тепловые реле токовые серии РТТ

Серия	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	Примечания
РТТ5-10	0,25÷10	≤ 660	Для комплектации пускателей и индивидуальной установки.
РТТ-1	≤ 25	≤ 660	Исполнения: РТТ-11, РТТ-111 – для индивидуальной установки; РТТ-13, РТТ-131 – для комплектации пускателей серии ПМ12-025
РТТ-1	≤ 40	≤ 660	Исполнения: РТТ-12, РТТ-121 – для комплектации пускателей серии ПМ12-040; Исполнения: РТТ-14, РТТ-141 – для комплектации пускателей серии ПМА-3000
РТТ-2	12,5÷63	≤ 660	Исполнения: РТТ-21, РТТ-211

Таблица 4.20

Тепловые реле с нагревательными элементами, встраиваемые в
пускатели серии ПМЕ и ПА

Величина пускателя	Тип реле	Номинальный ток реле, А	Номинальный ток теплового реле, А, при +25°C (положение регулятора уставки «0»)	Максимальный ток продолжительного режима реле, А, в пускателе	
				открытого исполнения	защищенного исполнения (в оболочке)
I	ТРН-8 или ТРН-10	10	0,5	0,625	0,55
			0,63	0,79	0,69
			0,8	1	0,88
			1	1,25	1,1
			1,25	1,56	1,375
			1,6	2	1,76
			2	2,5	2,2
			2,5	3,125	2,75
			3,2	4	3,52
			4	5	4,4
			5	6,25	5,5
			6,8	7,876	6,93
			8	10	8,8
II	ТРН-20 или ТРН-25	25	10	10	10
			5	6,25	5,5
			6,8	7,876	6,93
			8	10	8,8
			10	12,5	11
			12,5	15,6	13,75
			16	20	17,6
			20	25	20
III	ТРН-32 или ТРН-40	40	25	25	23
			16	20	17,6
			20	25	22
			25	31,2	27,5
			32	40	35,2
IV	ТРП-60	60	40	40	36
			25	31,2	—
			30	37,5	—
			40	50	—
			50	62,5	—
V	ТРП-150	150	60	63	60
			50	62,5	—
			60	75	—
			80	100	—
VI	ТРП-150	150	100	110	106
			120	—	—
			150	146	140

Примечание: предел регулирования номинального тока уставки составляет $(0,75-1,3) I_{ном}$.

5. Электромагнитные пускатели серии ПМ12 имеют следующие, указанные в таблице 4.21, значения номинальных рабочих токов контактов главной цепи и вида исполнения (открытые или защищенные).

Таблица 4.21

Номинальные рабочие токи контактов главной цепи пускателя ПМ12

I _{ном} , А	I _{ном} контактов главной цепи пускателя, А, при напряжениях и частотах 50, 60 Гц		
	до ~380 В	~415, 440, 500 В	~550 В
	открытые/закрытые	открытые/закрытые	открытые/закрытые
80	80/72	80/72	50/50
100	100/95	100/95	63/63
160	160/150	160/150	100/100

Номинальное напряжение переменного тока включающих катушек составляет: 24; 36; 40; 42; 48; 110; 127; 220; 240; 380; 400; 415; 440; 500; 660 В частоты 50 Гц.

6. Электромагнитные однофазные пускатели серии ПМ14 имеют следующие дополнительные технические данные:

- время включения пускателя не более 0,04 с;
- допустимый сквозной ток в течение 0,1 с не более 200 А;
- время срабатывания электротепловой защиты пускателя:
 - при токе $1,2I_{п.ном}$ 30 мин;
 - при токе $1,5I_{п.ном}$ 2 мин;
 - при токе $5I_{п.ном}$ 10 с;
- время возврата электротепловой защиты не более 4 мин;
- срок службы 8 лет.

Здесь $I_{п.ном}$ – номинальный ток пускателя.

7. Полупроводниковые (бесконтактные) пускатели типов ПБР и ПБН имеют 1, 2 или 3 канала коммутации. Время включения для пускателей с прямым пуском составляет не более 10 мс, а время отключения – 15 мс.

Время срабатывания токовой защиты:

- при $I/I_{п.ном} = 7$ не более 5 с;
- при $I/I_{п.ном} = 1,3$ не более 300 с.

Время срабатывания защиты от КЗ составляет не более 10 мс.

8. Тиристорные пускатели типа ПТ имеют естественное воздушное охлаждение. Напряжение входных сигналов:

- логического «0» 0,05 В;
- логической «1» 12 В.

4.4. Трансформаторы тока низковольтные

Предназначены для работы в цепях переменного тока напряжением до 660 В.

Типовое обозначение трансформаторов составлено из букв и цифр, которые обозначают:

Т – трансформатор тока;

К – катушечный;

Ш – шинный;

Л – с литой изоляцией;

М – модернизированный или малогабаритный;

Н – низковольтный;

У – усиленный;

О – одновитковый или опорный;

П – проходной или для установки на плоских шинах;

З – имеет сердечник в специальном исполнении для защиты от замыкания на землю;

Д – имеет сердечник в специальном исполнении для дифференциальной защиты;

Р – разъемный сердечник;

цифры через тире после буквенного обозначения соответствует номинальной вторичной нагрузке трансформатора в Ом, увеличенной в 100 раз. У трансформаторов типа ТКЛ-0.5Т и ТШЛ-0.5Т цифра 0.5 обозначает класс точности, а буква Т – тропическое исполнение.

Основные технические данные трансформаторов тока приведены в таблице 4.22, а в таблице 4.23 – сведения о заменах трансформаторов.

Таблица 4.22

Технические данные трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный первичный ток, А	Односекундная термическая стойкость (кратность)	Электродинамическая стойкость (кратность)	Вторичная нагрузка, при которой обеспечивается класс точности					
					0,5		1		3	
					Ом	В·А	Ом	В·А	Ом	В·А
ТКЛ(М)-0,5Т*	660	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300	—	—	—	5	—	—	—	—
ТК-10*	660	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	—	—	0,1	2,5	—	—	—	—
ТК-20	660	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	—	—	0,2	5	0,2	5	—	—

Окончание таблицы 4.22

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный первичный ток, А	Односекундная термическая стойкость (кратность)	Электродинамическая стойкость (кратность)	Вторичная нагрузка, при которой обеспечивается класс точности					
					0,5		1		3	
					Ом	В·А	Ом	В·А	Ом	В·А
ТК-40	660	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500	—	—	0,4	10	0,4	10	—	—
ТК-120	660	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 400; 800; 1000; 1500	—	—	—	—	1,2	30	—	—
ТШ-20	660	300; 400; 600; 800; 1000	—	—	0,2	5	0,2	5	—	—
ТШ-40	660	600; 800; 1000	—	—	0,4	10	—	—	—	—
ТШ-120	660	800; 1000; 1500	—	—	—	—	1,2	30	—	—
ТШ-0,5	500	14000	6(4с)	—	—	—	—	—	—	—
ТШЛ-0,5Т*	660	400; 600; 800; 1000; 1500	—	—	—	5; 10	—	5	—	5
ТШН-0,66	660	100-300; 400-600; 800-1000	40; 30; 37	500; 187; 125	—	5; 10; 10	—	5	—	5
ТНШ-0,5*	500	15000; 25000	2,2(4с)	—	—	—	—	—	2	50
ТНШ-0,66	660	300; 400; 600; 800; 1000; 1500	—	—	—	5; 10	—	—	—	—
ТНШ-0,66	660	15000; 25000	—	—	—	—	—	—	2	50
ТШЛ-0,66	660	2000; 3000; 4000; 5000	—	—	—	15	—	—	—	—
ТШМС-0,66	660	2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000	—	—	—	40	—	—	—	—
ТНШЛ-0,66	660	800; 1000; 1500; 2000	25(4с)	—	0,8	20	2,0	50	4,0	100
		3000; 4000; 5000; 8000; 10000	75(4с)	—	0,8	20	2,0	50	4,0; 0,8	100; 20
ТОП-0,66	660	от 1 до 250	—	—	—	—	—	—	—	—
ТШП-0,66	660	от 300 до 1500	—	—	—	—	—	—	—	—
ТЗЛМ	660	8,5**	—	—	—	—	—	—	—	—
ТЗРЛ	660	25**	—	—	—	—	—	—	—	—
ТЗЛ-1	660	7**	—	—	—	—	—	—	—	—
ТЗЛЭ-125	660	2,8**	—	—	—	—	—	—	—	—
ТЗЗ-4	660	3**	—	—	—	—	—	—	—	—

* – снят с производства; ** – ток чувствительности.

Таблица 4.23

Замена трансформаторов тока

Типы заменяемых трансформаторов	Замена
ТК-20; ТК-40; ТШ-0,66; ТК-120; Т-0,66; ТШН-0,66 до 1500 А; ТКЛМ-0,5ТЗ; ТР-0,66УТ2; ТЛ-0,66УТ3; ТКЛП-0,66ХЛ2; ТМ-0,66УЗ; ТШЛ-0,66СУ2 до 1500 А	ТОП-0,66; ТШП-0,66
ТШН-0,66 2000/5 – 5000/5; ТШЛ-0,66СУ2 на 2000 А и 3000 А	ТШЛ-0,66 2000/5 – 5000/5
ТДЗЛ	ТЗЛ-1; ТЗЛМ-1; ТЗРЛ, ТЗЛЭ-125

5. ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Проверка выбранного сечения производится путем сопоставления допустимой потери напряжения с расчетной. Для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_{ном}$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\% U_{ном}$, для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_{ном}$.

Проверка цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняются для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного электроприемника для режимов максимальных и минимальных нагрузок (определяется из суточного графика нагрузок (см. раздел 1)), а в случае двухтрансформаторной подстанции – и для послеаварийного режима.

Для трехфазной сети с одной нагрузкой, приложенной в конце линии, потеря напряжения в одном проводе (фазная потеря напряжения) составит:

$$\Delta U_{\phi} \% = \frac{I r \cos \varphi + I x \sin \varphi}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (5.1)$$

а междуфазная

$$\Delta U \% = \Delta U_{\phi} \% \sqrt{3}. \quad (5.2)$$

Для неразветвленной магистральной трехфазной сети с нагрузкой, присоединенной вдоль линии на произвольных расстояниях (рис. 5.1), междуфазная потеря напряжения:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{ном}} \left(\sum_{i=1}^{i=n} I'_i R_i \cos \varphi'_i + \sum_{i=1}^{i=n} I'_i X_i \sin \varphi'_i \right) \quad (5.3)$$

или

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{ном}} \left(\sum_{i=1}^{i=n} I_i r_i \cos \varphi_i + \sum_{i=1}^{i=n} I_i x_i \sin \varphi_i \right) \quad (5.4)$$

Расшифровка символов, входящих в формулы (5.3) и (5.4), дана на рис. 5.1. Значения (погонные) активных и индуктивных сопротивлений комплектных шинопроводов, проводов и кабелей приведены в таблицах раздела 6.

В таблицах 5.1 и 5.2 даны длины линий при полной нагрузке на 1% потери напряжения $l_{\Delta U 1\%}$. При заданной допустимой потере напряжения $\Delta U_{доп}\%$ по соотношению:

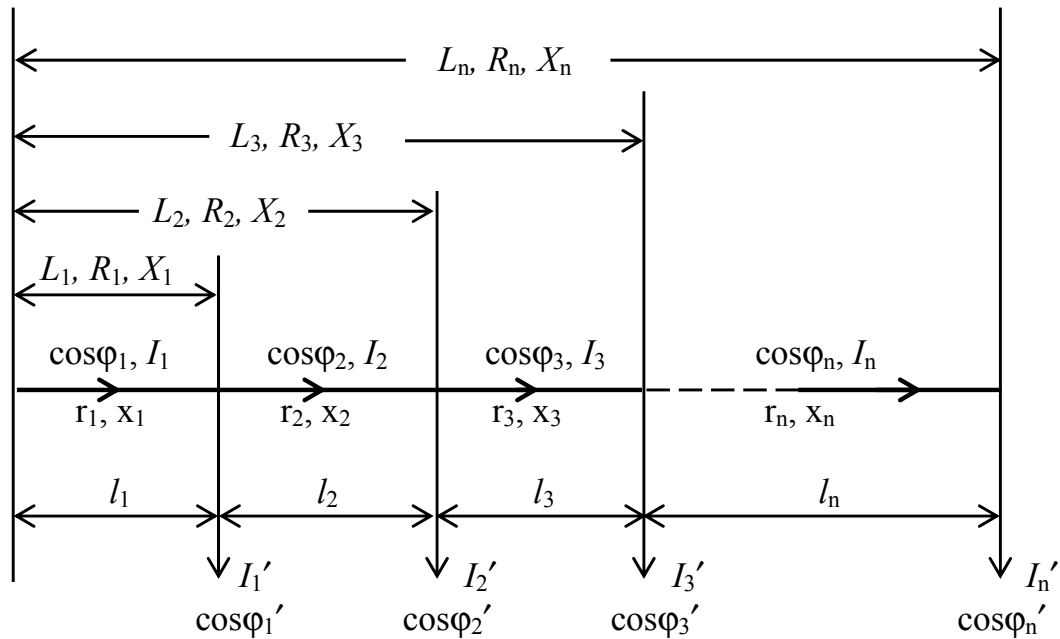


Рис. 5.1. Однолинейная схема магистральной сети.

R и r – активные сопротивления соответствующих участков сети, X и x – индуктивные сопротивления соответствующих участков сети, I' – линейные токи электроприемников, $\cos \varphi'$ – коэффициенты мощности электроприемников, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности соответствующих участков линии, L и l – соответствующие длины участков сети.

Таблица 5.1

Основные расчетные данные трехфазных кабелей

Напря- жение, кВ	Сечение жила, мм ²	Кабели с алюминиевыми жи- лами		Кабели с медными жилами	
		Потери в од- ном кабеле при полной нагруз- ке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м	Потери в од- ном кабеле при полной нагруз- ке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м
6	10	40	185	41	310
	16	45	220	46	370
	25	50	260	47	445
	35	51	310	49	524
	50	54	360	52	600
	70	59	410	59	690
	95	61	470	61	790
	120	64	510	64	865
	150	67	560	66	935
	185	69	600	70	1020
	240	70	680	72	1150

Окончание таблицы 5.1

Напря- жение, кВ	Сечение жилы, мм ²	Кабели с алюминиевыми жи- лами		Кабели с медными жилами	
		Потери в од- ном кабеле при полной нагруз- ке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м	Потери в од- ном кабеле при полной нагруз- ке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м
10	16	36	400	37	535
	25	39	510	38	650
	35	42	560	43	730
	50	44	660	44	860
	70	44	780	45	1010
	95	50	860	49	1120
	120	54	930	53	1210
	150	56	1010	54	1320
	185	57	1100	58	1440
	240	58	1250	60	1570

Таблица 5.2

Воздушные двухцепные линии на металлических опорах

Напряже- ние, кВ	Сечение, мм ²	Вес.т/км на одну цепь	Потери мощ- ности кВт/км на одну цепь	Нагрузка, сотни кВА на одну цепь	Длина линии, м, при полной на- грузке на 1% потери напря- жения
35	35	0,31/0,45	88	10,3	1340
	50	0,39/0,59	113	13,3	1480
	70	0,55/0,83	125	16,6	1650
	95	0,77/1,16	134	20,3	1840
	120	0,93/1,48	140	23,0	2050
	150	1,21/1,85	149	27,0	2190
	185	1,48/2,31	161	31,2	2340
	240	1,96/2,99	176	36,9	2560
110	70	0,55/0,83	125	104	5100
	95	0,77/1,16	134	128	5700
	120	0,93/1,48	140	144	6400
	150	1,21/1,85	149	170	6800
	185	1,48/2,31	161	196	7300
	240	1,96/2,99	176	232	7900

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расчет}}}, \quad (5.5)$$

где $I_{\text{доп}}$, $I_{\text{расч.}}$ – допустимый и расчетный ток линии, может быть рассчитана допустимая длина $l_{\text{доп}}$ либо при известной длине – потери напряжения.

По данным таблиц 5.3–5.5 потери напряжения в кабельных линиях и шинопроводах определяются по соотношению:

$$\Delta U\% = \Delta U_0 \cdot I_{расч} \cdot l. \quad (5.6)$$

Таблица 5.3

Потери напряжения ΔU_0 , % / (А·км), в трехфазных сетях 380 В, выполненных проводами в трубах и кабелями

Сечение жилы, мм ²	ΔU_0 , % / (А·км), при cosφ							
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
<i>Провода и кабели с алюминиевыми жилами</i>								
2,5	1,76	2,32	2,89	3,45	4,02	4,58	5,14	5,69
4	1,11	1,47	1,82	2,18	2,52	2,87	3,23	3,56
6	0,754	0,988	1,22	1,46	1,69	1,92	2,15	2,37
10	0,469	0,610	0,748	0,887	1,03	1,17	1,29	1,42
16	0,307	0,394	0,480	0,567	0,642	0,735	0,817	0,888
25	0,211	0,266	0,321	0,375	0,428	0,480	0,530	0,569
35	0,160	0,200	0,238	0,276	0,313	0,349	0,384	0,407
50	0,122	0,149	0,176	0,202	0,227	0,251	0,273	0,284
70	0,0965	0,116	0,134	0,152	0,169	0,185	0,200	0,203
95	0,080	0,0934	0,106	0,119	0,130	0,141	0,151	0,150
120	0,070	0,0806	0,0906	0,100	0,109	0,117	0,123	0,119
150	0,0628	0,0710	0,0787	0,0855	0,0915	0,0970	0,100	0,0945
185	0,0547	0,0633	0,0692	0,0746	0,0792	0,0830	0,0847	0,0769
240	0,0510	0,0555	0,0601	0,0637	0,0664	0,0683	0,0687	0,0592
<i>Провода и кабели с медными жилами</i>								
1	2,63	3,43	4,26	5,10	5,94	6,76	7,60	8,41
1,5	1,74	2,29	2,85	3,41	3,96	4,51	5,06	5,60
2,5	1,06	1,40	1,73	2,06	2,39	2,72	3,05	3,37
4	0,68	0,891	1,10	1,30	1,51	1,71	1,92	2,11
6	0,464	0,603	0,741	0,880	1,02	1,15	1,28	1,41
10	0,293	0,373	0,458	0,541	0,621	0,70	0,776	0,842
16	0,199	0,250	0,301	0,351	0,400	0,447	0,494	0,528
25	0,142	0,173	0,205	0,236	0,266	0,295	0,322	0,337
35	0,110	0,133	0,155	0,176	0,197	0,216	0,234	0,241
50	0,0874	0,103	0,117	0,132	0,146	0,158	0,169	0,169
70	0,0701	0,0805	0,0901	0,0997	0,107	0,115	0,121	0,120
95	0,0615	0,0692	0,0760	0,0824	0,0879	0,0929	0,0956	0,0887
120	0,0555	0,0615	0,0664	0,0710	0,0751	0,0779	0,0787	0,0702
150	0,0514	0,0551	0,0592	0,0624	0,0646	0,0664	0,0660	0,0562
185	0,0478	0,0510	0,0537	0,0555	0,0574	0,0578	0,0565	0,0455
240	0,0440	0,0460	0,0478	0,0490	0,0495	0,0490	0,0467	0,0350

Примечание: для кабелей с бумажной изоляцией до 1000 В при cosφ=0,3 и сечении 240 мм² данные таблицы должны быть снижены примерно на 15%. По мере уменьшения сечения до 2,5 мм² или увеличения значения cosφ до 1,0 это снижение постепенно уменьшается до 0.

Таблица 5.4

Потери напряжения ΔU_0 , % / (А·км), в трехфазных сетях 380 В, выполненных проводами проложенными открыто в одной плоскости при расстоянии $a=15$ см

Сечение жилы, мм ²	ΔU_0 , % / (А·км), при $\cos\varphi$							
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
<i>Провода и кабели с алюминиевыми жилами</i>								
2,5	1,87	2,43	2,96	3,52	4,10	4,65	5,19	5,69
4	1,22	1,56	1,91	2,26	2,6	2,94	3,28	3,56
6	0,855	1,08	1,32	1,55	1,77	1,98	2,20	2,37
10	0,56	0,697	0,830	0,960	1,06	1,22	1,34	1,42
16	0,394	0,477	0,560	0,640	0,716	0,790	0,856	0,888
25	0,292	0,344	0,394	0,442	0,488	0,530	0,567	0,569
35	0,238	0,275	0,309	0,341	0,371	0,399	0,419	0,407
50	0,196	0,221	0,243	0,264	0,283	0,298	0,307	0,284
70	0,168	0,184	0,198	0,211	0,222	0,230	0,232	0,203
95	0,147	0,158	0,167	0,176	0,180	0,184	0,181	0,150
120	0,135	0,143	0,149	0,155	0,158	0,157	0,152	0,119
150	0,125	0,130	0,135	0,137	0,138	0,136	0,129	0,0945
185	0,116	0,120	0,123	0,124	0,124	0,120	0,112	0,0769
240	0,110	0,112	0,113	0,113	0,111	0,106	0,0951	0,0592
<i>Провода и кабели с медными жилами</i>								
1,5	1,85	2,40	2,95	3,49	4,04	4,58	5,10	5,60
2,5	1,16	1,50	1,83	2,15	2,47	2,79	3,10	3,37
4	0,78	0,99	1,19	1,39	1,59	1,78	1,97	2,11
6	0,565	0,698	0,833	0,970	1,04	1,21	1,33	1,41
10	0,386	0,464	0,547	0,617	0,690	0,757	0,819	0,842
16	0,286	0,333	0,379	0,423	0,464	0,501	0,533	0,528
25	0,222	0,251	0,278	0,303	0,327	0,346	0,359	0,337
35	0,189	0,209	0,226	0,242	0,256	0,266	0,270	0,241
50	0,161	0,174	0,185	0,194	0,202	0,205	0,202	0,169
70	0,141	0,148	0,154	0,159	0,161	0,160	0,153	0,120
95	0,129	0,134	0,137	0,139	0,138	0,135	0,126	0,0887
120	0,121	0,124	0,125	0,125	0,124	0,118	0,108	0,0702
150	0,113	0,115	0,116	0,114	0,111	0,105	0,0947	0,0562
185	0,108	0,108	0,108	0,106	0,102	0,095	0,0883	0,0455
240	0,104	0,103	0,103	0,098	0,094	0,086	0,074	0,0350

В расчетной цепочке ГПП – удаленный электроприемник имеется цеховая трансформаторная подстанция. Потери напряжения в трансформаторе ΔU_{mp} % определяются по соотношению:

$$\Delta U_{mp} \% = \beta_{mp} (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_{mp}^2}{200} (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2), \quad (5.7)$$

Таблица 5.5

Потери напряжения в шинопроводах напряжением 380 В

Шинопровод	Номинальный ток шинопровода, А	Потери напряжения ΔU_0 , % / (А·км), при $\cos\varphi$				
		1,0	0,95	0,90	0,85	0,80
ШРА	250	0,114	0,128	0,13	0,131	0,129
	400	0,082	0,0964	0,1	0,102	0,1022
	630	0,0455	0,0575	0,0607	0,0626	0,0637
ШМА	1600	0,0155	0,018	0,0185	0,0187	0,0187
	2500	0,0091	0,0115	0,0121	0,0125	0,0127
	4000	0,0059	0,00845	0,0098	0,0098	0,0104

где β_{mp} – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы; U_a , U_p – активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания $U_{кз}$ %, равные:

$$\Delta U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.тр}} 100; \Delta U_p \% = \sqrt{(U_{кз} \%)^2 - (U_a \%)^2} \quad (5.8)$$

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт; $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $\cos\varphi_2$ и $\sin\varphi_2$ – коэффициент мощности вторичной нагрузки трансформатора с учетом установки компенсирующих устройств и соответствующий ему $\sin\varphi$. Значения $\Delta P_{кз}$ и $U_{кз}$ % трансформаторов даны в разделе 7.

Отклонение напряжения от номинального в любой точке сети рассчитывается по выражению:

$$V = V_{цп} \% = \delta U_{mp} \% - \sum_{i=1}^{i=n} \Delta U_i \%, \quad (5.9)$$

где $V_{цп}$ % – отклонение напряжения в центре питания, которое равно $+5\%U_{ном}$ в режиме максимальных нагрузок и $U_{ном}$ в режиме минимальных нагрузок сети; δU_{mp} – «добавка», создаваемая цеховым трансформатором; $\sum_{i=1}^{i=n} \Delta U_i$ % – сумма потерь напряжения до какой-либо точки сети, начиная от центра питания.

Под «добавкой» напряжения цехового трансформатора понимается отклонение напряжения от номинального для вторичной обмотки трансформатора, когда в первичной обмотке соответствующее ответвление. Значение «добавки» регулируется изменением числа витков первичной обмотки трансформатора.

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ИХ ДЕЙСТВИЕ

Расчет токов КЗ в системах электроснабжения производится упрощенным способом с рядом допущений:

- трехфазную систему считают симметричной;
- не учитывают насыщения магнитных систем, что позволяет считать все цепи линейными, следовательно, может быть применен принцип наложения;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов и емкостными проводимостями всех элементов короткозамкнутой сети (кроме воздушных линий 330 кВ и выше и кабельных линий 110 кВ и выше);
- в течение всего процесса КЗ э.д.с. генераторов системы считают совпадающими по фазе;
- электродвижущие силы всех источников питания, значительно удаленных от места КЗ, считают неизменными.

Если указанные допущения принять нельзя, то расчет токов КЗ следует производить более точным способом [12, 13].

6.1. Основные соотношения между токами при трехфазном коротком замыкании

Полный ток короткого замыкания определяется суммой периодической и аperiodической составляющих. Наибольшее амплитудное значение полного тока наблюдается через полпериода (0,01с) после начала КЗ. Этот ток называется ударным током короткого замыкания i_{y0} и определяется как сумма амплитудного значения периодической составляющей тока и мгновенного значения аperiodической составляющей для $t = 0,01с$.

Связь между значением ударного тока $i_{y0}^{(3)}$ и начальным действующим значением периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{n0}^{(3)}$ устанавливается из следующих соотношений.

Аperiodическая составляющая затухает по экспоненциальному закону:

$$i_a = i_{a0} \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right), \quad (6.1)$$

где i_{a0} – максимальное значение аperiodической составляющей; T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей,

определяемая соотношением между индуктивностью L_k и активным сопротивлением R_k цепи КЗ:

$$T_a = \frac{L_k}{R_k} \quad (6.2)$$

или при частоте $f = 50$ Гц через индуктивное сопротивление X_k цепи:

$$T_a = \frac{X_k}{2\pi f R_k} = \frac{X_k}{314 R_k}. \quad (6.3)$$

Ударный ток, соответствующий времени $t = 0,01$ с, составляет:

$$i_{y\partial}^{(3)} = i_a + i_{n \max} = i_{a0} \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right) + i_{n \max}, \quad (6.4)$$

где $i_{n \max} = \sqrt{2} I_{n0}^{(3)}$ – максимальное значение; $I_{n0}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ.

В момент времени $t = 0$ ток $I_{a \max} = I_{n \max}$, тогда:

$$i_{y\partial}^{(3)} = i_{n \max} \left(1 + \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right)\right) = \sqrt{2} I_{n0}^{(3)} \left(1 + \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right)\right). \quad (6.5)$$

Обозначив $\left(1 + \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right)\right) = \kappa_{y\partial}$, получаем:

$$i_{y\partial}^{(3)} = \kappa_{y\partial} \sqrt{2} I_{n0}^{(3)}. \quad (6.6)$$

Следовательно, ударный коэффициент $\kappa_{y\partial}$ учитывает соотношение между активным и реактивным сопротивлением цепи КЗ, т.е. расстояние места КЗ от генератора. Значения $\kappa_{y\partial}$ в зависимости от места КЗ приведены в таблице 6.1 и на рис. 6.1.

Таблица 6.1

Ударные коэффициенты в зависимости от места короткого замыкания

Место короткого замыкания	$\kappa_{y\partial}$
Выводы явнополюсного генератора с успокоительной обмоткой	1,93
Выводы турбогенератора	1,91
В цепи без учета активного сопротивления	1,8
На стороне до 1000 В трансформаторов мощностью: 1600, 2500 кВ·А	1,4
630, 1000 кВ·А	1,3
100, 250, 400 кВ·А	1,2
Удаленные точки КЗ с учетом активного сопротивления	по рис.6.1

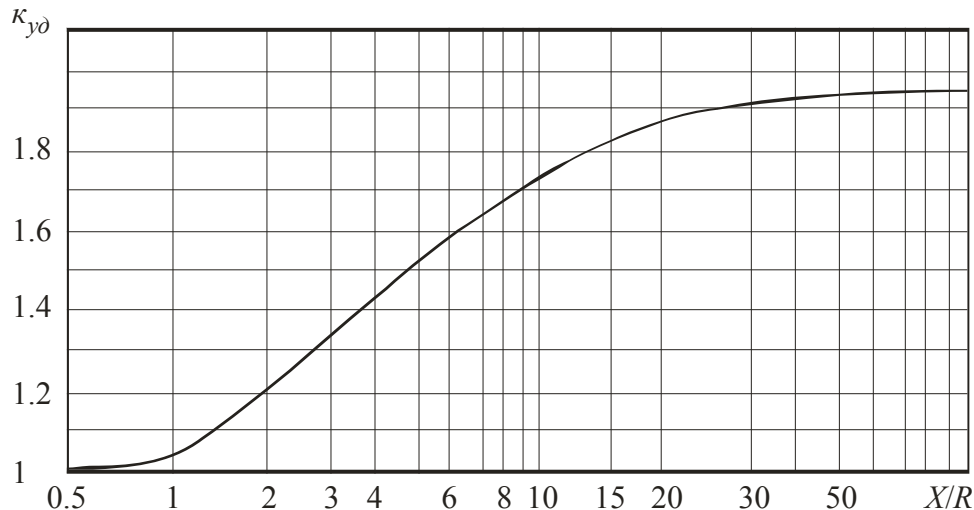


Рис. 6.1. Кривая для определения ударного коэффициента

При питании от источника бесконечной мощности э.д.с. его неизменна и периодическая составляющая тока КЗ будет неизменна:

$$I_{n0}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} Z_{pez}}, \quad (6.7)$$

где $I_{\infty}^{(3)}$ – действующее значение установившегося тока КЗ; U_{cp} – среднее номинальное (линейное) напряжение системы, приведенное к ступени, на которой рассматривается КЗ; Z_{pez} – полное (или индуктивное) сопротивление до места КЗ.

6.2. Способы и особенности расчета токов короткого замыкания в распределительных сетях напряжением выше 1000 В

При расчете токов КЗ в сетях выше 1000 В учитывается индуктивное сопротивление элементов сети: электродвигателей, трансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, токопроводов. Активное сопротивление учитывается для воздушных ЛЭП с малым сечением проводов и со стальными проводами, а также для кабельных линий большой протяженности с малым сечением жил. Целесообразно учитывать активное сопротивление, если $r_{\Sigma} \geq x_{\Sigma}/3$, где r_{Σ} , x_{Σ} – суммарные активное и реактивное сопротивления сети от источника питания до места КЗ.

Активное сопротивление трансформаторов также необходимо учитывать в расчетах токов КЗ, если $r_{mp} \geq 0,3x_{mp}$. Кроме этого, на сопротивление влияет изменение числа витков обмоток устройствами регулирования напряжения. Учесть действительное положение

ответвлений каждого трансформатора в распределительных сетях практически невозможно, поскольку их положение изменяется в зависимости от значения нагрузки, схемы и режима работы сети. Поэтому при расчетах принимается, что все трансформаторы включены на основное ответвление, соответствующее их номинальному напряжению.

Влияние двигателей на токи КЗ не учитывается: при единичной мощности двигателя до 100 кВт, если при любой мощности двигателя отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации, если ток от двигателя может поступать к месту КЗ через те же элементы, через которые проходит основной ток КЗ от сети, и если сопротивление этих элементов (линий, трансформаторов и т.п.) велико.

Для определения значений токов КЗ составляется в однолинейном исполнении расчетная схема, в которую введены генераторы, синхронные и асинхронные двигатели, влияющие на ток КЗ, а также элементы системы электроснабжения (линии, трансформаторы, реакторы), соединяющие источники электроэнергии с местом КЗ. При составлении расчетной схемы исходят из условий длительной работы электроустановок рассчитываемой сети.

Для элементов расчетной схемы принимаются следующие индуктивные сопротивления:

– для синхронных генераторов x_d'' выражается в относительных единицах и представляет собой сверхпереходное относительное реактивное сопротивление по продольной оси полюсов; для турбогенераторов $x_d'' = 0,125$; для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой $x_d'' = 0,2$; без успокоительной обмотки – $0,27$;

– для синхронных и асинхронных двигателей $x_d'' = 0,2$;

– для трансформаторов, если пренебречь их активным сопротивлением (при $S_{ном тр} > 630$ кВА), напряжение короткого замыкания $U_k\% = x_{тр}\%$ (значение U_k приводится в каталогах), для некоторых трансформаторов см. раздел 7;

– для воздушных ЛЭП напряжением выше 1000 В значение x_0 дано в таблице 6.2;

– для кабельных линий напряжением 6–20 кВ $x_0 = 0,08$ Ом/км;

– для реакторов сопротивление дается в процентах и переводится в относительные или именованные единицы;

– обобщенная нагрузка – ее относительное значение $0,35$;

– активное сопротивление r_0 воздушных и кабельных линий приведено в таблице 6.3;

– расчетные формулы для определения сопротивления элементов схем электроустановок даны в [2, 11].

Таблица 6.2

Реактивное сопротивление алюминиевых и
сталеалюминиевых проводов, Ом/км

Марка	При среднем геометрическом расстоянии между проводами, мм									
	800	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
A-35	0,352	0,366	0,391	0,410	—	—	—	—	—	—
A-50	0,341	0,355	0,380	0,398	0,413	0,423	0,433	0,442	—	—
A-70	0,331	0,345	0,370	0,388	0,402	0,413	0,423	0,431	—	—
A-95	0,319	0,333	0,358	0,377	0,393	0,402	0,413	0,421	—	—
A-120	0,313	0,327	0,352	0,371	0,385	0,396	0,405	0,414	—	—
A-150	0,305	0,315	0,344	0,363	0,376	0,388	0,398	0,406	0,416	0,422
A-185	0,298	0,311	0,339	0,355	0,370	0,382	0,391	0,399	0,409	0,416
A-240	—	0,304	0,329	0,347	0,361	0,372	0,382	0,391	0,401	0,406
A-300	—	0,297	0,322	0,340	0,354	0,366	0,376	0,381	0,394	0,401
A-400	—	0,289	0,315	0,331	0,344	0,356	0,366	0,374	0,386	0,391
A-500	—	0,281	0,305	0,324	0,337	0,348	0,389	0,366	0,377	0,383
A-600	—	0,275	0,300	0,318	0,330	0,343	0,353	0,361	0,370	0,377
AC-16	0,374	0,389	0,411	0,430	0,442	—	—	—	—	—
AC-25	0,362	0,376	0,398	0,407	0,417	0,431	—	—	—	—
AC-35	0,346	0,362	0,385	0,403	0,412	0,429	0,438	0,446	—	—
AC-50	0,338	0,353	0,374	0,392	0,406	0,418	0,427	0,435	—	—
AC-70	0,327	0,341	0,364	0,382	0,396	0,408	0,417	0,425	0,433	0,440
AC-95	0,317	0,331	0,353	0,371	0,385	0,397	0,406	0,414	0,422	0,429
AC-120 (АСК-120, АСУ-120, АСКУ-120)	0,309	0,323	0,347	0,365	0,379	0,391	0,400	0,408	0,416	0,423
AC-150 (АСО-150, АСК-150, АСУ-150, АСКУ-150)	—	—	—	0,358	0,372	0,384	0,398	0,401	0,409	0,416
AC-185 (АСО-185, АСК-185, АСУ-185, АСКУ-185)	—	—	—	—	0,365	0,377	0,386	0,394	0,402	0,409
AC-240 (АСО-240, АСКО-240, АСУ-240, АСКУ-240)	—	—	—	—	—	0,369	0,378	0,386	0,394	0,401
AC-300 (АСО-300, АСК-300, АСУ-300, АСКУ-300)	—	—	—	—	—	0,358	0,368	0,379	0,385	0,395

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой трансформаторные связи заменяются электрическими, элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с точкой КЗ, вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники электроэнергии – сопротивлениями и э.д.с., которые приводятся к ступени напряжения, где находятся точки КЗ.

Расчет токов КЗ выполняется в относительных или именованных единицах, токи могут определяться и по расчетным кривым. Подробно эти способы рассмотрены в [2, 14].

В системах электроснабжения, имеющих глухозаземленные нейтрали или нейтрали, заземленные через сравнительно малые индуктивные сопротивления, могут иметь место несимметричные КЗ, основными видами которых являются однофазные КЗ на землю.

Таблица 6.3

Активное сопротивление 1 км кабельных и воздушных линий и унифицированных гибких токопроводов, Ом/км

Площадь сечения, мм ²	Жила трехжильного кабеля		Фаза, выполненная проводом марки			
	алюминиевая	медная	А	АС и АСО	АСУ	М
1	—	18,5	—	—	—	—
1,5	—	12,5	—	—	—	—
2,5	12,5	7,4	—	—	—	—
4	7,81	4,63	—	—	—	—
6	5,21	3,09	—	—	—	3,06
10	3,12	1,84	—	—	—	1,84
16	1,95	1,16	1,98	2,06	—	1,2
25	1,25	0,74	1,28	1,31	—	0,74
35	0,894	0,53	0,92	0,85	—	0,54
50	0,625	0,37	0,64	0,65	—	0,39
70	0,447	0,265	0,46	0,46	—	0,28
95	0,329	0,195	0,34	0,37	—	0,2
120	0,261	0,154	0,27	0,27	0,28	0,158
150	0,208	0,124	0,21	0,21	0,21	0,128
185	0,169	0,1	0,185	0,17	0,17	0,103
240	0,13	0,077	—	0,132	0,131	0,078
300	—	—	—	0,107	0,106	—
400	—	—	—	0,08	0,079	—

Примечание: сопротивление фазы гибкого токопровода для площади сечения, Ом/км:

	Активное	Индуктивное
4×600.....	0,014	0,146
6×600.....	0,009	0,131
8×600.....	0,007	0,126
10×600.....	0,006	0,122

В симметричных трехфазных цепях при однофазном КЗ составляют схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Индуктивное сопротивление прямой последовательности любого элемента цепи – это его индуктивное сопротивление при симметричном режиме работы фазы, т.е. именно то сопротивление, которое принималось при вычислении токов трехфазного КЗ, так как последние являются токами прямой последовательности. То же самое относится к полному и активному сопротивлениям прямой последовательности.

Сопротивление обратной последовательности. Для тех элементов цепи, у которых взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка

чередования фаз, индуктивные, активные и полные сопротивления прямой и обратной последовательностей одинаковы, т.е. $x_1 = x_2$, $r_1 = r_2$ и $z_1 = z_2$. К таким элементам относятся воздушные и кабельные линии, реакторы и трансформаторы.

Во вращающихся машинах токи обратной последовательности создают магнитный поток статора, который вращается против направления вращения ротора, т.е. имеет двойную угловую скорость по отношению к ротору машины. Этот магнитный поток встречает на своем пути изменяющееся магнитное сопротивление, зависящее от конструкции машины и отличающееся от магнитного сопротивления на пути магнитного потока прямой последовательности, создаваемого токами прямой последовательности и вращающегося синхронно с ротором. Поэтому в общем случае для вращающихся машин $x_1 \neq x_2$.

Демпфирующие контуры машины несколько сглаживают неравномерность магнитных характеристик ротора, поэтому в ряде практических расчетов несимметричных КЗ для турбогенераторов и гидрогенераторов с успокоительными обмотками принимают $x_2 \approx x_d''$.

Индуктивные сопротивления обратной последовательности асинхронных двигателей можно считать равными:

$$x_{AD2*} = x_*'' = \frac{I_{ном AD}}{I_{пуск AD}}. \quad (6.8)$$

Сопротивление обобщенной нагрузки, отнесенное к полной мощности нагрузки и среднему номинальному напряжению той ступени, где она присоединена, составляет $x_{н2*} = 0,35$.

Сопротивление нулевой последовательности. Сопротивления, через которые заземлена нейтраль генератора, трансформатора, двигателя, нагрузки, должны быть введены в схему нулевой последовательности утроенной величиной. Это обусловлено тем, что схему нулевой последовательности составляют для одной фазы, а через указанное сопротивление проходит сумма токов всех трех фаз.

В таблице 6.4 приведены соотношения сопротивлений нулевой и прямой последовательностей для элементов системы электроснабжения.

6.3. Влияние синхронных и асинхронных двигателей напряжением выше 1000 В на токи короткого замыкания

Учет подпитки мест короткого замыкания от электродвигателей производится, если они непосредственно связаны с точкой КЗ электрически и находятся в зоне малой удаленности.

Таблица 6.4

Индуктивные сопротивления нулевой последовательности x_0
элементов схемы замещения

Элемент	x_0
<i>Воздушные линии электропередачи</i>	
Для одноцепных линий без тросов или со стальными тросами	$3,5 x_1$
Для одноцепных линий с заземленными хорошо проводящими тросами из цветных металлов и при КЗ на землю заземленными с обоих концов линии	$2,0 x_1$
Для двухцепных линий без тросов или со стальными тросами	$5,5 x_1$
Для двухцепных линий с заземленными хорошо проводящими тросами из цветных металлов и при КЗ на землю заземленными с обоих концов линии	$3,0 x_1$
<i>Кабельные линии</i>	
Для трехжильных кабелей в ориентировочных расчетах	$(3,5 \dots 4,6) x_1$
Для четырехжильных кабелей	$x_0 \approx 2,5 x_1; r_0 \approx r_1$
Для шин и аппаратов	$x_0 \approx 2 x_1; r_0 \approx r_1$
<i>Трансформаторы</i>	
При схеме соединениях обмоток Δ/Y_H	$(z_{0T}/z_{1T})=0,7 \dots 1,0;$ $(r_{0T}/r_{1T})=1$
При схеме соединениях обмоток Y/Y_H	$z_{0T}/z_{1T}=5 \dots 10;$ $(r_{0T}/r_{1T})=10 \dots 16$

Для синхронного двигателя (СД) принимаются средние значения сверхпереходной э.д.с. $E'' = 1,1$ и сверхпереходного индуктивного сопротивления по продольной оси $x_d'' = 0,2$, отн.ед.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ синхронного двигателя, когда за базисные величины приняты номинальный ток и напряжение СД:

$$I_{n0 \text{ СД}} = \frac{E'' I_{\text{ном СД}}}{x_{d''}}, \quad (6.9)$$

а с учетом внешнего индивидуального $x_{вн''}$ и активного $r_{вн''}$ сопротивлений, через которые двигатель присоединен:

$$I_{n0 \text{ СД}} = \frac{E'' I_{\text{ном СД}}}{\sqrt{(x_{d''}'' + x_{вн''})^2 + r_{вн''}^2}}. \quad (6.10)$$

Значение сверхпереходной э.д.с. может быть определено:

$$E'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_{\text{ном}} + (\sin \varphi_{\text{ном}} + x_{d''}'')^2}, \quad (6.11)$$

где $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент мощности в режиме перевозбуждения.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ асинхронного двигателя (АД), когда за базисные величины приняты номинальный ток $I_{ном АД}$ и напряжение АД:

$$I_{н0 АД} = \frac{E'' I_{ном АД}}{x_*''}, \quad (6.12)$$

где E'' – сверхпереходная э.д.с. асинхронного двигателя. В оценочных расчетах при отсутствии исходных данных можно принимать $E'' = 0,9$; x_*'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление АД, которое определяется по кратности пускового тока при пуске от полного напряжения:

$$x_*'' = \frac{I_{ном АД}}{I_{пуск АД}}. \quad (6.13)$$

Внешнее сопротивление учитывается аналогично уравнению (6.10), при $x_{вн*} < (0,1 \dots 0,2) x_*''$ его можно не учитывать.

Ударный ток трехфазного КЗ от синхронного и асинхронного двигателя равен:

$$i_{уд. дв} = \kappa_{уд. дв} \sqrt{2} I_{н0 дв}, \quad (6.14)$$

где $\kappa_{уд. дв} = 1 + \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right) = 1 + \exp\left(-\frac{0.01}{T_a}\right)$.

Если внешнее сопротивление не учитывается, то значения $\kappa_{уд. дв}$ для асинхронных двигателей берутся из таблицы 6.5, а для синхронных – из таблицы 6.6.

Таблица 6.5

Ударные коэффициенты асинхронных двигателей при коротком замыкании на их выводах

Параметр	Для двигателей серий					
	А	АО	ДАЗО	АТМ	ДАМСО	ВДД, ДВДА
$\kappa_{уд}$	1,56	1,49	1,50	1,67	1,55	1,66

Таблица 6.6

Ударные коэффициенты синхронных двигателей при коротком замыкании на их выводах

Тип двигателя	Номинальная мощность, МВт						
	1	2	4	6	8	10	12
СДН, ВДС, СТД	1,82	1,84	1,87	1,89	1,90	1,91	1,91
СТМ	1,83	1,87	1,91	1,92	1,925	1,93	1,94

Примеры расчета токов короткого замыкания с учетом подпитки точки КЗ двигателями рассмотрены в [15].

6.4. Расчет токов короткого замыкания в сетях и установках напряжением до 1000 В

Электроустановки объектов электроснабжения напряжением до 1000 В обычно запитываются от понижающих трансформаторов с номинальной мощностью $S_{ном тр.} = 25 \dots 2500$ кВА. Если мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора $S_{кз сист.} \geq 25S_{ном тр.}$, то периодическая составляющая тока КЗ будет неизменной. В большинстве случаев для цеховых сетей это соотношение выполняется. При не выполнении его величина сопротивления системы находится по значению мощности КЗ на выводах обмотки высшего напряжения понижающего трансформатора:

$$x_{сист} = \frac{(U_{ср. ном})^2}{S_{кз сист.}}, \quad (6.15)$$

где $U_{ср. ном}$ – среднее номинальное напряжение сети до 1000 В (шкала $U_{ср. ном}$: 690, 525, 400, 230 В).

При отсутствии данных о величине $S_{кз сист.}$ значение $x_{сист}$ может быть определено по номинальной мощности отключения выключателя $S_{ном откл.}$, установленного в питающей сети напряжением выше 1000 В:

$$x_{сист} = \frac{(U_{ср. ном})^2}{S_{ном откл.}}. \quad (6.16)$$

Можно считать, что КЗ в сетях до 1000 В питается от системы с неограниченной мощностью, т.е. периодическая составляющая тока КЗ неизменна в течение всего времени существования режима КЗ:

$$I_{пт}^{(3)} = I_{кз}^{(3)}. \quad (6.17)$$

При расчетах токов КЗ в установках напряжением до 1000 В необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов короткозамкнутой сети: силового трансформатора, проводов, кабелей и шин, токовых катушек расцепителей автоматических выключателей, первичных обмоток трансформаторов тока, переходных контактов аппаратов. Сопротивление электрической дуги, возникающей в месте КЗ, рассчитывается (обычно при определении чувствительности релейных защит) по соотношению:

$$r_{\delta} = \frac{1000 l_{\delta}}{I_{\delta}}, \quad (6.18)$$

где I_{δ} – ток, проходящий через дугу (принимается ток, определенный без учета сопротивления дуги при КЗ в том же месте); l_{δ} – длина дуги, м, равна расстоянию между токоведущими частями.

Расчет параметров цепи и токов КЗ выполняется в именованных единицах, напряжение принимается на 5% выше номинального напряжения сети (т.е. $U_{cp. ном}$)

6.4.1. Сопротивления элементов цепи трехфазного короткого замыкания

Сопротивления в сети напряжением до 1000 В удобно рассчитывать в мОм.

Полное сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется по выражению:

$$Z_{тр} = \frac{u_{кз} U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}, \text{ или } Z_{тр} = \sqrt{R_{тр}^2 + X_{тр}^2}, \quad (6.19)$$

а активное и индуктивное – по соотношениям:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} U_{ном}^2}{S_{ном}^2}; \quad X_{тр} = \sqrt{\left(\frac{u_{кз}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (6.19)$$

где $u_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %; $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, В; $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Сопротивление трансформатора будет приведено к тому напряжению, которое подставляется в качестве $U_{ном}$.

Значения сопротивлений трансформаторов приведены в таблице 6.7.

Сопротивления токопровода (шин) от трансформатора к автоматическому выключателю ориентировочно принимаются равными $R_{ш} = 0,5$ мОм, а $X_{ш} = 2,25$ мОм. Значения переходного сопротивления контактов для различных ступеней электроснабжения даны в таблице 6.8, а неподвижных контактных соединений – в таблице 6.9.

В таблицах 6.10–6.12 приведены сопротивления шинопроводов и шин, а в таблице 6.13 – сопротивления проводов и кабелей. Для неизолированных проводов удельное активное сопротивление дано в таблице 6.3. При отсутствии данных x_0 принимается в соответствии с таблицей 6.14.

Таблица 6.7

Сопротивление понижающих трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А, приведенные к вторичному напряжению 0,4/0,23 кВ

Мощность, кВ·А	Верхний предел первичного напряжения, кВ	Схема соединений обмоток	$\Delta P_{кз}$, кВт	$u_{кз}$, %	R_{mp} , мОм	X_{mp} , мОм	Z_{mp} , мОм	$Z_{mp}^{(1)}$, мОм
25	10	Y/Y _H	0,6	4,5	153,9	243,6	287	3110
		Y/Z _H	0,69	4,7	176,5	243	302	906
40	10	Y/Y _H	0,88	4,5	88	157	180	1949
		Y/Z _H	1,0	4,7	100	159	187,5	562
63	10	Y/Y _H	1,28	4,5	52	102	114	1237
		Y/Z _H	1,47	4,7	59	105	119	360
	20	Y/Y _H	1,28	5,0	52	116	127	1136
		Y/Z _H	1,47	5,3	59	121	134	407
100	10	Y/Y _H	1,97	4,5	31,5	64,7	72	779
		Y/Z _H	2,27	4,7	36,3	65,7	75	226
	35	Y/Y _H	1,97	6,5	31,5	99	104	764
		Y/Z _H	2,27	6,8	36,2	126,5	109	327
160	10	Y/Y _H	2,65	4,5	16,6	41,7	45	487
		Y/Z _H	3,1	4,7	19,3	42,2	47	141
	35	Y/Y _H	2,65	6,5	16,6	62,8	65	478
		Y/Z _H	3,1	6,8	19,3	65,2	68	203
250	10	Y/Y _H	3,7	4,5	9,4	27,2	28,7	312
		Y/Z _H	4,2	4,7	10,8	28	30	90
	35	Y/Y _H	3,7	6,5	9,4	40,5	46	305
		Y/Z _H	4,2	6,8	10,8	42,2	43,6	130
400	10	Y/Y _H	5,5	4,5	5,5	17,1	18	195
		Δ /Y _H	5,9	4,5	5,9	17	18	56
	35	Y/Y _H	5,5	6,5	5,5	25,4	26	181
630	10	Y/Y _H	7,6	5,5	3,1	13,6	14	129
		Δ /Y _H	8,5	5,5	3,4	13,5	14	42
	35	Y/Y _H	7,6	6,5	3,1	16,2	16,5	121
1000	10	Y/Y _H	12,2	5,5	2	8,5	8,8	81
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	27
	35	Y/Y _H	12,2	6,5	2	10,2	10,4	77
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	32
1600	10	Y/Y _H	18	5,5	1	5,4	5,4	54
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	16,5
	35	Y/Y _H	18	6,5	1	6,4	6,5	51
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	19,5

Таблица 6.8

Переходные сопротивления на ступенях распределения

Ступень	Место	$R_{\text{ступ.}}$, мОм	Дополнительные сведения
1	Распределительные устройства подстанции	15	Используются при отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях в сетях, питающихся от цеховых трансформаторов мощностью до 2500 кВА включительно
2	Первичные распределительные цеховые пункты	20	
3	Вторичные распределительные цеховые пункты	25	
4	Аппаратура управления электроприемников, получающих питания от вторичных РП	30	

Таблица 6.9

Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений

Кабель		Комплектный шинопровод	
S , мм ²	R_k , мОм	$I_{\text{ном}}$, А	R_k , мОм
16	0,085	<i>Распределительный</i>	
25	0,064	250	0,009
35	0,056	400	0,006
50	0,043	630	0,0037
70	0,029	<i>Магистральный</i>	
95	0,027	1600	0,0034
120	0,024	2500	0,0024
185	0,021	3200	0,0012
240	0,012	4000	0,0011

Таблица 6.10

Удельные сопротивления троллейных шинопроводов

Тип	$I_{\text{ном}}$, А	Сопротивление, мОм/м		
		r_0	x_0	z_0
ШТМ	250	0,315	0,18	0,36
	400	0,197	0,12	0,23
ШТА	250	0,474	0,15	0,496
	400	0,217	0,13	0,254

Таблица 6.11

Удельные сопротивления комплектных шинопроводов

Параметры	Тип комплектного шинопровода						
	ШМА				ШРА		
$I_{ном}, А$	1250	1600	2500	3200	250	400	630
$r_0, мОм/м$	0,034	0,030	0,017	0,015	0,21	0,15	0,10
$x_0, мОм/м$	0,016	0,014	0,008	0,007	0,21	0,17	0,13
$r_{0(ф-0)}, мОм/м$	0,068	0,060	0,034	0,030	0,42	0,30	0,20
$x_{0(ф-0)}, мОм/м$	0,053	0,060	0,075	0,044	0,42	0,24	0,26
$z_{0(ф-0)}, мОм/м$	0,086	0,087	0,082	0,053	0,59	0,38	0,33

Таблица 6.12

Активное и индуктивное сопротивления плоских шин

Размеры шин, мм	Сопротивление, мОм/м					
	активное при 65°C		индуктивное (медь и алюминий), при средне-геометрическом расстоянии между фазами, мм			
	медь	алюминий	100	150	200	300
25×3	0,268	0,457	0,179	0,200	0,295	0,244
30×3	0,223	0,394	0,163	0,189	0,206	0,235
30×4	0,167	0,296	0,163	0,189	0,206	0,235
40×4	0,125	0,222	0,145	0,170	0,189	0,214
40×5	0,100	0,177	0,145	0,170	0,189	0,214
50×5	0,080	0,142	0,137	0,156	0,180	0,200
50×6	0,067	0,118	0,137	0,156	0,180	0,200
60×6	0,056	0,099	0,119	0,145	0,163	0,189
60×8	0,042	0,074	0,119	0,145	0,163	0,189
80×8	0,031	0,055	0,102	0,126	0,145	0,170
80×10	0,025	0,044	0,102	0,126	0,145	0,170
100×10	0,020	0,035	0,090	0,113	0,133	0,157

Примечание: индуктивное сопротивление рассчитано по формуле $x = 0,145 \lg \frac{a_{cp}}{0,25h}$, где h – наи-

больший размер стороны поперечного сечения шины; $a_{cp} = \sqrt[3]{a_{12}a_{13}a_{23}}$ – среднегеометрическое расстояние при трехпроводной системе.

Таблица 6.13

Активное и индуктивное сопротивления проводов и кабелей с алюминиевыми и медными жилами

Сечение, мм ²	Сопротивление, мОм/м					
	активное		индуктивное			
	алюминий	медь	провода открыто проложенные	кабель с бумажной поясной изоляцией	провода в трубах, кабель с любой изоляцией (кроме бумажной)	воздушная линия до 1000 В
1,0	—	18,5	—	—	0,133	—
1,5	—	12,3	0,374	—	0,126	—
2,5	12,5	7,4	0,358	0,104	0,116	—
4,0	7,81	4,63	0,343	0,095	0,107	—
6,0	5,21	3,09	0,330	0,09	0,1	—
10	3,12	1,84	0,307	0,073	0,099	—
16	1,95	1,16	0,293	0,0675	0,095	0,354
25	1,25	0,74	0,278	0,0662	0,091	0,339
35	0,894	0,53	0,268	0,0637	0,088	0,330
50	0,625	0,37	0,256	0,0625	0,085	0,317
70	0,447	0,265	0,245	0,0612	0,082	0,307
95	0,329	0,195	0,236	0,0602	0,081	0,297
120	0,261	0,154	0,229	0,0602	0,080	0,293
150	0,208	0,124	0,21	0,0596	0,079	—
185	0,169	0,1	0,21	0,0596	0,078	—
240	0,130	0,077	0,20	0,0587	0,077	—

Таблица 6.14

Средние значения погонных реактивных сопротивлений линий сети

Характеристика линий	x_0 , мОм/м
Кабельные линии напряжением:	
до 1000 В	0,06
6–10 кВ	0,08
Изолированные провода внутренней проводки	0,11
Шинопроводы	0,15
Воздушные линии напряжением:	
до 1000 В	0,31
6–10 кВ	0,38
35–220 кВ	0,40
500 кВ (с тремя проводами в фазе)	0,29

При времени действия короткого замыкания более трех секунд в расчетах необходимо учитывать увеличение сопротивления проводников за счет их разогрева:

$$r' = r \left[1 + \frac{mt}{1 + 0,004\Theta_0} \left(\frac{I_{кз}}{S} \right)^2 \right]. \quad (6.21)$$

Здесь r – сопротивление проводников до КЗ при температуре Θ_0 , мОм; m – численный коэффициент (для меди $m = 22$, для алюминия $m = 6$); S – сечение проводника, мм²; $I_{кз}$ – ток КЗ из предварительного расчета без учета нагрева, кА; t – время короткого замыкания, с.

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока $R_{т.т}$ и $X_{т.т}$ приведены в таблице 6.15, а сопротивления токовых катушек расцепителей автоматических выключателей R_a и X_a и переходные сопротивления контактов R_k отключающих аппаратов – в таблице 6.16.

Таблица 6.15

Средние значения сопротивлений первичных обмоток трансформаторов тока

Коэффициент трансформации	Сопротивления, мОм, трансформаторов тока класса точности			
	1		3	
	$X_{т.т}$	$R_{т.т}$	$X_{т.т}$	$R_{т.т}$
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
600/5	0,07	0,05	0,02	0,02

Суммарные сопротивления цепи трехфазного КЗ, например, за автоматическим выключателем трансформатора определяются:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{(R_{\Sigma}^{(3)})^2 + (X_{\Sigma}^{(3)})^2}; \quad (6.22)$$

$$R_{\Sigma}^{(3)} = R_{mp} + R_{uu} + R_a + R_k + R_{m.m.}; \quad (6.23)$$

$$X_{\Sigma}^{(3)} = X_{суст} + X_{mp} + X_{uu} + X_a + X_{m.m.}. \quad (6.24)$$

Таблица 6.16

Средние значения сопротивлений отключающих аппаратов

Номинальный ток, А	Сопротивления расцепителей автоматических выключателей при 65°C, мОм		Переходные сопротивления контактов, R_k , мОм		
	R_a	X_a	автоматических выключателей	рубильников	разъединителей
50	5,50	4,50	1,3	—	—
70	2,40	2,00	1,00	—	—
100	1,30	1,20	0,75	0,50	—
150	0,70	0,70	0,70	0,45	—
200	0,40	0,50	0,60	0,40	—
400	0,15	0,17	0,40	0,20	0,20
600	0,12	0,13	0,25	0,15	0,15
1000	0,10	0,10	0,15	0,08	0,08
1600	0,08	0,08	0,10	—	0,06
2000	0,07	0,08	0,08	—	0,03
2500	0,06	0,07	0,07	—	0,03
3000	0,05	0,07	0,06	—	0,02
4000	0,04	0,05	0,05	—	—

Если требуется рассчитать ток КЗ в любой другой точке сети, то в суммарные сопротивления $R_{\Sigma}^{(3)}$ и $X_{\Sigma}^{(3)}$ следует включить сопротивления кабелей, шинпроводов и других элементов до данной точки КЗ.

6.4.2. Расчет токов трех- и двухфазного короткого замыкания

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета влияния непосредственно присоединенных асинхронных двигателей определяется по соотношению:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}^{(3)}}, \quad (6.25)$$

а ударный ток трехфазного КЗ от системы:

$$i_{уд.}^{(3)} = \sqrt{2} \kappa_{уд.} I_{кз}^{(3)}. \quad (6.26)$$

Значение ударного коэффициента $\kappa_{уд.}$ определяется по кривой на рис. 6.1 по отношению X_{Σ}/R_{Σ} или по постоянной времени затухания апериодической составляющей $T_a = X_{\Sigma}/(314R_{\Sigma})$, а в оценочных расчетах – по таблице 6.1.

Влияние асинхронных двигателей учитывается в том случае, если они непосредственно подключены к точке КЗ. Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от асинхронного двигателя определяется по формуле:

$$I_{\text{кз} \text{ дв.}} = \frac{E''_{0 \text{ дв.}}}{\sqrt{(x''_d + x_{\text{вн}})^2 + (r_{\text{дв.}} + r_{\text{вн}})^2}}, \quad (6.27)$$

где $E''_{0 \text{ дв.}}$ – фазная сверхпереходная э.д.с. двигателя; x''_d , $r_{\text{дв.}}$ и $x_{\text{вн}}$, $r_{\text{вн}}$ – соответственно сверхпереходные индуктивные и активные сопротивления двигателя, а также сопротивления внешней сети присоединения двигателя до точки КЗ. Методика точного расчета $I_{\text{кз} \text{ дв.}}$ приведена в [2], приближенно его можно получить из соотношения:

$$I_{\text{кз} \text{ дв.}} = \frac{0,9}{x''_d} I_{\text{ном} \text{ дв.}}, \quad (6.28)$$

где сверхпереходное сопротивление x''_d можно принять равным 0,2, тогда $I_{\text{кз} \text{ дв.}} = 4,5 I_{\text{ном} \text{ дв.}}$.

Полное мгновенное значение тока КЗ в месте короткого замыкания от питающей системы и электродвигателей составит:

$$i_{\text{уд.}}^{(3)} = \sqrt{2} \left(k_{\text{уд.}} I_{\text{кз}}^{(3)} + 4,5 \sum_{i=1}^{i=n} I_{\text{ном} \text{ дв.} i} \right) = \sqrt{2} k_{\text{уд.}} I_{\text{кз}}^{(3)} + 6,5 \sum_{i=1}^{i=n} I_{\text{ном} \text{ дв.} i}, \quad (6.29)$$

где $\sum_{i=1}^{i=n} I_{\text{ном} \text{ дв.} i}$ – суммарный номинальный ток одновременно работающих двигателей.

Ток двухфазного короткого замыкания в сети до 1000 В составляет:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{кз}}^{(3)} = 0,87 I_{\text{кз}}^{(3)}. \quad (6.30)$$

Для оценки правильности выполнения расчетов величин периодической составляющей тока трехфазного КЗ в таблице 6.17 приведены значения $I_{\text{кз}}^{(3)}$ при трехфазном КЗ непосредственно за аппаратом напряжением 380 В трансформатора КТП и при трехфазном КЗ на расстоянии 50 м от КТП в кабельной линии с различными сечениями алюминиевых жил.

6.4.3. Проверка срабатывания защиты при однофазных коротких замыканиях

Обеспечение отключения аппаратами защиты токов двух- и трехфазного КЗ не является гарантией отключения токов однофазного КЗ по той причине, что токи однофазного короткого замыкания в несколько

Таблица 6.17

Токи трехфазного короткого замыкания $I_{кз}^{(3)}$ (кА) в цепях напряжением 380 В при КЗ за трансформатором (длина кабеля 0 м) и на расстоянии 50 м

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Длина кабеля			
	0 м	50 м		
		Сечение алюминиевой жилы		
		150 мм ²	95 мм ²	50 мм ²
400	9,8	7,3	6,7	5
630	15	10	8,2	5,6
1000	22,5	12	9,3	6
1600	34,3	14,8	11	7
2500	48	15,5	11,5	7,1

раз меньше токов двух- и трехфазного КЗ. В установках в сетях с глухозаземленной нейтралью при замыкании фазы на корпус необходимо обеспечить быстрое отключение поврежденного участка. Достигается это созданием высокой проводимости в петле фаза–нуль за счет системы зануления.

По ПУЭ проводимость зануляющего проводника должна быть порядка 50% проводимости фазного:

$$z_{занул} \leq 2 z_{фаз} \quad \text{или} \quad \frac{z_{фаз}}{z_{занул}} \cdot 100\% \geq 50\%. \quad (6.31)$$

Здесь $z_{занул}$ – полное сопротивление проводника зануления, а $z_{фаз}$ – полное сопротивление фазного проводника, предварительно выбранного по допустимому току и потере напряжения. Кроме этого, проводимость петли фаза–нуль должна быть такой, чтобы ток однофазного КЗ на корпус электроприемника $I_{кз}^{(1)}$ превышал бы в определенное число раз (α) ток аппарата защиты сети ($I_{ном. вст.}$, $I_{ном. расц.}$, $I_{уст. сраб. авт.}$):

$$I_{кз}^{(1)} \geq \alpha I. \quad (6.32)$$

Значения коэффициента α приведены в таблице 6.18.

Расчетная точка однофазного КЗ в установках напряжением до 1000 В – конечная точка цепи трансформатор–электроприемник, защищаемой на головном участке аппаратом защиты. Для выбора его уставок срабатывания необходимо определить наименьший возможный в данной сети ток однофазного КЗ.

Таблица 6.18

Кратность тока однофазного КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью

Вид аппарата защиты	Кратность тока КЗ для помещений со средой	
	нормальной	взрыво-пожароопасной
Плавкий предохранитель: $I = I_{ном\ вст.}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 3 I_{ном\ вст.}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 4 I_{ном\ вст.}$
Автоматический выключатель с обратной зависимой от тока характеристикой: $I = I_{ном\ расц.}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 3 I_{ном\ расц.}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 6 I_{ном\ расц.}$
Автомат только с электромагнитным расцепителем без зависимой части характеристики: $I = I_{уст.\ сраб.\ авт.}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 1,4 I_{уст.\ сраб.\ авт.}$ при $I_{ном\ авт.} \leq 100\ А$ $I_{кз}^{(1)} \geq 1,25 I_{уст.\ сраб.\ авт.}$ при $I_{ном\ авт.} > 100\ А$	

Порядок расчета.

1. Составить схему замещения цепи однофазного КЗ, в которую входят сопротивления следующих элементов: фазного провода, переходного сопротивления в месте КЗ, сопротивления обратного (или четвертого) провода с подключенными параллельно ему заземляющими проводниками и сопротивления растекания заземления нейтрали питающего трансформатора.

2. Определить активные и реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов: $R_1, X_1, R_2, X_2, R_0, X_0$.

3. Определить сопротивления элементов и цепи при однофазном КЗ в конечной точке сети (например, шинпровода), таблица 6.19.

Таблица 6.19.

Сопротивления элементов при однофазном коротком замыкании

Элемент	Активное сопротивление	Реактивное сопротивление
Трансформатор, Y / Y_n	$R_{mp}^{(1)} = (12...18)R_{1mp}$	$X_{mp}^{(1)} = (7...8)X_{1mp}$
Трансформатор, Δ / Y_n	$R_{mp}^{(1)} = 3R_{1mp}$	$X_{mp}^{(1)} = 3X_{1mp}$
Четырехжильные кабели	$R_{каб}^{(1)} = 3R_{1каб}$	$X_{каб}^{(1)} = 4,5X_{1каб}$
Шины	$R_{ш}^{(1)} = 3R_{1ш}$	$X_{ш}^{(1)} = 4X_{1ш}$
Шинопроводы ШМА	$R_{ШМА}^{(1)} = 3R_{1ШМА}$	$X_{ШМА}^{(1)} = 4X_{1ШМА}$
Автоматические выключатели	$R_a^{(1)} = 3R_{1a}$	$X_a^{(1)} = 4X_{1a}$
Контакты	$R_k^{(1)} = 3R_{1к}$	—

Суммарные активное и реактивное сопротивления цепи однофазного КЗ в конечной точке сети:

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{mp}^{(1)} + R_{u}^{(1)} + R_a^{(1)} + R_{\kappa}^{(1)} + R_{ШМА}^{(1)}; \quad (6.33)$$

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{mp}^{(1)} + X_u^{(1)} + X_a^{(1)} + X_{ШМА}^{(1)}. \quad (6.34)$$

4. Рассчитать значение периодической составляющей тока однофазного КЗ. В сетях с глухозаземленной нейтралью (в частности, в сетях напряжением 380/220 В) ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{ном}}{Z_{\Sigma}^{(1)}}, \quad (6.35)$$

где $Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(R_{\Sigma}^{(1)})^2 + (X_{\Sigma}^{(1)})^2}$,

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{\Sigma 1}^{(1)} + R_{\Sigma 2}^{(1)} + R_{\Sigma 0}^{(1)},$$

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{\Sigma 1}^{(1)} + X_{\Sigma 2}^{(1)} + X_{\Sigma 0}^{(1)}.$$

Здесь $R_{\Sigma 1}^{(1)}$, $X_{\Sigma 1}^{(1)}$, $R_{\Sigma 2}^{(1)}$, $X_{\Sigma 2}^{(1)}$, $R_{\Sigma 0}^{(1)}$, $X_{\Sigma 0}^{(1)}$ – соответственно активные и реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей петли фаза–нуль.

Для упрощенных расчетов токов однофазного короткого замыкания ПУЭ рекомендуют выражение:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_{\phi-0}}. \quad (6.36)$$

В этом случае допускается арифметическое сложение полных сопротивлений, что дает заниженное значение тока КЗ. Величина $z_{mp}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ – сильно зависит от схемы соединения его обмоток. При схемах соединений Δ / Y_n и Y / Z_n величина $z_{mp}^{(1)}/3$ равна сопротивлению трансформатора при трех- или двухфазном КЗ и определяется по выражению:

$$z_{mp} = \frac{u_{кз} U_{ном}^2}{100 S_{ном mp}}. \quad (6.37)$$

Для указанных схем соединений при питании от системы бесконечной мощности тока однофазного КЗ на выводах трансформатора равен току трехфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{z_{mp}} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} z_{mp}} = I_{кз}^{(3)}. \quad (6.38)$$

При соединении Y / Y_n $z_{mp}^{(1)} \neq 3 z_{mp}$. Определенная экспериментальным путем величина $z_{mp}^{(1)}$ приведена в таблице 6.7.

Полное сопротивление петли короткого замыкания $z_{\phi-0}$ состоит из сопротивлений фазного и нулевого проводов.

Для воздушных линий 0,4 кВ, выполненных на крюках или траверсах, транспозиция проводов не применяется, расстояния между фазными и нулевым проводом разные. Поэтому и индуктивные сопротивления фаз различны. В таблице 6.20 даны величины $z_{0(\phi-0)}$ при наибольшем расстоянии между фазным и нулевым проводами. Это расстояние определяется по чертежам опор.

Таблица 6.20

Полное погонное сопротивление цепи фазный провод – нулевой провод $z_{0(\phi-0)}$ четырехпроводной линии с неизолированными алюминиевыми проводами

Фазный провод, марка и сечение провода, мм ²	Расстояние между нулевым и крайним фазным проводом, м	Нулевой провод						
		A16	A25	A35	A50	A70	A95	A120
		$z_{0(\phi-0)}$, Ом/км						
A16	0,4	4,86	—	—	—	—	—	—
	1	4,87	—	—	—	—	—	—
	2	4,88	—	—	—	—	—	—
A25	0,4	4,01	3,18	2,76	2,43	—	—	—
	1	4,04	3,21	2,79	2,46	—	—	—
	2	4,05	3,23	2,81	2,49	—	—	—
A35	0,4	3,59	2,76	2,53	2,01	1,78	—	—
	1	3,62	2,79	2,57	2,05	1,82	—	—
	2	3,63	2,81	2,59	2,08	1,86	—	—
A50	0,4	3,25	2,43	2,01	1,69	1,47	1,35	—
	1	3,28	2,46	2,05	1,73	1,53	1,40	—
	2	3,30	2,49	2,08	1,77	1,58	1,45	—
A70	0,4	—	2,21	1,78	1,47	1,28	1,15	1,08
	1	—	2,25	1,82	1,53	1,34	1,21	1,14
	2	—	2,28	1,86	1,58	1,39	1,27	1,20
A95	0,4	—	2,07	1,66	1,35	1,15	1,02	0,95
	1	—	2,11	1,71	1,40	1,21	1,09	1,03
	2	—	2,14	1,75	1,45	1,27	1,15	1,09

Примечания: 1. Ввиду того, что расстояние между нулевым и крайним фазным проводом $d_{\phi-0}$ может изменяться в пределах от 0,5 до 1,0 м при креплении на крюках, и от 0,64 до 1,65 м при креплении на траверсах, в настоящей таблице приняты расстояния 0,4; 1,0 и 2,0 м. Для промежуточных расстояний величины $z_{0(\phi-0)}$ должны определяться интерполированием.

2. Сочетание фазного провода с нулевым проводом сечением более половины фазного следует применять в тех случаях, когда это вызывается необходимостью обеспечить выполнение условия (6.32) путем увеличения тока КЗ за счет уменьшения сопротивления.

Для трехжильных кабелей с резиновой или пластмассовой оболочкой в качестве нулевого провода обычно используются металлические конструкции зданий и механизмов, соединяемые между собой и с нулевой точкой трансформатора. Если проводимость такой системы недостаточна, то вблизи кабельной линии прокладывается специальная стальная полоса, используемая как нулевой провод (табл. 6.21).

В четырехпроводных кабельных сетях в качестве основных проводников зануления используются нулевые жилы четырехжильных кабелей (табл. 6.22).

Таблица 6.22

Полное погонное сопротивление цепи фаза–ноль алюминиевого четырехжильного кабеля без металлической оболочки и четырехпроводной линии с алюминиевыми проводами, расположенными пучком

Сечение фазного провода, мм ²	Полное сопротивление $z_{0(\phi-0)}$ для сечения нулевого провода, мм ²										
	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
2,5	29,64	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	24,08	18,52	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	—	15,43	12,34	9,88	—	—	—	—	—	—	—
10	—	—	9,88	7,41	5,92	—	—	—	—	—	—
16	—	—	—	5,92	4,43	3,70	3,35	—	—	—	—
25	—	—	—	5,19	3,70	2,96	2,54	2,22	—	—	—
35	—	—	—	4,77	3,35	2,54	2,12	1,80	1,59	—	—
50	—	—	—	—	3,06	2,22	1,80	1,48	1,27	1,13	—
70	—	—	—	—	—	2,02	1,59	1,27	1,09	0,92	—
95	—	—	—	—	—	—	1,45	1,13	0,92	0,78	—
120	—	—	—	—	—	—	1,37	1,05	0,84	0,70	0,62
150	—	—	—	—	—	—	—	0,99	0,82	0,67	0,52
240	—	—	—	—	—	—	—	0,95	0,53	0,59	0,51

Примечание: для проводов и кабелей с медными жилами данные таблицы необходимо умножить на 0,586.

Для трехжильных кабелей с алюминиевой оболочкой в качестве нулевого провода используется алюминиевая оболочка (табл. 6.23).

Для четырехжильных кабелей в алюминиевой оболочке нулевая жила соединяется с оболочкой, и для невзрывоопасных помещений в расчете принимается их суммарная проводимость (табл. 6.24). Для взрывоопасных помещений алюминиевая оболочка не учитывается, считается только сопротивление нулевой жилы кабеля.

Свинцовая оболочка при расчете однофазных КЗ в расчетную схему не включается. В качестве четвертой жилы используется стальная

Таблица 6.21

Полное погонное сопротивление цепи фаза трехжильного алюминиевого кабеля с пластмассовой изоляцией –
стальная полоса

Сечение жил кабеля, мм ²	Расстояние между полосой и кабелем, м	Полное сопротивление цепи $z_{0(\phi-0)}$, Ом/км, при тока, А													
		100	200, 300	1500	100	200	300, 400	2500	100	200	300	600, 3000	200	400	600, 3000
		для полосы размером, мм													
		25×3			40×4				60×4				80×4		
3×6	0,2	11,22	10,13	—	9,53	8,77	8,34	—	8,76	8,33	8,03	—	9,06	7,66	—
	0,8	11,22	10,17	—	9,57	8,80	8,37	—	8,80	8,37	8,06	—	9,08	7,69	—
3×10	0,2	8,71	7,64	6,80	7,03	6,24	5,80	—	6,24	5,80	5,49	5,09	5,60	5,12	—
	0,8	8,77	7,70	6,85	7,08	6,29	5,85	—	6,29	5,84	5,53	5,13	5,64	5,16	—
3×16	0,2	7,35	6,27	5,42	5,65	4,86	4,41	3,96	4,85	4,40	4,08	3,67	4,12	3,69	3,45
	0,8	7,43	6,34	5,48	5,72	4,92	4,47	4,02	4,91	4,46	4,14	3,73	4,18	3,74	3,50
3×25	0,2	6,50	5,47	4,62	4,85	4,04	3,59	3,14	4,04	3,58	3,26	2,84	3,29	2,86	2,61
	0,8	6,64	5,55	4,69	4,93	4,12	3,66	3,21	4,11	3,65	3,33	2,91	3,36	2,93	2,68
3×35	0,2	6,16	5,07	4,22	4,45	3,64	3,18	2,73	3,63	3,17	2,85	2,43	2,89	2,45	2,20
	0,8	6,25	4,17	4,30	4,53	3,73	3,27	2,81	3,71	3,26	2,93	2,51	2,96	2,53	2,28
3×50	0,2	5,87	4,78	3,92	4,15	3,34	2,82	2,43	3,34	2,87	2,55	2,13	2,58	2,15	1,90
	0,8	5,96	4,87	4,00	4,24	3,44	2,98	2,52	3,42	2,97	2,64	2,23	2,67	2,24	1,99
3×70	0,2	5,67	4,64	3,73	3,96	3,15	2,69	2,24	3,14	2,68	2,36	1,94	2,39	1,95	1,71
	0,8	5,77	4,68	3,82	4,05	3,25	2,79	2,34	3,23	2,78	2,46	2,04	2,48	2,05	1,80
3×95	0,2	5,55	4,46	3,61	3,83	3,02	2,57	2,12	3,02	2,55	2,23	1,81	2,27	1,83	1,58
	0,8	5,64	4,56	3,69	3,43	3,12	2,67	2,22	3,11	2,66	2,33	1,92	2,36	1,93	1,68
3×120	0,2	5,47	4,38	3,53	3,75	2,95	2,49	2,04	2,94	2,48	2,16	1,74	2,19	1,75	1,51
	0,8	5,57	4,48	3,62	3,85	3,05	2,60	2,15	3,04	2,58	2,26	1,84	2,29	1,86	1,60
3×150	0,2	5,41	4,32	3,47	3,69	2,88	2,43	1,98	2,88	2,42	2,1	1,68	2,13	1,70	1,47
	0,8	5,51	4,42	3,57	3,80	2,99	2,54	2,09	2,98	2,53	2,21	1,72	2,23	1,80	1,56
3×185	0,2	5,36	4,28	3,42	3,65	2,84	2,39	1,94	2,84	2,37	2,05	1,64	2,09	1,65	1,41
	0,8	5,46	4,38	3,52	3,75	2,95	2,50	2,05	2,93	2,48	2,16	1,75	2,19	1,76	1,52
3×240	0,2	5,32	4,23	3,38	3,60	2,80	2,35	1,90	2,79	2,33	2,01	1,59	2,04	1,61	1,36
	0,8	5,42	4,33	3,48	3,71	2,91	2,45	2,01	2,89	2,44	2,12	1,71	2,15	1,72	1,48

Таблица 6.23

Полное погонное сопротивление цепи фаза – алюминиевая оболочка
трехжильных кабелей с бумажной изоляцией

Сечение жил кабеля, мм ²	Полное сопротивление $z_{0(\phi-0)}$, Ом/км, для кабелей			
	медных АГ, АБ	алюминиевых ААГ, ААБ	медных АШв	алюминиевых ААШв
3×6	5,02	7,71	4,98	7,67
3×10	3,33	4,95	3,31	4,92
3×16	2,95	3,36	2,31	3,33
3×25	1,81	2,46	1,79	2,44
3×35	1,39	1,85	1,37	1,83
3×50	1,09	1,42	1,07	1,40
3×70	0,84	1,07	0,83	1,06
3×95	0,67	0,84	0,66	0,83
3×120	0,57	0,71	0,56	0,70
3×150	0,42	0,53	0,44	0,54
3×185	0,36	0,45	0,36	0,45
3×240	0,31	0,37	0,29	0,36

Таблица 6.24

Полное погонное сопротивление цепи фаза–ноль с учетом алюминиевой
оболочки четырехжильных кабелей с бумажной изоляцией

Число и сечение жил, мм ²	Сопротивление $z_{0(\phi-0)}$, Ом/км, для кабелей	
	медных АГ, АБ	алюминиевых ААГ, ААБ
3×6 + 1×4	4,74	7,49
3×10 + 1×6	3,06	4,73
3×16 + 1×10	2,01	3,08
3×25 + 1×16	1,38	2,10
3×35 + 1×16	1,06	1,57
3×50 + 1×25	0,78	1,16
3×70 + 1×25	0,61	0,87
3×95 + 1×25	0,48	0,69
3×120 + 1×35	0,41	0,58
3×150 + 1×50	0,31	0,45
3×185 + 1×50	0,27	0,37

полоса, проложенная вблизи кабеля, или металлические конструкции
зданий и механизмов.

При прокладке трехпроводных линий в стальных трубах в качестве
основного зануляющего проводника принимаются только сами трубы. В
случае прокладки в трубе четырехпроводной линии необходимо в

качестве проводника зануления использовать нулевой провод совместно с трубой путем параллельного их соединения. Исключением являются взрывоопасные помещения, где учитывается только четвертый (нулевой) провод (величина $z_{0(\phi-0)}$ определяется по таблице 6.22).

Погонное сопротивление цепи фазный провод – труба дано в таблице 6.25, а фазный провод – нулевой провод с учетом трубы – в таблице 6.26.

Таблица 6.25

Полное погонное сопротивление цепи фазный провод – труба трехпроводной линии с алюминиевыми проводами, проложенными в стальной электросварной (тонкостенной) трубе

Размер трубы, мм	Наружный диаметр × толщина стенки трубы, мм								
	20×1,6			26×1,8			32×2		
Ток однофазного КЗ, А	100	200	400	100	200	400, 1250	100	200	400, 1250
Количество и сечение проводов линии, мм ²	$z_{0(\phi-0)}$, Ом/км								
3×2,5	18,69	17,87	—	18,22	17,23	—	17,61	16,95	16,38
3×4	13,19	12,35	12,04	12,71	11,70	11,21	12,09	11,41	10,84
3×6	10,17	9,31	8,99	9,67	8,65	8,14	9,04	8,35	7,77
3×10	7,78	6,91	6,59	7,28	6,24	5,72	6,64	5,93	5,33
3×16	—	—	—	5,87	4,80	4,27	5,22	4,49	3,88
3×25	—	—	—	—	4,11	3,57	—	3,79	3,18
3×35	—	—	—	—	—	—	—	—	2,78
3×50	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы 6.25

Размер трубы, мм	Наружный диаметр × толщина стенки трубы, мм					
	47×2			59×2		
Ток однофазного КЗ, А	100	200	400, 1250	100	200	400, 1250
Количество и сечение проводов линии, мм ²	$z_{0(\phi-0)}$, Ом/км					
3×2,5	17,01	16,56	16,08	16,55	16,28	15,80
3×4	11,48	11,03	10,54	11,01	10,74	10,25
3×6	8,42	7,96	7,46	7,94	7,67	7,17
3×10	6,01	5,54	5,02	5,52	5,24	4,73
3×16	4,57	4,09	3,57	4,07	3,78	3,26
3×25	3,88	3,39	2,86	3,37	3,08	2,55
3×35	—	2,99	2,46	2,98	2,68	2,14
3×50	—	—	2,16	—	—	1,85

Таблица 6.26

Полное погонное сопротивление цепи фазный провод – нулевой провод четырехпроводной электропроводки в стальной электросварной (тонкостенной) трубе (провода алюминиевые)

Сечение проводов, мм ²		Наружный диаметр × толщина стенки трубы, мм								
фазного	нулевого	20×1,6			26×1,8			32×2		
		Величина тока однофазного КЗ, А								
		100	200	400	100	200	400	100	200	400
		$z_{0(\phi-0)}$, Ом/км								
2,5	2,5	17,93	17,36	—	17,64	16,89	—	—	—	—
4	2,5	12,44	11,85	—	12,21	11,36	—	11,66	11,14	—
	4	12,12	11,63	—	11,84	11,22	—	11,47	11,01	—
6	2,5	9,41	8,80	8,58	9,07	8,30	7,92	8,61	8,08	7,61
	4	9,10	8,59	8,39	8,81	8,16	7,80	8,42	7,95	7,54
	6	8,77	8,36	8,19	8,54	7,99	7,69	8,22	7,82	7,45
10	4	—	—	—	6,43	5,73	5,37	6,03	5,53	5,11
	6	—	—	—	6,17	5,58	5,27	5,82	5,41	5,02
	10	—	—	—	5,79	5,33	5,08	5,51	5,19	4,87
16	10	—	—	—	—	—	—	4,10	3,76	3,42
	16	—	—	—	—	—	—	3,80	3,51	3,25
	25	—	—	—	—	—	—	3,57	3,32	3,11

Продолжение таблицы 6.26

Сечение проводов, мм ²		Наружный диаметр × толщина стенки трубы, мм					
фазного	нулевого	47×2			59×2		
		Величина тока однофазного КЗ, А					
		100	300	600, 800	100	300	600, 1250
		$z_{0(\phi-0)}$, Ом/км					
6	2,5	8,14	7,50	7,16	—	—	—
	4	8,00	7,46	7,13	—	—	—
	6	7,86	7,38	7,09	—	—	—
10	4	5,58	5,02	4,68	5,23	4,86	4,54
	6	5,44	4,94	4,63	5,12	4,80	4,51
	10	5,22	4,81	4,56	4,96	4,70	4,45
16	10	3,79	3,35	3,09	3,52	3,23	2,98
	16	3,54	3,20	2,99	3,33	3,11	2,90
	25	3,34	3,07	2,89	3,17	2,99	2,82
25	10	3,20	2,65	2,38	2,82	2,44	2,26
	16	2,85	2,50	2,28	2,64	2,35	2,18
	25	2,68	2,37	2,18	2,48	2,29	2,11
	35	2,54	2,26	2,10	2,36	2,19	2,04
35	10	2,73	2,26	1,97	2,43	2,13	1,85
	16	2,50	2,11	1,87	2,25	2,00	1,77
	25	2,32	1,98	1,78	2,11	1,89	1,70
	35	2,18	1,88	1,70	1,98	1,80	1,63
	50	2,05	1,77	1,62	1,87	1,70	1,56
50	25	—	—	—	1,83	1,60	1,40
	35	—	—	—	1,72	1,51	1,34
	50	—	—	—	1,61	1,42	1,26
	70	—	—	—	1,53	1,34	1,20
70	25	—	—	—	1,60	1,42	1,21
	35	—	—	—	1,55	1,33	1,15
	50	—	—	—	1,45	1,25	1,08
	70	—	—	—	1,37	1,17	1,01

Примечания: 1. Сопротивления вычислены с учетом совместного (параллельного) использования проводимостей нулевого (четвертого) провода и стальной трубы.

2. В случае прокладки линии в помещении с взрывоопасной средой следует величины $z_{0(\phi-0)}$ определять по таблице 6.22 без учета проводимости трубы.

Полное погонное сопротивление петли фаза–нуль для шинопроводов приведено в таблице 6.12.

6.5. Несимметричные короткие замыкания за трансформаторами

Для расчета защит трансформаторов необходимо знать значение и направление токов в первичной обмотке трансформатора при КЗ на его вторичной стороне. В таблице 6.27 даются выражения для пересчета токов и их векторные диаграммы. Особенностью приведенных в таблице 6.27 выражений является то, что за исключением однофазного КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Y_n все токи при разных видах коротких замыканий и разных схемах соединений обмоток трансформатора выражены через ток трехфазного КЗ в той же точке $I_{кз}^{(3)}$. При выводе выражений принято, что коэффициент трансформации трансформатора равен отношению линейных напряжений холостого хода $U_{1x}/U_{2x}=1$. По этому условию определены и соотношения чисел витков обмоток трансформатора.

Пользоваться выражениями, приведенными в таблице 6.27, можно двояко: или определить ток требуемого вида КЗ, приведенный ко вторичному напряжению U_2 , и пересчитать его по действительному коэффициенту трансформации на первичную сторону, или вести расчет для трехфазного КЗ, относя ток и сопротивления к первичному напряжению U_1 и по выражениям таблицы 6.27 определить токи при требуемом виде КЗ.

Пример. Определить токи трех-, двух- и однофазного КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора 400 кВА, 6/0,4 кВ при схемах соединений обмоток Y/Y_n и Δ/Y_n . Питание от системы бесконечной мощности.

Решение. *Соединение обмоток Δ/Y_n .* Расчет для напряжения 0,4 кВ. Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 кВ, по таблице 6.7 равно $z_{mp} = 0,018$ Ом. Ток однофазного и трехфазного КЗ, отнесенные к стороне 0,4 кВ, составляет:

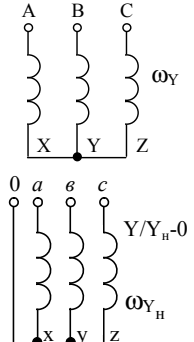

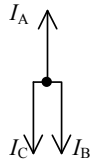
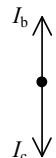

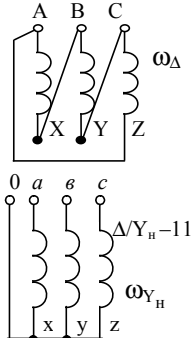

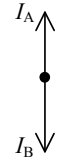

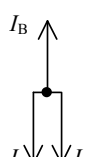
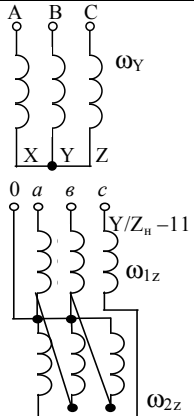

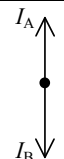
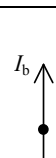
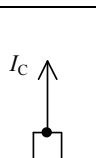
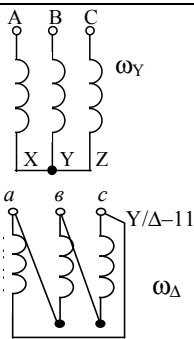
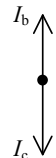
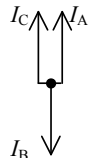
$$I_{кз}^{(1)} = I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} z_{mp}} = \frac{400}{\sqrt{3} 0,018} = 12900 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 12900 = 11200 \text{ А.}$$

Таблица 6.27

Значения и векторные диаграммы токов несимметричных коротких замыканий при разных схемах соединений обмоток трансформаторов

Схема соединений обмоток	Вид КЗ	Ток КЗ на вторичной стороне при $U_1/U_2 = 1$		Количество витков
		в месте КЗ	на первичной стороне	
	$a - 0$	 $I_a = \frac{3U_\phi}{z_{mp}^{(1)}}$	 $I_A = 2/3 I_a$ $I_B = I_C = 1/3 I_a$	$\omega_Y = \omega_{YH}$
	$b - c$	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}$	 $I_B = I_C = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)} = 0,866 I_{K3}^{(3)}$	
	$a - 0$	 $I_a = \frac{3U_\phi}{z_{mp}^{(1)}} = \frac{U_\phi}{z_{mp}} = I_{K3}^{(3)}$	 $I_A = I_B = \frac{I_a}{\sqrt{3}} = 0,58 I_{K3}^{(3)}$	$\omega_\Delta = \sqrt{3} \omega_Y$
	$b - c$	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}$	 $I_B = \frac{2}{\sqrt{3}} I_b = I_{K3}^{(3)}$ $I_A = I_C = \frac{I_B}{2}$	
	$a - 0$	 $I_a = \frac{3U_\phi}{z_{mp}^{(1)}} = \frac{U_\phi}{z_{mp}} = I_{K3}^{(3)}$	 $I_A = I_B = \frac{I_a}{\sqrt{3}} = 0,58 I_{K3}^{(3)}$	$\omega_{1z} = \omega_{2z} = \omega_Y / \sqrt{3}$
	$b - c$	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}$	 $I_C = \frac{2}{\sqrt{3}} I_b = I_{K3}^{(3)}$ $I_B = I_A = \frac{I_C}{2}$	
	$b - c$	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}$	 $I_A = I_C = \frac{I_B}{2}$ $I_B = \frac{2}{\sqrt{3}} I_b = I_{K3}^{(3)}$	$\omega_\Delta = \sqrt{3} \omega_Y$

Расчет для напряжения 6 кВ. Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 6 кВ, равно:

$$z_{mp} = \frac{u_{кз} U_{ном}}{100 S_{ном}} = \frac{4,5 \cdot (6 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 4,05 \text{ Ом},$$

а ток трехфазного КЗ составляет:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} z_{mp}} = \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,05} = 860 \text{ А}.$$

Такое же значение получится пересчетом тока $I_{кз}^{(3)}$, отнесенного к 0,4 кВ, на напряжение 6 кВ: $12900 \cdot 400 / 6000 = 860 \text{ А}$.

Ток $I_{кз}^{(1)}$, отнесенный к 6 кВ, по таблице 6.27 равен:

$$I_{кз}^{(1)} = 0,58 I_{кз}^{(3)} = 0,58 \cdot 860 = 500 \text{ А}.$$

Такой ток протекает в двух фазах на стороне 6 кВ. Аналогичное значение тока получается пересчетом с напряжения 0,4 кВ на напряжение 6 кВ: $0,58 \cdot 12900 \cdot 400 / 6000 = 500 \text{ А}$.

Наибольший ток двухфазного КЗ со стороны 6 кВ по таблице 6.27 равен току трехфазного КЗ: $I_{кз}^{(2)} = I_{кз}^{(3)} = 860 \text{ А}$; в двух других фазах – вдвое меньше – 430 А.

Соединение обмоток Y / Y_н. Ток трехфазного КЗ от схемы соединений обмоток не зависит и равен 12900 А на стороне 0,4 кВ и 860 А на стороне 6 кВ.

Ток двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ также не зависит от схемы соединения обмоток и равен 11200 А.

Для схемы соединений Y / Y_н ток двухфазного КЗ со стороны 6 кВ равен:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 860 = 745 \text{ А}.$$

Для однофазного КЗ сопротивление трансформатора $z_{mp}^{(1)} = 0,195 \text{ Ом}$ (табл. 6.7), а ток:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{3 U_{\phi}}{z_{mp}^{(1)}} = \frac{3 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,195} = 3570 \text{ А}$$

вместо 12900 А для соединения $\Delta / Y_{н}$. Со стороны 6 кВ максимальный ток будет равен $\frac{2}{3} 3570 \frac{400}{6000} = 159 \text{ А}$; в двух других фазах токи в 2 раза меньше и равны 79,5 А.

Результаты расчета сведены в таблицу 6.28.

Малое значение тока при однофазных КЗ для схемы соединений Y / Y_н значительно затрудняет выполнение защиты таких

трансформаторов и вынуждает применять более сложные защиты с увеличенным количеством реле и трансформаторов тока.

Таблица 6.28

Значения токов короткого замыкания (для примера)

Напряжение, кВ	Схема соединений	$I_{кз}^{(3)}$	$I_{кз}^{(2)}$	$I_{кз}^{(1)}$
0,4	Δ / Y_H	12900	11200	12900
	Y / Y_H	12900	11200	3570
6	Δ / Y_H	860	860 / 430	500
	Y / Y_H	860	745	159 / 79,5

6.6. Проверка проводников по термической устойчивости к току короткого замыкания

Силовые кабели в электрических сетях выше 1000 В подлежат проверке на условия нагревания током короткого замыкания. В электрических сетях до 1000 В на термическую устойчивость проверяются только шинопроводы.

Повышение температуры жил изолированных проводников и кабелей при прохождении токов перегрузки и короткого замыкания ведет к химическому разложению изоляции и резкому снижению ее электрической прочности. Допустимые температуры нагрева проводников приведены в таблице 6.29.

Проверку кабелей на нагревание от токов короткого замыкания надо проводить:

- для одиночных кабелей небольшой протяженности, исходя из короткого замыкания в начале кабеля;
- для одиночных кабелей, имеющих соединительные муфты, исходя из КЗ в начале каждого участка, с тем, чтобы иметь возможность ступенями уменьшать сечение кабеля по его длине;
- для двух и более параллельно включенных кабелей, исходя из короткого замыкания непосредственно за пучком (по сквозному току).

Электрические кабели можно не проверять по режиму короткого замыкания в случае их защиты плавкими предохранителями. Линия считается защищенной предохранителем, если отключающая способность предохранителя достаточна для отключения наибольшего возможного аварийного тока линии.

Таблица 6.29

Допустимые температуры нагрева проводников, °С

Проводник и его изоляция	Длительная температура нагрева	Кратковременная температура нагрева при перегрузках	Температура нагрева при токах КЗ в проводниках		Постоянная С, $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$, для проводников	
			медном	алюминиевом	медного	алюминиевого
Неизолированные провода и шины	70	125	300	200	—	90/98*
Провода и кабели с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией:	55	110	150	150	114 118	75 78
до 6 кВ						
10 кВ	65	72	120	120	94 98	62 65
Кабели с полиэтиленовой изоляцией:						
до 6 кВ	80	125	200	200	165	95
10 кВ						
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией:						
до 3 кВ						
6 кВ	65	110	200	200		
10 кВ	60	90	200	200		
35 кВ	50	75	125	125		

* – Сталеалюминевые провода.

Для линий к индивидуальным электроприемникам или небольшим распределительным пунктам неотвественного назначения можно не проверять проводники на термическую устойчивость при коротком замыкании, если исключается возможность взрыва при КЗ.

Величины допустимого установившегося тока короткого замыкания приведены в таблице 6.30.

Термическое действие тока короткого замыкания в течение действительного времени прохождения его t_{∂} (определяется длительностью действия защиты ($t_{защ}$) и отключающей аппаратуры ($t_{выкл}$)) характеризуется величиной приведенного времени $t_{пр}$ – промежутком времени, в течение которого установившийся ток КЗ выделяет то же количество тепла, что и изменяющийся во времени ток КЗ за действительное время.

Приведенное время $t_{пр}$ определяется составляющими времени периодической $t_{пр.n}$ и аperiodической $t_{пр.a}$ слагаемых тока КЗ:

$$t_{np} = t_{np.n} + t_{np.a} \quad (6.39)$$

Значение $t_{np.n}$ при действительном времени $t_d < 5$ с находится по кривым рис. 6.2, а $t_{np.a}$ по выражению:

$$t_{np.a} = 0,05 \beta^2 \quad (6.40)$$

Таблица 6.30

Допустимые величины тока короткого замыкания кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 6 / 10 кВ по условиям термической устойчивости, кА

Приведенное время, $t_{пр}$, с	Сечение кабеля, мм ²								
	16	25	35	50	70	95	120	150	185
<i>Алюминиевые жилы</i>									
0,25	3,12	4,88	6,85	9,75	13,70	18,50	23,40	29,25	36,00
0,5	2,20	3,45	4,80	6,90	9,65	13,00	16,50	20,00	25,45
0,75	1,80	2,80	3,95	5,60	7,90	10,65	13,50	16,90	20,50
1,0	1,56	2,44	3,40	4,85	6,80	9,25	11,80	14,60	18,00
1,5	1,28	2,00	2,80	4,00	5,55	7,55	9,55	11,90	14,75
2,0	1,10	1,72	2,40	3,45	4,80	6,55	8,25	10,30	12,75
2,5	0,985	1,54	2,16	3,08	4,30	5,85	7,40	9,20	11,40
3,0	0,90	1,40	1,97	2,80	3,95	5,35	6,75	8,40	10,40
3,5	0,83	1,30	1,80	2,60	3,65	4,95	6,25	7,80	9,60
4,0	0,78	1,24	1,70	2,44	3,40	4,65	5,85	7,30	9,00
4,5	0,73	1,15	1,60	2,30	3,20	4,35	5,50	6,90	8,50
5,0	0,70	1,10	1,52	2,18	3,00	4,15	5,23	6,53	8,10
5,5	0,66	1,04	1,45	2,10	2,90	3,95	5,00	6,23	7,70
6,0	0,640	1,00	1,40	2,00	2,80	3,80	4,80	6,00	7,35
<i>Медные жилы</i>									
0,25	4,63	7,25	10,2	14,5	20,2	27,5	34,8	43,5	53,5
0,5	3,28	5,12	7,16	10,4	14,3	19,5	24,6	30,7	38,0
0,75	2,68	4,19	5,85	8,37	11,7	15,9	20,0	25,0	31,0
1,0	2,32	3,63	5,00	7,25	10,1	13,8	17,4	21,8	26,8
1,5	1,90	2,96	4,15	5,92	8,30	11,3	14,2	17,8	21,9
2,0	1,64	2,56	3,58	5,12	7,18	9,72	12,3	16,6	19,0
2,5	1,47	2,30	3,20	4,58	6,42	8,71	11,0	13,8	17,0
3,0	1,34	2,10	2,93	4,19	5,86	7,95	10,0	12,6	15,5
3,5	1,24	1,94	2,71	3,88	5,43	7,36	9,30	11,6	14,4
4,0	1,16	1,81	2,50	3,62	5,05	6,90	8,70	10,9	13,4
4,5	1,09	1,70	2,39	3,41	4,78	6,48	8,20	10,2	12,6
5,0	1,04	1,62	2,27	3,25	4,55	6,16	7,80	9,75	12,0
5,5	0,99	1,55	2,16	3,09	4,32	5,86	7,40	9,25	11,4
6,0	0,95	1,48	2,07	3,06	4,15	5,63	7,10	8,88	11,0

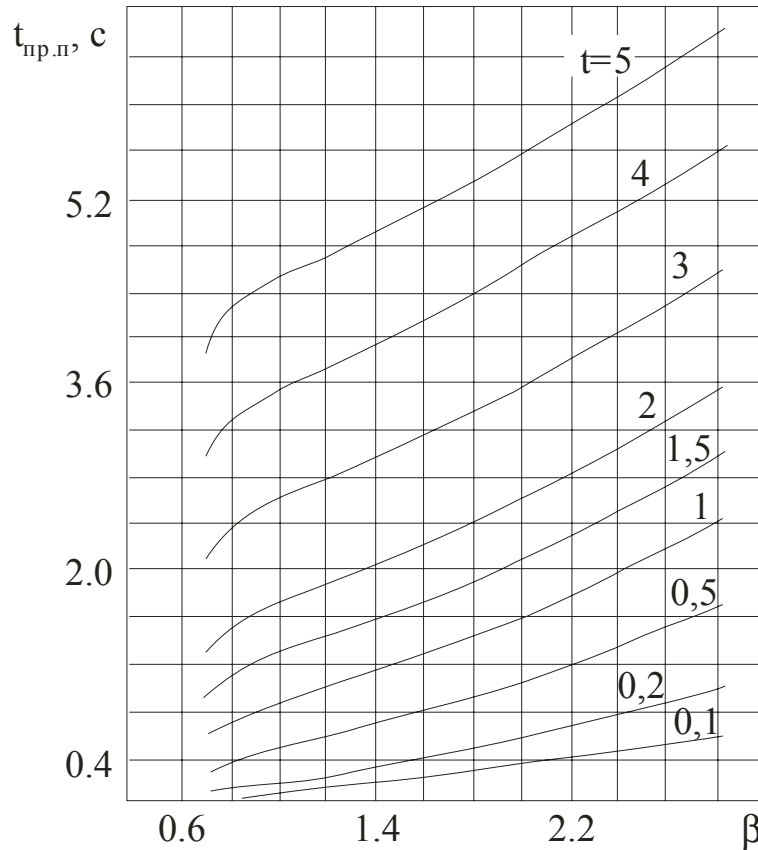


Рис. 6.2. Зависимость приведенного времени для периодической составляющей тока КЗ: $t_{np,n}$ – приведенное время для периодической составляющей тока КЗ; t – действительное время, с; $\beta = I / I_{\infty}$ – отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся в месте КЗ.

При действительном времени $t_0 > 1$ с величиной $t_{np,a}$ можно пренебречь.

При расчетах тока короткого замыкания в распределительных сетях до 10 кВ часто затухание не учитывают. В этом случае приведенное время может быть принято равным действительному и задача проверки электрического кабеля на термическую устойчивость упрощается.

Сечение, обеспечивающее термическую устойчивость проводника к току КЗ, при заданной величине приведенного времени определяется:

$$S_{\min} \geq I_{\infty} \frac{\sqrt{t_{np}}}{C}, \quad (6.41)$$

где C – постоянная, определяемая в зависимости от заданной правилами устройства электроустановок конечной температуры нагрева жил и напряжения (табл. 6.29); I_{∞} – установившийся ток трехфазного короткого замыкания.

За стандартное термически стойкое сечение принимают ближайшее к расчетному меньшее сечение.

7. ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Силовые трансформаторы

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электрической энергии переменного тока одного напряжения в другое.

Структура условного обозначения трансформаторов приведена на рис. 7.1.

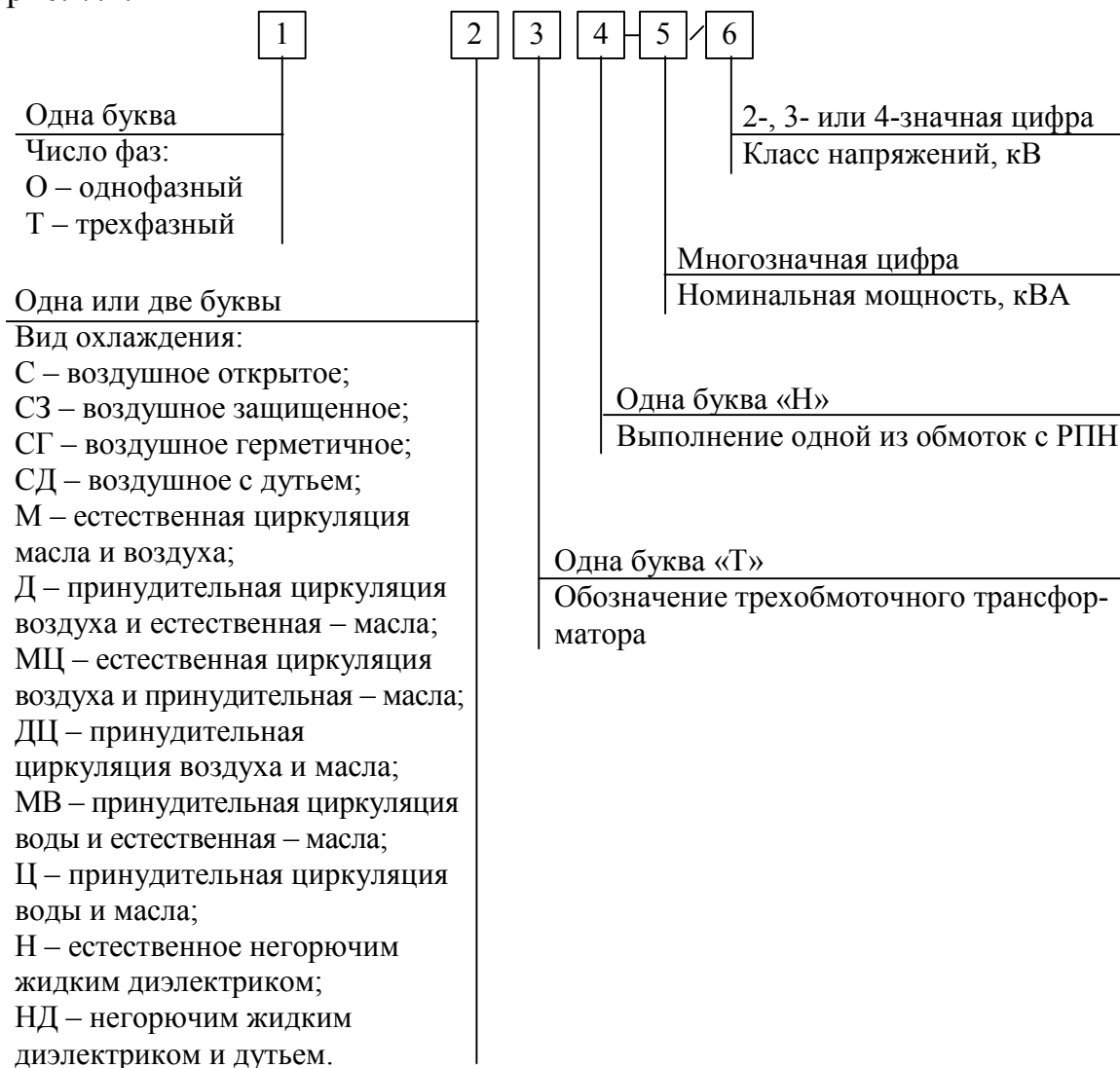


Рис. 7.1. Структура условного обозначения силовых трансформаторов

- Примечания:*
1. Для обозначения автотрансформаторов добавляется буква «А»
 2. Для обозначения защиты масла азотной подушкой без расширителя после вида охлаждения ставится буква «З», например, «ТМЗ».
 3. Для обозначения расщепленной обмотки НН после числа фаз ставится буква «Р», например, «ТРДН».
 4. Для обозначения трансформатора собственных нужд электростанций последняя буква ставится «С», например, «ТРДНС».

В таблицах 7.1–7.3 приведены технические данные двухобмоточных сухих и масляных трансформаторов, в таблице 7.4 – трехобмоточных масляных трансформаторов.

Таблица 7.1

Технические данные трехфазных сухих трансформаторов, $U_{\text{НОМ}} < 1000 \text{ В}$

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, В		Потери, Вт		$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТС10/0,66 ТС3-10/0,66	10	380; 660 380	230; 400 36; 42	75(90)	280	4,5	7,0
ТС-16/0,66 ТС3-16/0,66	16	380; 660 220 380	230; 400 230 36; 42	100 (125)	400		5,8
ТС-25/0,66 ТС3-25/0,66	25	380; 660 220 380	230; 400 230 36; 42	140 (180)	560		4,8
ТС-40/0,66 ТС3-40/0,66	40	380; 660 220 380	230; 400 230 36; 42	200 (250)	800		4,0
ТС-63/0,66 ТС3-63/0,66	63	380; 660 220	230; 400 230	280 (350)	1050		3,3
ТС-100/0,66 ТС3-100/0,66	100	380; 660	230; 400	390 (490)	1450		2,7
ТС-160/0,66 ТС3-160/0,66	160			560 (700)	2000		2,3

Примечание: схема и группа соединений обмоток $Y/Y_n - 0$.

Таблица 7.2

Технические данные трехфазных сухих трансформаторов, $U_{\text{НОМВН}} > 1000 \text{ В}$

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТС3-160/10	160	6; 6,3; 10; 10,5	0,23; 0,4; 0,69	0,7	2,7	5,5	4
ТС3-250/10	250	6; 10		1	3,8		3,5
ТС3-400/10	400	6; 6,3; 10; 10,5		1,3	5,4		3
ТСЗА-400/10		6; 10	1,12	1,8			
ТСЗА-400/10	6,3; 10,5	0,4			7,3		1,5
ТСЗА-630/10	630	6; 6,3; 10; 10,5	0,4; 0,69	2,0			
ТСЗА-630/10		6,3; 10,5	0,4	1,72			
ТСЗА-630/10		6; 10	0,4; 0,69	2	8		2
ТСЗС-630/10	6; 6,3; 10; 10,5	0,4	8,5				
ТС3-1000/10	1000	6; 10	0,4; 0,69	3	11,2	5,5	1,5
ТСЗС-1000/10		6; 6,3; 10; 10,5	0,4	2,5	12	8	2
ТСЗА-1000/10		6; 6,3; 10					
ТСЗА-1000/10		6; 10	0,4; 0,69	2,45	10,4	5,5	1
ТС3-1600/10	1600	4,2		16	1,5		
ТСЗУ-1600/10		6; 10; 10,5		3,4	17		0,7
ТСЗЛ-630/10	630	6; 6,3; 10; 10,5		1,65	7,1		1,4
ТСЗЛ-1000/10	1000	6; 10		2	10,2		1,0
ТСЗЛ-1600/10	1600		2	15	0,7		
ТСЗЛ-2500/10	2500		4	20,5	6	0,65	

Примечание: схема и группа соединений обмоток $\Delta/Y_n - 11$ для всех исполнений и $Y/Y_n - 0$ до 1000 кВА включительно

Таблица 7.3

Технические данные трехфазных масляных трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжения КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Напряжение до 35 кВ</i>								
ТМ-25/10	25	6; 10	0,4	Y/Y _H -0 Y/Z _H -11	130	600; 690	4,5; 4,7	3,2
ТМ-40/10	40				175	880; 1000		3
ТМ-63/10	63				240	1280; 1470		2,8
ТМ-100/10	100	35			330	1970	6,5; 6,8	2,6
ТМ-100/35					420	2270		
ТМ-160/10	160	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Y/Z _H -11	510	2650	4,5; 4,7	2,4
ТМФ-160/10		35			3100			
ТМ-160/35		6; 10			620	3100		
ТМ-250/10	250	35			740	3700	4,5; 4,7	2,3
ТМФ-250/10					4200			
ТМ-250/35					900	4200		
ТМ-400/10	400	6; 10		Δ/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Δ/Y _H -11	950	5900	4,5	2,1
ТМФ-400/10								
ТМН-400/10								
ТМ-400/35	35				1200	5500	6,5	
ТМН-400/35						5900		
ТМ-630/10	630	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	1310	7600	5,5	2,0
ТМФ-630/10			0,4	Δ/Y _H -11		8500		
ТМН-630/10			0,69	Δ/Y _H -11				
ТМ-630/35		35	0,4	Y/Y _H -11	1600	7600	6,5	
ТМФ-630/35			0,69	Δ/Y _H -11		8500		
ТМН-630/35			6,3; 11	Y/Δ-11, Y/Δ-11		7600		

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TM-1000/10*	1000	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	-	-	-	-
			0,69	Δ/Y_{H-11} ; Δ/Y_{H-11}				
			3,15; 6,3	Y/ Δ -11				
10		10,5						
TM-1000/35		13,8 15,75	0,4; 0,69	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	2000	12200	6,5	1,4
		20	6,3; 10,5	Y/ Δ -11				
		35	3,15; 6,3; 10,5	Y/ Δ -11				
TMH-1000/35		20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	2100	11600	6,5	1,4
				Δ/Y_{H-11}				
	6,3; 11		Y/ Δ -11					
	35		0,4; 0,69	Y/Y _H -0		12200		
			6,3; 11	Y/ Δ -11		11600		
TM-1600/10*	1600	6	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	-	-	-	-
			0,69	Δ/Y_{H-11}				
			10	3,15; 6,3				
TM-1600/35		20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	2750	18000	6,5	1,3
				Δ/Y_{H-11}				
			6,3; 10,5	Y/ Δ -11				
			35	0,4; 0,69		Y/Y _H -0		
				3,15; 6,3; 10,5		Y/ Δ -11		
TMH-1600/35		13,8	0,4	Y/ Δ_{H-11}	2900	16500	6,5	1,3
	15,75			11				
	20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}					
		0,69	Δ/Y_{H-11}					
		6,3; 11						
	35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0	18000				
		6,3; 11	Y/ Δ -11	16500				

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9			
ТМ-2500/10*	2500	6	0,4; 0,69	Δ/Y_H-11	3850	23500	6,5	1,0			
		10	3,15	$Y/\Delta-11$							
		10	6,3; 10,5								
ТМ-2500/35	2500	20	0,69	Δ/Y_H-11	3900	23500	6,5	1			
		35	3,15	$Y/\Delta-11$							
		20; 35	6,3; 10,5								
ТМН-2500/35		13,8; 15,75	6,3; 11	$Y/\Delta-11$	4100				23500	6,5	1
		20	0,69	Δ/Y_H-11							
		35		Y/Y_H-0							
	20; 35	6,3	$Y/\Delta-11$								
	11										
ТМ-4000/10	4000	6; 10	3,15	$Y/\Delta-11$	5200	33500	7,5	0,9			
ТМ-4000/35		10	6,3		5300						
		35	3,15								
ТМН-4000/35		20; 35	6,3; 10,5		5600						
		13,8; 15,75; 20; 35	6,3; 11								
ТМ-6300/10	6300	10	3,15; 6,3; 10,5	$Y/\Delta-11$	7400	46500	7,5	0,8			
ТМ-6300/35		35	3,15		7600						
		20; 35	6,3; 10,5								
ТМН-6300/35		35	6,3; 11		8000						
ТД-10000/35*	10000	38,5	6,3; 10,5	—	—	—	—				
ТД-16000/35*	16000	—	—	—	—	—	—				
ТДЦ-80000/35	8000	15,75	6,3; 10,5	$\Delta/\Delta-0$	58000	280000	10,0	0,45			
<i>Модернизированные с масляным диэлектриком</i>											
ТМ-400/10	400	6; 10	0,4; 0,69	—	900	5500	4,5	1,5			
ТМ-630/10	630				1250	7600		1,25			
ТМ-1000/10	1000				1900	10500		1,15			
ТМВМЗ-630/10	630				1200	8500	5,5	0,4			
ТМВМЗ-1000/10	1000								1650	11000	

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
<i>Для комплектных трансформаторных подстанций</i>										
ТМЗ-250/10	250	6; 10	0,4; 0,69	—	740	3700	4,5	2,3		
ТМЗ-400/10	400				950	5500		2,1		
ТМЗ-630/10	630				1310	7600	5,5	1,8		
ТНЗ-630/10					1900	10800		1,2		
ТМЗ-1000/10	1000				2650	16500	6,0	1,0		
ТНЗ-1000/10	1600				3750	24000		0,8		
ТМЗ-1600/10					2500					
ТНЗ-1600/10										
ТМЗ-2500/10										
ТНЗ-2500/10										
<i>Напряжение до 220 кВ (номинальная мощность в МВА, потери в кВт)</i>										
ТМН-2500/110	2,5	115	6,6; 11	—	5,5	22	10,5	1,5		
ТМН-6300/110	6,3		6,6; 11; 16,5		10	44		1		
ТДН-10000/110	10		6,6; 11; 16,5		14	58		0,9		
ТДН-16000/110	16		22; 34,5		18	85		0,7		
ТДН-25000/110	25		38,5		25	120		0,65		
ТДН-40000/110	40		6,3-6,3; 10,5-10,5		34	170		0,55		
ТРДН-25000/110	25		6,3-10,5		25	120		0,65		
ТРДН-40000/110	40				34	170		0,55		
ТРДН-63000/110	63				50,5	245		0,5		
ТРДН-80000/110	80				58	310		0,45		
ТРДН-63000/110	63	242	38,5	50	245	0,5				
ТДН-80000/110	80		10,5-10,5	58	310	0,45				
ТРДЦН-25000/110	125		6,3	105	400	11,0	0,55			
ТД-80000/220	80		10,5; 13,8	79	315		0,45			
ТДЦ-125000/220	125		10,5; 13,8	120	380		0,55			

Окончание таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ТРДН-32000/220	32	230	6,3-6,3	—	45	150	11,5	0,65	
ТРДНС-40000/220	40		6,6-6,6 11-11 11-6,6		50	170		0,6	
ТРДН-63000/220	63		6,3-6,3 6,6-6,6		70	265	—	0,5	
ТРДЦН-63000/220			11,0-11,0 11,0-6,6		102	340	125	0,65	
ТРДЦН-100000/220	100		11,0-11,0		11,0-11,0	155	500	-	0,5
ТРДЦН-160000/220	160					—	—	—	—
ТРДЦН-200000/220*	200					—	—	—	—

161

- Примечания:* 1. У трансформаторов, отмеченных звездочкой (*), потери определяются при приемочных испытаниях.
- Трансформатор ТМВМЗ имеет витой магнитопровод.
 - Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН указано напряжение КЗ для обмоток ВН-НН; для обмоток ВН-НН1 (НН2) $U_{кз}=20\%$ (110 кВ), $U_{кз} = 21\%$ (220 кВ) (у трансформаторов ТРДЦН-100000/220 и 160000/220 для обмоток ВН-НН1 (НН2) $U_{кз} = 23\%$); для обмоток НН1-НН2 $U_{кз} > 30\%$ (110 кВ), $U_{кз} > 28\%$ (220 кВ).
 - Потери КЗ для трансформаторов с расщепленной обмоткой приведены для обмоток ВН-НН.
 - Схема и группа соединений обмоток трансформаторов $Y_H/\Delta-11$, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН - $Y_H/\Delta-\Delta-11-11$.
 - Трансформаторы 110 кВ должны допускать работу с заземленной нейтралью обмоток ВН при условии защиты нейтрали соответствующим разрядником.
 - Вводы и отводы нейтрали НН трансформаторов 110 кВ и выше должны быть рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным номинальному току обмоток ВН.
 - Режим работы нейтрали обмоток ВН трансформаторов 220 кВ – глухое заземление. При этом изоляция нейтрали должна выдержать одноминутное напряжение промышленной частоты, равное 85 кВ (действующее значение).

Таблица 7.4

Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных трансформаторов общего назначения

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %	
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5;	6,3	—	55	7,5	7,5	16	—	
ТДТН-10000/35	10	36,75	13,8;			75	8;	16,5;	7		
ТДТН-16000/35	16		15,75			115	(16,5)*	(8,0)*			
ТМТН-6300/110	6,3	115	16,5; 22; 38,5	6,6; 11	12,5	52	10,5	17	6	1,1	
ТДТН-10000/110	10		16,5; 22; 34,5; 38,5		17	76		1,0			
ТДТН-16000/110	16		22; 34,5; 38,5	21	100	0,8					
ТДТН-25000/110	25		11; 22; 34,5; 38,5	6,6	28,5	140		0,7			
ТДТН-40000/110	40		11	6,6	39	200		0,6			
			22; 34,5; 38,5	6,6; 11							
ТДТН-63000/110	63		11	6,6	53	290		18,0	0,55		
			38,5	6,6; 11							
ТДТН-80000/110	80		11	6,6	64	365		11,0	18,5	7,0	0,5
			38,5	6,6; 11							
ТДЦТН-80000/110		11	6,6								
		38,5	6,6; 11								
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	45	130	12,5	20	6,5	0,9	
ТДТН-40000/220	40				54	220		22	9,5	0,55	
ТДТН-63000/220	63				—	—		—	—	—	

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. Потери КЗ и напряжения КЗ указаны для основных ответвлений обмоток.

3. Звездочкой (*) указаны напряжения КЗ при изменении расположения обмоток СН и НН относительно стержня магнитопровода.

7.2. Выключатели высокого напряжения

Выключатели высокого напряжения предназначены для отключения и включения цепей в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках. Он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, КЗ, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее сложной и ответственной операцией является отключение токов КЗ. Четкая работа выключателя ограничивает распространение аварии в электрической установке. Отказ выключателя может привести к развитию аварии.

По конструктивным особенностям и способу гашения дуги различают масляные баковые, маломасляные, воздушные, элегазовые, электромагнитные, вакуумные выключатели. Кроме того, по роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств.

Структура условного обозначения выключателей высокого напряжения приведена на рис. 7.2.



Рис. 7.2. Структура условного обозначения выключателей высокого напряжения

В таблицах 7.5 и 7.6 приведены технические данные маломасляных, электромагнитных и вакуумных выключателей на напряжение 6/10 кВ. Более широкая номенклатура выключателей высокого напряжения дана в [5].

Дополнения в таблице 7.5.

1. Вакуумные выключатели серии ВВПЭ-10 могут быть установлены взамен ВМПЭ-10 в КРУ следующих серий: КРУ-2-10-20; К-III; К-IIIУ; К-ХII; К-ХХУ1; К-37; К-44 (без переделки тележки КРУ).

2. Вакуумные выключатели ВВ-10 и ВВЭ-10 предназначены для частых коммутаций во внутренних установках напряжением 10 кВ трехфазного переменного тока.

3. Вакуумные выключатели типа ВБСН-10-25/1000У3 применяются в КРУ, насосных перекачивающих станциях и используются для замены маломасляных выключателей НЛ-4-8 чешского производства в шкафах КРУ типа RS465, находящихся в эксплуатации. Конструкция исключает возникновение в электроустановках перенапряжений при отключении индуктивных токов (в том числе при коммутации электродвигателей).

4. Вакуумные выключатели серии ВБКЭБ-10 предназначены для замены выключателей серии ВКЭ-10 на номинальные токи 630-1600 А и токи отключения до 31,5 кА.

5. Вакуумные выключатели серии ВБКЭР-10 приспособлены для замены маломасляных выключателей типа ВК-10 и ВКЭ-10 в шкафах КРУ серий КМ-1, К-104, К-59.

6. Вакуумные выключатели серий ВБМЭ-10 предназначены для замены выключателей серий ВМПЭ-10 и ВЭМ-6.

7. Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL имеют следующие преимущества по сравнению с традиционными вакуумными выключателями:

- высокий механический ресурс;
- малое потребление электроэнергии по цепям включения и отключения;
- малые габариты и массу;
- возможность управления как по цепям оперативного постоянного, так и оперативного переменного токов;
- отсутствие необходимости ремонтов в течение всего срока службы;
- малая трудоемкость производства и, как следствие, умеренная цена.

Управление вакуумным выключателем осуществляется встроенным электромагнитным приводом с магнитной защелкой.

Таблица 7.5

Технические данные выключателей

Тип	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$, кА	Предельный сквозной ток КЗ, кА		$I_{\text{НОМ.ВКЛ}}$, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия, с	Полное время отключения, с					
				Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей	Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
<i>Маломасляные</i>														
ВММ-10А-400-10У2	10	400	10	25,5	10	25,5	10	10/3	0,105					
ВММ-10-630-10У2		630												
ВММ-10-320-10Т3	11	320												
ВПМ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,11; 0,14					
ВПМ-10-20/630У2									0,14					
ВПМП-10-20/630У3									0,14					
ВПМ-10-20/1000У3		1000						1000	20	52	20	52	20	0,11
ВПМ-10-20/1000У2														0,14
ВПМП-10-20/1000У3														
ВМПЭ-10-630-20У3														630
ВМПЭ-10-1000-20У3	1000													
ВМПЭ-10-1600-20У3	1600													
ВМПЭ-11-630-20Т3	11	630						20/8	0,095					
ВМПЭ-11-1250-20Т3		1250												

Продолжение таблицы 7.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВМПЭ-10-630-31,5У3	10	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095
ВМПЭ-10-1000-31,5У3		1000							
ВМПЭ-10-1600-31,5У3		1600							
ВМПЭ-10-3150-31,5У3		3150							0,12
ВМПЭ-11-630-31,5Т3	11	630							0,095
ВМПЭ-11-1250-31,5Т3		1250							
ВМПЭ-11-2500-31,5Т3		2500							
БК-10-630-20У2	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,07
БК-10-630-20Т3	11								
БК-10-1000-20У2	10	100							
БК-10-1250-20Т3	11	1250							
БК-10-1600-20У2	10	1600							
БК-10-630-31,5У2		630							
БК-10-630-31,5Т3	11	1000	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	
БК-10-1000-31,5У2	10								
БК-10-1250-31,5Т3	11								1250
БК-10-1600-31,5У2	10								1600
БКЭ-10-20/630У3	11	630	20	52	20	52	20	20/3	0,095
БКЭ-10-20/630Т3									
БКЭ-10-20/1000У3	10	1000							
БКЭ-10-20/1250Т3	11	1250							
БКЭ-10-20/1600У3	10	1600							
БКЭ-10-31,5/630У3	10	630	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
БКЭ-10-31,5/630Т3	11								
БКЭ-10-31,5/1000У3	10	1000							
БКЭ-10-31,5/1250Т3	11	1250							

Продолжение таблицы 7.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
БКЭ-10-31,5/1600У3	10	1600	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095						
МГГ-10-3150-45У3	10	3150/-	63/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,15						
МГГ-10-4000-45У3		4000/-													
МГГ-10-5000-45У3		5000/-													
МГГ-10-5000-63У3		-/5000							45/45	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15
МГГ-10-2000-45Т3		-/2000							45/45	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15
МГГ-10-3150-45Т3		-/3150													
МГГ-10-4000-45Т3		-/4000													
МГГ-11-3500/1000Т3		11,5							4000/3500	64/58	170	64	170/100	64/38	64/4
<i>Электромагнитные</i>															
ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	1000	20	52	20	52	20	20/4	0,07						
ВЭМ-10Э-1250/20У3		1250													
ВЭ-6-40/1600У3(Т3)	6(6,6)	1600	40	128	40	128	40	40/4	0,075						
ВЭ-6-40/2000У3(Т3)		2000													
ВЭ-6-40/3200У3(Т3)		3200													
ВЭС-6-40/1600У3(Т3)		1600													
ВЭС-6-40/2000У3(Т3)		2000						40/3	0,08						
ВЭС-6-40/3200У3(Т3)		3200													
ВЭЭ-6-40/1600У3(Т3)		1600													
ВЭЭС-6-40/1600У3(Т3)		1600													
ВЭЭ-6-40/2000Т3	6,6	2000	40	128	40	128	40	40/3	0,08						
ВЭЭС-6-40/2000Т3															
ВЭЭ-6-40/2500У3(Т3)	6(6,6)	2500	40	128	40	128	40	40/3	0,08						
ВЭЭС-6-40/2500У3(Т3)															

Продолжение таблицы 7.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							
ВЭЭ-6-40/3150У3	6	3150	40	128	40	128	40	40/3	0,08							
ВЭЭС-6-40/3150У3																
ВЭ-10-1250-20-У3(Т3)	10	1250	20	51	20	51	20	20/4	0,075							
ВЭ-10-1600-20-У3(Т3)		1600														
ВЭ-10-2500-20-У3(Т3)		2500														
ВЭ-10-3600-20-У 3(Т3)		3600														
ВЭ-10-1250-31,5-У3(Т3)		1250	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4								
ВЭ-10-1600-31,5У3(Т3)		1600														
ВЭ-10-2500-31,5-У3(Т3)		2500														
ВЭ-10-3600-31,5-У3(Т3)		3600														
ВЭ-10-40/1600У3		10								1600	40	100	40	100	40	40/3
ВЭ-10-40/1600У3		11														
ВЭ-10-40/2500У3	10															
ВЭ-10-40/2500Т3	11															
ВЭ-10-40/3150У3	10															
ВЭ-10-40/3150Т3	11															
ВЭ-10-40/3150Т3	11															
<i>Вакуумные</i>																
ВВТЭ-10-10/630У2	10	630	10	25	10	25	10	10/3	0,05							
ВВТП-10-10/630У2			20	52	20	52	20	20/3								
ВВТЭ-10-20/630УХЛ2																
ВВТП-10-20/630УХЛ2																
ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2																
ВВТП-10-20/1000УХЛ2																
ВВЭ-10-20/630У3		630														
ВВЭ-10-20/1000У3		1000														
ВВЭ-10-20/1600У3		1600														

Продолжение таблицы 7.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
BBЭ-10-31,5/630У3	10	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075
BBЭ-10-31,5/1000У3		1000							
BBЭ-10-31,5/1600У3		1600							
BBЭ-10-31,5/2000У3		2000							
BBЭ-10-31,5/3150У3		3150							
BBЭ-10-20/630Т3	11	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075
BBЭ-10-20/1250Т3		1250							
BBЭ-10-31,5/630Т3		630							
BBЭ-10-31,5/1250Т3		1250							
BBЭ-10-31,5/1600Т3		1600							
BBЭ-10-3175/2500Т3	2500								
BBЭ-10-40/1250Т3	10	1250	40	112	40	112	40	10/3	0,07
BBЭ-10-40/1600У3		1600							
BBЭ-10-40/1600Т3		1600							
BBЭ-10-40/2000У3		2000							
BBЭ-10-40/2500Т3		2500							
BBЭ-10-40/3150У3		3150							
BB-10-20/630У3		630	20	52	20	52	20	20/3	
BB-10-20/1000У3		1000							
BB-10-20/1250Т3		1250							
BB-10-20/1600У3		1600							
BB-10-31,5/630У3	630								
BB-10-31,5/630Т3	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3		
BB-10-31,5/1000У3	1000								
BB-10-31,5/1250Т3	1250								
BB-10-31,5/1600У3	1600								
BB-10-31,5/1600Т3	1600								

Окончание таблицы 7.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВБПЧ-С-10-20/1000У3	10	1000	20	50	20	51	20	20/3	0,04
ВБПЭ-10-20/630У3		630		31,5		80			31,5
ВБПЭ-10-20/1000У3		1000							
ВБПЭ-10-20/1600У3		1600							
ВБПЭ-10-31,5/630У3		630							
ВБПЭ-10-31,5/1000У3		1000							
ВБПЭ-10-31,5/1600У3		1600							
ВБСН-10-25/1000У3	6; 10	1000	25	63	25	63	25	25/3	0,06
ВБКЭБ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/3	0,07
ВБКЭБ-10-20/1000У3		1000							
ВБКЭБ-10-20/1600У3		1600							
ВБКЭБ-10-31,5/630У3		31,5	630	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
ВБКЭБ-10-31,5/1000У3									1000
ВБКЭБ-10-31,5/1600У3									1600
ВБКЭР-10-20/630У3									630
ВБКЭР-10-20/1000У3	20	1000	52	20	52	20	20/3	0,08	
ВБКЭР-10-20/1600У3									1600
ВБМЭ-10-40/2500У3	10	2500	40	100	40	100	40	40/3	0,07
ВБМЭ-10-40/3150У3		3150							
ВВ/TEL-6-8/800	6	800	8	20	8	20	8	8/3	0,025
ВВ/TEL-6-10/800			10	25	10	25	10	10/3	
ВВ/TEL-10-8/800	10		8	20	8	20	8	8/3	
ВВ/TEL-10-12,5/800			12,5	32	12,5	32	12,5	12,5/3	
ВВ/TEL-10-16/800			16	40	16	40	16	16/3	
ВВ/TEL-10-20/800			20	50	20	50	20	20/3	
ВБТ-10-20/630УХЛ3				630		52			

Таблица 7.6

Вакуумные выключатели

Тип	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$, кА	$t_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$, с	$t_{\text{откл}}$ (собственное), с	Коммутационная износостойкость	Механический ре- сурс, циклов «ВО»
ВВТЭ-М-10-31,5; 20;/630; 1000; 1600	630;1000; 1600	12,5; 20; 31,5	0,04	0,1	50	$3 \cdot 10^4$
ВБПС-10-20/630; 1000; 1600			0,055	0,06		$2,5 \cdot 10^4$
ВВЭ-М-10-31,5; 20; /630; 1000; 1600		20; 31,5	0,04; 0,05	0,1		$3 \cdot 10^4$
ВБПВ-10-20/630; 1000; 1600			0,055	0,06		$2,5 \cdot 10^4$
ВВЭ-М-10-31,5; 40/2000; 2500; 3150	2000; 2500; 3150	31,5; 40	0,05	0,1		$1 \cdot 10^4$
ВБЧ-СП-10-31,5 (ВБЧ-СЭ- 10-31,5) 20/630; 1000; 1600	630; 1000; 1600	20; 31,5	0,04	0,1		$3 \cdot 10^4$
ВБСК-10-12,5; 20/630; 1000	630; 1000	31,5; 40	0,05	0,2		$5 \cdot 10^4$
ВБКЭ-10	630; 1000; 1600	20; 31,5	0,055	0,06		-

Опыт эксплуатации КРУ показывает, что наиболее уязвимым элементом в его составе является выключатель. С появлением вакуумных выключателей стала целесообразной замена ими масляных, которые уступают первым по технико-эксплуатационным характеристикам и просто исчерпали свой срок службы. Такая замена выключателей не требует замены всего КРУ и службам эксплуатации обходится минимальными затратами.

Выключатели ВВ/TEL конструктивного исполнения 1 и 2 предназначены в основном для замены выключателей ВМП-10, ВМПЭ-10, ВМПП-10, ВК-10, ВКЭ-10, а также для применения во вновь разрабатываемых выкатных элементах ячеек КРУ.

Выключатели ВВ/TEL конструктивного исполнения 3 предназначены в основном для замены в шкафах КСО и КРН масляных выключателей ВМГ-133 и им подобных, а также для применения во вновь разрабатываемых шкафах КСО и КРН.

В настоящее время фирмой «Таврида Электрик» разработаны и внедряются в эксплуатацию проекты реконструкции следующих КРУ: КСО-266, КСО-272, КСО-285, КСО- 292, КСО-2200, КСО-2УМ,

КСО ЛП-318, КСО Д-13Б, КСО КП-03-00, КРН-Ш, КРН-ІУ, КРУН МКФН, КРУН К-УІ.

Выкатной элемент с вакуумным выключателем типа ВВ/TEL с электромагнитным приводом предназначен для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки номинальным напряжением до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц для системы с изолированной нейтралью и служит для установки в КРУ, а также для замены колонковых маломасляных выключателей типа ВК в КРУ серий: К-47, К-49, К-59, К-104, К-104М, КМ-1, КМ-1Ф.

8. Универсальный модуль (выкатной элемент, вакуумный выключатель и блокировки) фирмы «Таврида Электрик» органично встраивается вместо выключателей серии ВМП в выкатные тележки следующих КРУ: К-37, КРУ2-10, К-ХІІ, К-ХІІІ, К-ХХVІ, КР-10/500.

Дополнения к таблице 7.6.

1. У всех выключателей привод электромагнитный, за исключением ВБПС и ВБПВ, у которых – пружинно-моторный. Коммутационная износостойкость дана при номинальном токе отключения циклов «ВО».

2. Вакуумные выключатели типов ВВТЭ-М-10 и ВБПС-10 предназначены для замены маломасляных выключателей типов ВМПЭ-10, ВМП-10, ВМГ-133, а также для установки в ячейках типа КРУЭ-6П, 2КВЭ-6М, КРУП-6П.

3. Вакуумные выключатели типов ВВЭ-М-10-20, ВВЭ-М-10-31.5, ВБПВ-10-20 предназначены для установки в КРУ типа К-104, КМ-1Ф, К-49, взаимозаменяемые с выключателями типа ВК-10, ВКЭ-10.

4. Вакуумные выключатели типа ВВЭ-М-10-40 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях с изолированной нейтралью напряжением до 12 кВ. Устанавливаются в КРУ типа К-105, К-59, а также могут использоваться для замены маломасляных и электромагнитных выключателей.

5. Вакуумные выключатели типа ВБСК-10 предназначены для использования в КРУ наружной и внутренней установки.

6. Вакуумные выключатели типа ВБКЭ-10 с пружинным приводом приспособлены для встраивания в шкафы КРУ выкатного типа и предназначены для замены маломасляных выключателей типов ВК-10 и ВКЭ-10 в шкафах КРУ серий КМ-1, К-104, К-59, К-ХІІ, К-ХХVІ, КРУ-2-10, КРУ-37.

7. Вакуумные выключатели типов ВБЧ-СЭ-10, ВБЧ-СП-10 предназначены для установки в КРУ типа КРУЭ-10, КРУЭП-10 и ПП-10-6/630ХЛ1.

7.3. Выключатели нагрузки

Выключатель нагрузки – коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения токов нагрузки в нормальном режиме. Выключатели нагрузки применяют в установках напряжением 6/10 кВ на распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях. Они предназначены для работы в шкафах КРУ, камерах КСО и КТП внутренней установки. Структура их условного обозначения приведена на рис. 7.3.

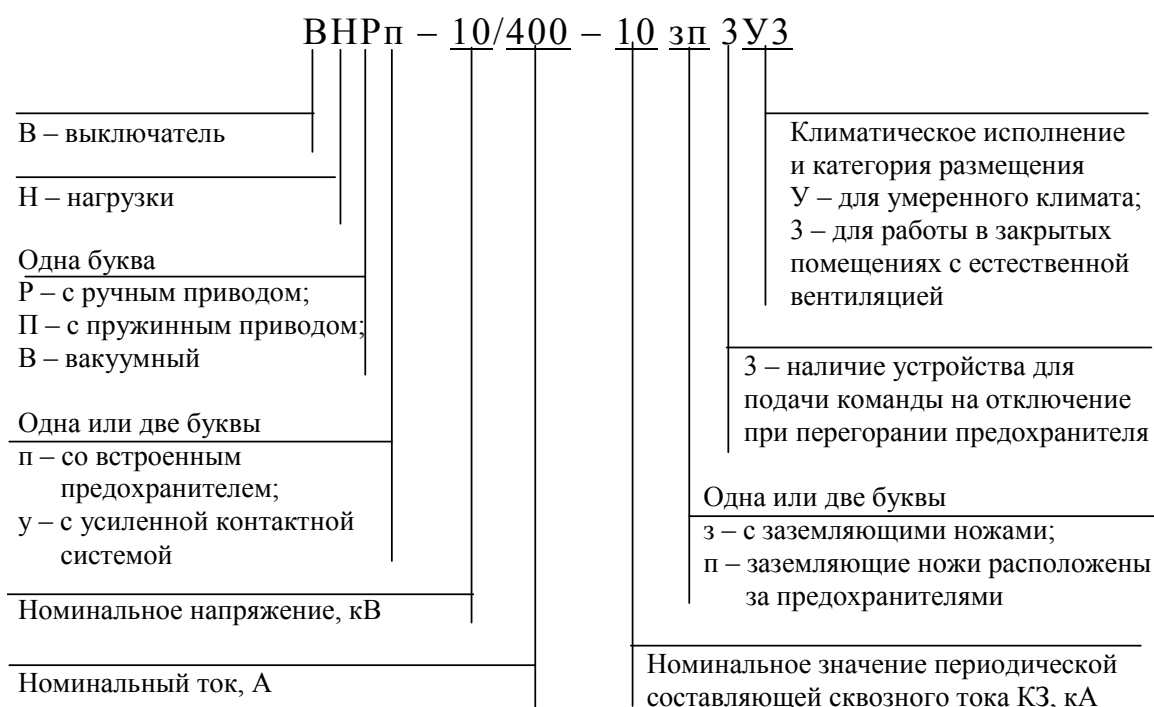


Рис. 7.3. Структура условного обозначения выключателей нагрузки

В таблице 7.7 даны основные технические характеристики выключателей нагрузки.

Для выключателей нагрузки серии ВН-10 номинальный и наибольший ток даны при $\cos\varphi \geq 0,7$. Номинальное и наибольшее рабочее напряжения 10 и 12 кВ соответственно. Токи отключения: активный и уравнивающий равны и составляют 400 А. В выключателях нагрузки серии ВН-10 применяются предохранители типов ПКТ101-6, ПКТ102-6, ПКТ103-6, ПКТ101-10, ПКТ102-10, ПКТ103-10.

Технические характеристики выключателей ВН-16, ВНП-16 и ВНП-17 приведены в [5, 11].

Таблица 7.7

Технические характеристики выключателей нагрузки

Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, А	Наибольший ток отключения, А	Предельный сквозной ток, А		Допустимый ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия	Ток отключения холостого хода трансформатора, А
				Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей	Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей		
ВНР-10/400-10зУЗ	400	400	800	25	10	2,5	1	10/1	1,5
ВНРп-10/400-10зУЗ									
ВНРп-10/400-10зЗУЗ									
ВНРп-10/400-10зпУЗ						25	10		1,5
ВНРп-10/400-10зпЗУЗ									
ВНПу-10/400-10зУЗ						10	1,5		
ВНПу-10/400-10зпУЗ									
ВНПуп-10/400-10зпЗУЗ									
ВНВ-10/320	320	—	—	20	—	—	—	12/—	—

7.4. Плавкие предохранители напряжением 6/10 кВ

Предохранители предназначены для защиты электрических цепей и электрооборудования от токов, превышающих допустимые по условиям нагрева с учетом перегрузочной способности.

Структура условного обозначения предохранителей приведена на рис. 7.4, а основные технические данные – в таблице 7.8. На рис. 7.5 даны время-токовые характеристики плавления некоторых предохранителей серии ПКТ:

а) – для предохранителей

ПКТ101-10-2-12,5УЗ
ПКТ101-10-3,2-12,5УЗ
ПКТ101-10-5-12,5УЗ
ПКТ101-10-8-12,5УЗ
ПКТ101-10-10-12,5УЗ
ПКТ101-10-16-12,5УЗ
ПКТ101-10-20-12,5УЗ
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ
ПКТ102-10-50-12,5УЗ
ПКТ103-10-100-12,5УЗ
ПКТ104-10-200-12,5УЗ

б) – для предохранителей

ПКТ101-10-2-31,5УЗ
ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ
ПКТ101-10-5-31,5УЗ
ПКТ101-10-8-31,5УЗ
ПКТ101-10-10-31,5УЗ
ПКТ101-10-16-31,5УЗ
ПКТ101-10-20-31,5УЗ
ПКТ102-10-31,5-31,5УЗ
ПКТ102-10-40-31,5УЗ
ПКТ103-10-50-31,5УЗ
ПКТ103-10-80-31,5УЗ
ПКТ104-10-100-31,5УЗ
ПКТ104-10-160-31,5УЗ

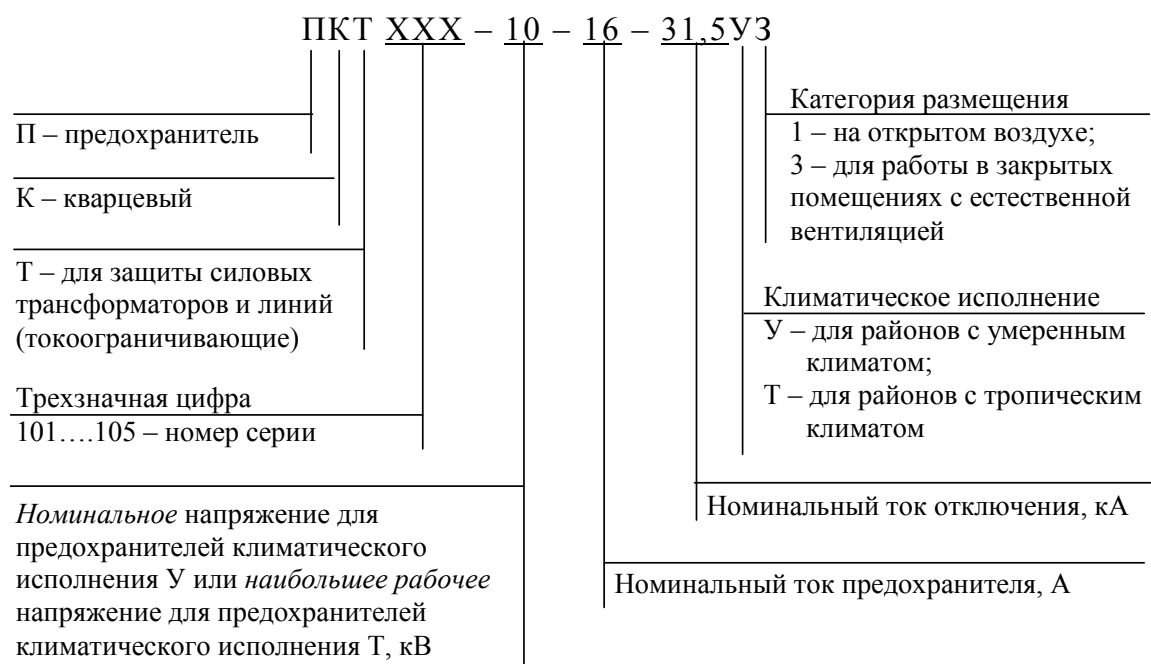


Рис. 7.4. Структура условного обозначения предохранителей

Таблица 7.8

Основные технические данные предохранителей

Тип	$U_{ном}$, кВ	U_{max} , кВ	$I_{ном}$ предохранителя, А	$I_{ном\ откл.}$, кА
1	2	3	4	5
ПКТ101-6-2-40УЗ	6	7,2	2	40
ПКТ101-6-3,2-40УЗ			3,2	
ПКТ101-6-5-40УЗ			5	
ПКТ101-6-8-40УЗ			8	
ПКТ101-6-10-40УЗ			10	
ПКТ101-6-16-40УЗ			16	
ПКТ101-6-20-40УЗ			20	
ПКТ101-6-31,5-20УЗ			31,5	
ПКТ101-10-2-31,5УЗ	10	12	2	31,5
ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ			3,2	
ПКТ101-10-5-31,5УЗ			5	
ПКТ101-10-8-31,5УЗ			8	
ПКТ101-10-10-31,5УЗ			10	
ПКТ101-10-16-31,5УЗ			16	
ПКТ101-10-20-31,5УЗ			20	
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ			31,5	
ПКТ102-6-31,5-31,5УЗ	6	7,2	31,5	31,5
ПКТ102-6-40-31,5УЗ			40	
ПКТ102-6-50-31,5УЗ			50	
ПКТ102-6-80-20-УЗ			80	
ПКТ102-10-31,5-31,5УЗ	10	12	31,5	31,5
ПКТ102-10-40-31,5УЗ			40	
ПКТ102-10-50-12,5УЗ			50	

Продолжение таблицы 7.8

1	2	3	4	5
ПКТ103-6-80-31,5У3	6	7,2	80	31,5
ПКТ103-6-100-31,5У3			100	
ПКТ103-6-160-20У3			160	
ПКТ103-10-50-31,5У3	10	12	50	31,5
ПКТ103-10-80-20У3			80	20
ПКТ103-10-100-12,5У3			100	12,5
ПКТ104-6-160-31,5У3	6	7,2	160	31,5
ПКТ104-6-200-31,5У3			200	
ПКТ104-6-315-20У3			315	
ПКТ104-10-100-31,5У3	10	12	100	31,5
ПКТ104-10-160-20У3			160	20
ПКТ104-10-200-12,5У3			200	12,5
ПКТ101-6-2-20У3	6	7,2	2	20
ПКТ101-6-3,2-20У3			3,2	
ПКТ101-6-5-20У3			5	
ПКТ101-6-8-20У3			8	
ПКТ101-6-10-20У3			10	
ПКТ101-6-16-20У3			16	
ПКТ101-6-20-20У3			20	
ПКТ101-10-2-12,5У3	10	12	2	12,5
ПКТ101-10-3,2-12,5У3			3,2	
ПКТ101-10-5-12,5У3			5	
ПКТ101-10-8-12,5У3			8	
ПКТ101-10-10-12,5У3			10	
ПКТ101-10-16-12,5У3			16	
ПКТ101-10-20-12,5У3	20			
ПКТ101-6-2-40У1	6	7,2	2	40
ПКТ101-6-3,2-40У1			3,2	
ПКТ101-6-5-40У1			5	
ПКТ101-6-8-40У1			8	
ПКТ101-6-10-40У1			10	
ПКТ101-6-16-40У1			16	
ПКТ101-6-20-40У1			20	
ПКТ101-6-31,5-20У1	31,5			
ПКТ101-10-2-20У1	10	12	2	20
ПКТ101-10-3,2-20У1			3,2	
ПКТ101-10-5-20У1			5	
ПКТ101-10-8-20У1			8	
ПКТ101-10-10-20У1			10	
ПКТ101-10-16-20У1			16	
ПКТ101-10-20-20У1			20	
ПКТ101-10-31,5-12,5У1			31,5	12,5
ПКТ101-7.2-2-40Т3	6	7,2	2	40
ПКТ101-7,2-3,2-40Т3			3,2	
ПКТ101-7,2-5-40Т3			5	
ПКТ101-7,2-8-40Т3			8	
ПКТ101-7,2-10-40Т3			10	
ПКТ101-7,2-16-40Т3			16	
ПКТ101-7,2-20-40Т3			20	
ПКТ101-7,2-31,5-20Т3			31,5	20

1	2	3	4	5
ПКТ101-12-2-20ТЗ	10	12	2	20
ПКТ101-12-3,2-20ТЗ			3,2	
ПКТ101-12-5-20ТЗ			5	
ПКТ101-12-8-20ТЗ			8	
ПКТ101-12-10-20ТЗ			10	
ПКТ101-12-16-20ТЗ			16	
ПКТ101-12-20-20ТЗ			20	
ПКТ102-7,2-31,5-31,5ТЗ	6	7,2	31,5	31,5
ПКТ102-7,2-40-31,5ТЗ			40	
ПКТ102-7,2-50-31,5ТЗ			50	
ПКТ102-12-31,5-20ТЗ	10	12	31,5	20
ПКТ102-12-40-20ТЗ			40	
ПКТ105-7,2-80-31,5ТЗ	6	7,2	80	31,5
ПКТ105-7,2-100-31,5ТЗ			100	
ПКТ105-12-50-20ТЗ	10	12	50	20
ПКТ105-12-80-20ТЗ			80	

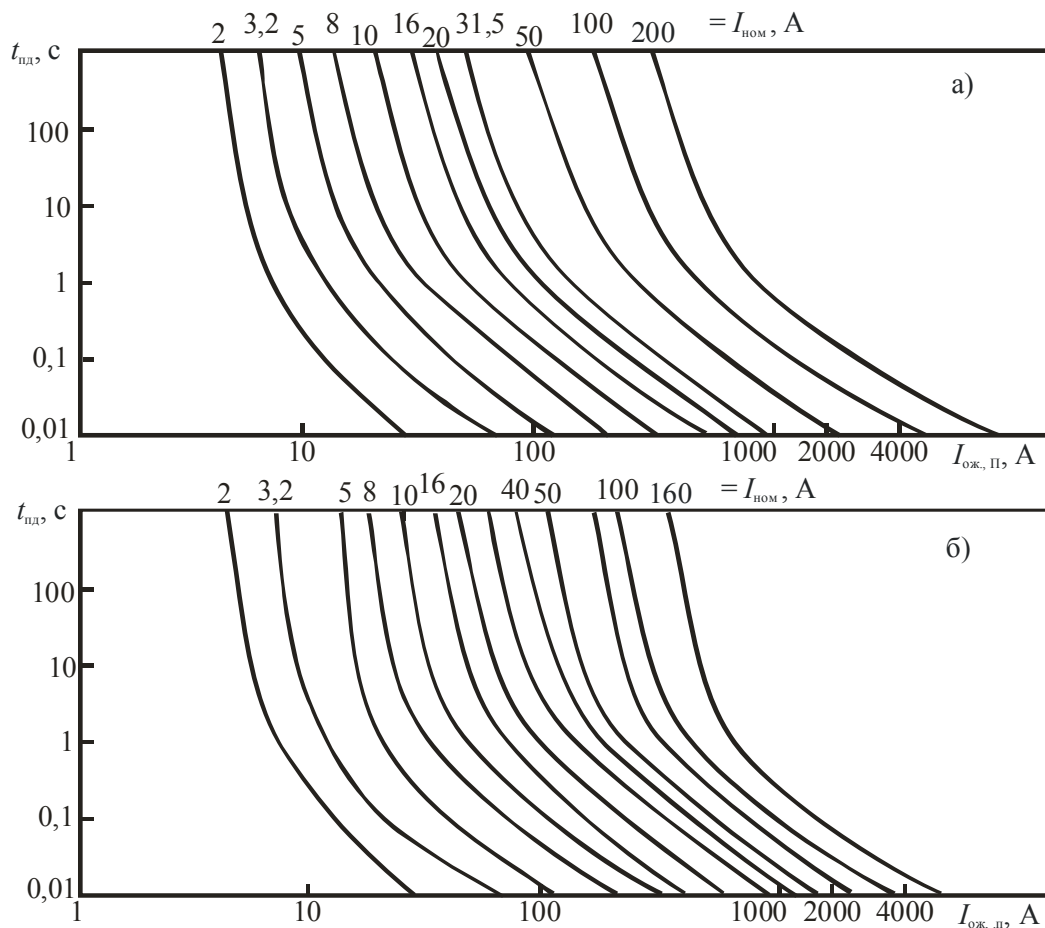


Рис. 7.5. Время-токовые характеристики плавких предохранителей группы ПКТ ($t_{пл}$ – преддуговое время, $I_{ож,п}$ – действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока).

7.5. Разъединители

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации цепи без тока. Основное назначение разъединителя – создание надежного видимого разрыва цепи для обеспечения безопасного проведения ремонтных работ на оборудовании и токоведущих частях электроустановок.

Справочные данные по разъединителям внутренней и наружной установки приведены в таблицах 7.9 и 7.10.

Таблица 7.9

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		Привод
				Амплитуда предельного сквозного тока	Предельный ток термической стойкости	главных ножей	заземляющих ножей	
<i>В трехполюсном исполнении (рама)</i>								
РВЗ- 20/63УЗ	20	24	30	50	20	4		ПР-3УЗ
РВЗ-20/1000УЗ	20	24	1000	55	20	4		ПР-3УЗ
РВЗ-35/630УЗ	35	40,5	630	51	20	4		ПР-3УЗ
РВЗ-35/1000УЗ	35	40,5	1000	80	31,5	4		ПР-3УЗ
РВРЗ-Ш-10/2000УЗ	10	12	2000	85	31,5	4		ПР-3УЗ, или ПЧ-50УЗ, или ПД-5У1
<i>В однополюсном исполнении</i>								
РВК-35/2000	35	40,5	2000	115	45	4		ПР-3УЗ
РВРЗ-10/2500УЗ	10	12	2500	125	45	4		ПЧ-50УЗ, или ПД-5У1, или ПР-3УЗ
РВРЗ-35/2000УХЛ1	10	12	4000	125/180*	45/71*	4	—	ПЧ-50УЗ или ПД-5У1
РВРЗ-20/6300УЗ	20	24	6300	220/260	80/100	4		ПЧ-50УЗ или ПД-5У1
РВРЗ-20/8000УЗ	20	24	8000	300/320	112/125			
РВРЗ-20/12500УЗ	20	24	12500	410 гл.н., 250 заз.	180 гл.н., 100 заз.	—	—	ПД-12УЗ и ПЧ-50УЗ

* В зависимости от расстояния между полюсами, мм.

Таблица 7.10

Разъединители наружной установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод			
				Амплитуда предельного сквозного тока	Предельный ток термической стойкости	главных ножей	заземляющих ножей				
<i>В трехполюсном исполнении (рама)</i>											
РЛНД-10/400У1	10	12	400	25	10	4	1	ПРН-10МУ1 или ПР-2УХЛ1			
РЛНД-10/630У1			630	35,5	12,5						
РЛНД 1-10/400У1			400	25	10						
РЛНД 1-10Б/400У1			400	630	35,5			12,5	4	1	ПРНЗ-10У1 или ПР-2УХЛ1
РЛНД 1-10/400ХЛ1											
РЛНД 1-10/630У1											
РЛНД 2-10/400У1											ПРНЗ-2-10У1 или ПР-2УХЛ1
РЛНД 2-10Б/400У1											
РЛНД 2-10/400ХЛ1											
РЛНД 2-10/630У1	630	35,5	12,5								
<i>В однополюсном исполнении</i>											
РНД-35/1000У1	35	40,5	1000	63	25	4	1	ПР-У1			
РНДЗ-1а-35/1000У1								ПР-ХЛ1			
РНДЗ-35/1000У1								ПР-ХЛ1			
РНД-35/1000ХЛ1								ПВ-20У2 или ПРН-110В			
РНДЗ-С-35/1000У1								ПР-У1			
РНД-35Б/1000У1								ПВ-20У2 или ПРН-110В; ПР-У1 ПР-2УХЛ1 ПР-2УХЛ1 ПР-У1			
РНДЗ-35Б/1000У1											
РНДЗ-С-35/1000У1											
РНДЗ-35Б/2000У1								2000	80	31,5	
РДЗ-35/2000УХЛ1								3150	125	50	
РДЗ-35/3150УХЛ1											
РНДЗ2-СК-110/1000У1	110	126	1000	80	31,5	3	1	ПР-У1 или ПД-5У1			
РНД-110/1000У1											
РНДЗ1а-110/1000У1											
РНД-110Б/1000У1											
РНДЗ1а-110/1000У1											
РНДЗ1а-110Б/1000У1											
РНДЗ-110Б/1000У1											
РНДЗ-110/1000У1											
РНДЗ-С-110/1000У1											
РНДЗ-110/1000ХЛ1											
РНДЗ-110/2000ХЛ1											
РНДЗ-110/2000У1											
РНДЗ-110Б/2000У1											
РНДЗ-110/3150У1								3150	125	50,0	
РНД-150/1000У1	150	172	1000	100	40,0						
РНД-150/2000У1			2000								
РДЗ-220/3150УХЛ1	220	252	3150	100	40,0	3	1	ПД-5У1 или ПД-5ХЛ1			
РНД-220Б/2000У1			2000								
РДЗ-220/1000УХЛ1			1000								
РДЗ-220/2000УХЛ1			2000								
РДЗ-220/2000УХЛ1			2000								

Примечание: в типовом обозначении разъединителей указываются их основные параметры и особенность конструкции: Р - разъединители; В - внутренняя установка; Н - наружная; Л1 - 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.

7.6. Короткозамыкатели

Короткозамыкатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. В установках 35 кВ применяются двухполюсные короткозамыкатели, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание через землю, а в установках 110 и 220 кВ – однополюсные, создающие однофазное КЗ, которое также приводит к действию релейной защиты.

В таблице 7.11 приведены основные технические характеристики короткозамыкателей.

Таблица 7.11

Короткозамыкатели* наружной установки (однополюсное исполнение)

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Амплитуда предельного сквозного тока, кА	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 тяжение провода с учетом ветра и гололеда, Н, не более	Привод
							без гололеда	при гололеде толщиной, мм			
							до 10	до 20			
КРН-35У1	35	40,5	42	16,5		4	0,1	0,15	-	490	ПРК-1У1
КЗ-110УХЛ1	110	126	51	12,5	12,5	3	0,14	—	0,2	784	ПРК-1У1 или ПРК-1ХЛ1
КЗ-110Б-У1			32				0,18		—		ПРК-1У1
КЗ-150У1	150	172	51	20	20,0		0,2	—	980		
КЗ-220У1	220	252					0,25				

Примечание: в типовом обозначении короткозамыкателя: КЗ – короткозамыкатель; Р – рубящего типа; Н – наружной установки; 35 – номинальное напряжение; Б – усиленное исполнение; У1, УХЛ1 – климатическое исполнение и категория размещения.

* Комплектно с короткозамыкателем 35кВ поставляется один трансформатор тока 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.

7.7. Отделители

Отделитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора после искусственного КЗ, а также для отключения и включения участков схемы, находящихся без напряжения, отключения и включения индуктивных токов холостого хода трансформаторов и емкостных токов ненагруженных линий.

Основные технические характеристики отделителей приведены в таблице 7.12.

Таблица 7.12

Отделители наружной установки (размещение каждого полюса на отдельной раме)

Тип	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Предельный ток термической стойкости, кА		Амплитуда предельного сквозного тока, кА		Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Допустимое тяжение провода с учетом ветра и гололеда, Н	Полное время отключения* с приводом, не более, с				Привод
			главных ножей	заземляющих ножей	главных ножей	заземляющих ножей			без гололеда	при гололеде толщиной, мм			
										10	15	20	
ОДЗ-35/630У1	35	630	12,5	—	80	4	490	0,45	0,50	—	—	ПРО-1У1	
ОДЗ-110/1000УХЛ1	110	1000	31,5	—	80	3	780	0,38	0,45	0,5	—	ПРО-1У1 или ПРО1ХЛ1	
ОД-110Б/1000У1								0,4	—	—	—		ПРО-1У1
ОД-150Б/1000У1								—	—	0,5	ПРО-1У1		
ОД-220Б/1000У1								0,5	—	0,6			

* От подачи команды на привод до полного отключения.

Примечание: в типовом обозначении: О – отделитель; Д – двухколонковый; Б (после напряжения) – категория изоляции (усиленное исполнение).

7.8. Ограничители перенапряжения

Ограничители перенапряжения предназначены для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций и сетей на классы напряжения от 0,38 до 220 кВ.

Ограничители перенапряжения устанавливаются в сетях переменного тока частотой 48–62 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью и включаются параллельно защищаемому объекту.

В структуре условного обозначения принято:

- О – ограничитель;
- П – перенапряжения;
- Н – нелинейный;
- П – полимерная изоляция;
- 1 – опорное исполнение установки;
- XXX – класс напряжения сети, кВ;
- УХЛ – климатическое исполнение;
- 1 – категория размещения.

Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения приведены в таблице 7.13.

Таблица 7.13

Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика					Масса, кг		
	Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее рабочее действующее напряжение, кВ	Остающееся напряжение при волне импульсного тока 8/20 мкс с амплитудой, кВ					
			250 А	500 А	2500 А		5000 А	10000 А
<i>для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью</i>								
ОПН-П1-3П УХЛ1	3	3,6	—	8,8	—	10,6	11,3	2,8
ОПН-П1-6П УХЛ1	6	7,2	—	17,6	—	21,2	22,5	4,2
ОПН-П1-10П УХЛ1	10	12	—	29,5	—	36	38	6
ОПН-П1-35П УХЛ1	35	40,5	—	102	—	120	127	20
<i>для защиты изоляции электрооборудования распределительных сетей с изолированной либо компенсированной нейтралью от грозовых перенапряжений</i>								
ОПН-1-3/3,8П УХЛ1	3	3,8	—	9,7	11,1	11,8	12,8	1,4
ОПН-2-3/3,8П УХЛ1	3	3,8	—	9,7	11,1	11,8	12,8	2,0
ОПН-1-6/7,2П УХЛ1	6	7,2	—	18,5	21,0	22,5	24,5	2,0
ОПН-2-6/7,2П УХЛ1	6	7,2	—	18,5	21,0	22,5	24,5	2,6
ОПН-1-6/7,6П УХЛ1	6	7,6	—	19,5	22,5	23,6	25,6	2,0
ОПН-2-6/7,6П УХЛ1	6	7,6	—	19,5	22,5	23,6	25,6	2,6
ОПН-1-10/12П УХЛ1	10	12	—	30,8	35,2	37,6	40,7	2,8
ОПН-2-10/12П УХЛ1	10	12	—	30,8	35,2	37,6	40,7	3,4
ОПН-1-10/12,7П УХЛ1	10	12,7	—	32,6	37,2	40,0	42,8	2,8
ОПН-2-10/12,7П УХЛ1	10	12,7	—	32,6	37,2	40,0	42,8	3,4
Для контактной сети электрифицированных железных дорог								
<i>для защиты электрооборудования тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения сетей постоянного тока.</i>								
ОПН-3,3 О1	3,3	4,0	—	-	-	12,0	-	23
<i>для защиты контактной сети постоянного тока на класс напряжения 3,3 кВ и защиты устройств электрифицированных железных дорог переменного тока на класс напряжения сети 27,5 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений</i>								
ОПНК-П1-3,3 УХЛ1	3	4,0	—	13,5	-	17,0	19,3	10
ОПНК-П1-27,5 УХЛ1	25	30,0	—	79	-	95,0	102	25
<i>для защиты изоляции электрооборудования 110 и 220 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях с заземленной нейтралью</i>								
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-220/154/10/2 УХЛ1	220	154	374	378	394	456	294	533
ОПН-П1-220/163/10/2 УХЛ1	220	163	394	398	414	482	522	564
ОПН-П1-220/172/10/2 УХЛ1	220	172	428	432	450	513	533	596

7.9. Разрядники

Разрядники предназначены для защиты изоляции электрооборудования и линий электропередач переменного тока от атмосферных перенапряжений.

Разрядники на номинальные напряжения до 35 кВ устанавливаются в сетях как с изолированной, так и с заземленной нейтралью, а на напряжение 110 кВ – с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на "землю" не выше 1,4).

Разрядник подключается параллельно защищаемому объекту.

В структуре условного обозначения для вентильных разрядников принято:

- Р – разрядник;
- В – вентильный;
- С – стационарный;
- XX – номинальное напряжение;
- Т – климатическое исполнение;
- 1 – категория размещения.

Структура условного обозначения трубчатых разрядников следующая:

- Р – разрядник;
- Т – трубчатый;
- В – винилпластовый;
- XX – номинальное напряжение;
- XX – нижний предел тока отключения;
- XX – верхний предел тока отключения;
- У – климатическое исполнение;
- 1 – категория размещения.

Основные технические характеристики разрядников приведены в таблицах 7.14 и 7.15.

Таблица 7.14

Разрядники трубчатые

Наименование изделия	Назначение, краткая техническая характеристика							Масса, кг
	Минимальное напряжение, кВ	Максимально допустимое напряжение, кВ	Предельный ток отключения, кА		Разрядное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс, кВ		Импульсное пробивное напряжение при max разрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ	
			нижний	верхний	при 2 мкс	min		
РТВ-10-0,5/2,5 У1	10	12	0,5	2,5	80	70	20	2,1
РТВ-10-2/10 У1	10	12	2	10	80	70	20	1,8
РТВ-20-2/10 У1	20	24	2	10	140	120	20	2,2
РТВ-35-0,5/5 У1	35	40,5	0,5	5	240	200	40	2,8
РТВ-35-2/10 У1	35	40,5	2	10	240	200	40	2,5
РТВ-110-2,5/12,5 У1	110	100	2,5	12,5	600	500	50	4,5

Таблица 7.15

Разрядники вентильные

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика			
	Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Импульсное пробивное напряжение при предельном разрядном времени от 2 до 20 мкс	Масса, кг
<i>Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с любой системой заземления нейтрали</i>				
РВС-15	15	18	67	49
РВС-20	20	24	80	58
РВС-35	35	40,5	125	73
РВС-15Т1	15	18	67	49
РВС-20Т1	20	24	80	58
РВС-35Т1	35	40,5	125	73
<i>Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с заземленной нейтралью</i>				
РВС-66	66	58	188	105
РВС-110М	110	102	285	175
РВС-150М	150	138	375	338
РВС-220М	220	198	530	497
РВС-22Т1	22	20	70	44
РВС-33Т1	33	29	94	59
РВС-110МТ1	110	102	285	175
РВС-132МТ1	132	119,7	376	326
РВС-150МТ1	150	138	375	338
РВС-220МТ1	220	198	530	497
РВС-230Т1	230	204,5	530	497
<i>Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с изолированной нейтралью</i>				
РВС-13,8Т1	13,8	17	60	43
РВС-60	60	65,9	215	130
РВС-60Т1	60	65,9	215	130
РВС-66	66	72,2	232	140
РВС-66Т1	66	72,2	232	140
<i>Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц</i>				
РВО-3Н	3	3,8	20	2,3
РВО-6Н	6	7,5	32	3,1
РВО-10Н	10	12,7	48	4,2
РВО-3У1	3	3,8	20	2,3
РВО-3Т1	3	3,8	20	2,3
РВО-6У1	6	7,5	32	3,1
РВО-6Т1	6	7,5	32	3,1
РВО-10У1	10	12,7	48	4,2
РВО-10Т1	10	12,7	48	4,2

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика			
	Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Импульсное пробивное напряжение при предельном разрядном времени от 2 до 20 мкс	Масса, кг
<i>Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования электрофицированных железных дорог</i>				
РВКУ-1,65 ГО1	1,65	2,1	7,0	25
РВКУ-1,65 ДО1	1,65	2,1	6,5	25
РВКУ-1,65 ЕО1	1,65	2,1	4,2	25
РВКУ-3,3 АО1	3,3	4,0	8,5	30
РВКУ-3,3 БО1	3,3	4,0	10	30
<i>Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрических вращающихся машин переменного тока с классом напряжения от 3 до 10 кВ</i>				
РВРД-3У1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6У1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10У1	10	12,7	23,5	32,3
РВРД-3Т1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6Т1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10Т1	10	12,7	23,5	32,3
<i>Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции высоковольтных вводов высоковольтных трансформаторов</i>				
РНК-0,5 У1	0,5	—	2,5	1,8
РНК-0,5 ХЛ1	0,5	—	2,5	1,8
РНК-0,5 Т1	0,5	—	2,5	1,8

7.10. Контактторы высокого напряжения

Контактторы высокого напряжения служат для пуска, ускорения, изменения направления вращения и остановки электроприемников при ручном и автоматическом управлении. По способу гашения дуги высоковольтные контакторы выпускаются в двух основных исполнениях: вакуумные и электромагнитные.

Вакуумный контактор КВТ-10-4/400 У2, УХЛ5 предназначен для коммутационных операций в сетях и электроустановках промышленных предприятий на номинальное напряжение 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Контактор предназначен для работы в электроустановках, размещенных под навесом (категория размещения 2) и в помещениях с повышенной влажностью (категория размещения 5).

Структура условного обозначения КВТ-10-4/400 У2, УХЛ5 Х:

КВ – контактор вакуумный;

Т – трехполюсный;

10 – номинальное напряжение, кВ;

4 – номинальный ток отключения, кА;
400 – номинальный ток, А;
У2, УХЛ5 – комбинированное обозначение климатического исполнения и категории размещения;
Х – номинальное напряжение цепей питания привода, В.

Контакторы электромагнитные типа КВ-2М У2 и реверсоры типа РВ-2М У2 предназначены для управления асинхронными и синхронными электродвигателями в установках, не подверженных действию атмосферных перенапряжений.

Структура условного обозначения контактора КВ-2М-6-Х-Х У2:
КВ – контактор высоковольтный (РВ – реверсор высоковольтный);
2 – расположение привода – параллельное полюсам;
М – модернизированный;
6 – номинальное рабочее напряжение, кВ;
Х – номинальный ток, А;
Х – номинальный ток отключения, кА;
У2 – климатическое исполнение и категория размещения.

Основные технические данные высоковольтных контакторов приведены в таблице 7.16.

7.11. Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В, необходимого для питания измерительных приборов и защитных устройств, цепей автоматики и сигнализации.

Типовое обозначение трансформаторов напряжения расшифровывается следующим образом:

НОС – трансформатор напряжения однофазный, сухой;
НОСК – трансформатор напряжения однофазный, сухой, для комплектных распределительных устройств;
НТС – трансформатор напряжения трехфазный, с естественным охлаждением;
НОМ – трансформатор напряжения однофазный, масляный;
ЗНОМ – с заземленным выводом первичной обмотки, трансформатор напряжения однофазный, масляный;
НТМК – трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с компенсирующей обмоткой для уменьшения угловой погрешности;
НТМИ – трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с дополнительной вторичной обмоткой (для контроля изоляции сети);
ЗНОЛ – с заземленным выводом первичной обмотки, трансформатор напряжения однофазный, с литой изоляцией;
НКФ – трансформатор напряжения каскадный в фарфоровой крышке.

Основные технические характеристики трансформаторов напряжения приведены в таблице 7.17, а сведения об их замене – в таблице 7.18.

Таблица 7.16

Технические данные высоковольтных контакторов

Параметры	Тип исполнения контакторов				
	КВ-2М-6-040-0,7 У2 КВ-2М-6-032-0,7 У2	КВ-2М-6-160-1,0 У2 КВ-2М-6-063-1,0 У2	КВ-2М-6-160-1,5 У2 КВ-2М-6-100-1,5 У2	КВ-2М-6-250-3,9 У2 КВ-2М-6-160-3,9 У2	КВ-2М-6-400-3,9 У2 КВ-2М-6-250-3,9 У2
	Тип исполнения реверсоров				
	РВ-2М-6-040-0,7 У2 РВ-2М-6-032-0,7 У2	РВ-2М-6-160-1,0 У2 РВ-2М-6-063-1,0 У2	РВ-2М-6-160-1,5 У2 РВ-2М-6-100-1,5 У2	РВ-2М-6-250-3,9 У2 РВ-2М-6-160-3,9 У2	РВ-2М-6-400-3,9 У2 РВ-2М-6-250-3,9 У2
Номинальное напряжение, кВ	6	6	6	6	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Номинальный ток, А:					
частотой 50 Гц	40	100	160	250	400
частотой 60 Гц	32	63	100	160	250
Номинальный ток отключения, кА	0,7	1,0	1,5	3,9	3,9
Включающая способность, кА	1,5	1,5	1,5	3,9	3,9
Ток электродинамической стойкости (амплитудное значение), кА	4,0	5,5	6,0	8,0	8,0
Ток термической стойкости 4-секундный (действующее значение), кА	2,0	2,0	2,0	3,9	3,9
Число витков катушки магнитного дутья	23	10	7	4	3
Частота включений, ч, не более	300	300	300	300	300
Режим работы	Прерывисто-продолжительный или повторно-кратковременный				
Масса, кг, не более:					
контактора	100	100	100	115	115
реверсора	585	585	585	620	620

Таблица 7.17

Технические данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная мощность, ВА, для классов точности				Максимальная мощность, ВА	u_k^* , %
	ВН	НН (основной)	НН (дополнительной)	0,2	0,5	1	3		
НОС-0,5	0,38	0,1	—	—	25	50	100	200	4,4
НОС-0,5	0,5	0,1	—	—	25	50	100	200	4,2
НОМ-6	3	0,1	—	—	30	50	150	240	3,58
НОМ-6	6	0,1	—	—	50	75	200	400	6,15
НОМ-10	10	0,1	—	—	75	150	300	640	6,4
НОМ-15	13,8	0,1	—	—	75	150	300	640	3,6
НОМ-15	15,75	0,1	—	—	75	150	300	640	4,63
НОМ-15	18	0,1	—	—	75	150	300	640	4,5
НОМ-35	35	0,1	—	—	150	250	600	1200	3,87
НОЛ.08-6	6	0,1	—	30	50	75	200	400	3,47
НОЛ.08-10	10	0,1	—	50	75	150	300	640	4,95
НТС-0,5	0,38	0,1	—	—	50	75	200	400	3,76
НТС-0,5	0,5	0,1	—	—	50	75	200	400	3,76
НТМК-6-48	3	0,1	—	—	50	75	200	400	2,98
НТМК-6-48	6	0,1	—	—	75	150	300	640	3,92
НТМК-10	10	0,1	—	—	120	200	500	960	3,07
НТМИ-6	3	0,1	0,1/3	—	50	75	200	400	3,01
НТМИ-6	6	0,1	0,1/3	—	75	150	300	640	5,23
НТМИ-10	10	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	5
НТМИ-18	13,8	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	4,08
НТМИ-18	15,75	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	4,32
НТМИ-18	18	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	4,32
ЗНОЛ.09-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3**	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.09-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ.06-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3**	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.06-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ.06-15	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-15	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,03
ЗНОМ-15-72	6/√3	0,1/√3	0,1/3	—	50	75	200	400	3,42
ЗНОМ-15-2	10/√3	0,1/√3	0,1/3	—	75	150	300	640	4,63
ЗНОМ-15-72	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	4,57
ЗНОМ-15-72	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,1
ЗНОМ-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,6
ЗНОМ-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3	—	75	150	300	640	5,25
ЗНОМ-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3	—	150	250	600	980	4,4
ЗНОМ-35-65	35/√3	0,1/√3	0,1/3	—	150	250	600	1200	6
НКФ-110-57	110/√3	0,1/√3	0,1	—	400	600	1200	2000	4,05
НКФ-110-58***	66/√3	0,1/√3	0,1/3	—	400	600	1200	2000	3,55
НКФ-110-58***	110/√3	0,1/√3	0,1/3	—	400	600	1200	2000	4,43
НКФ-220-58	150/√3	0,1/√3	0,1	—	400	600	1200	2000	3,83
НКФ-220-58	220/√3	0,1/√3	0,1	—	400	600	1200	2000	4,13

* Приведены значения u_k % между обмотками ВН и НН (основной, отнесенные к максимальной мощности); ** может быть выполнена на 0,1 кВ (например, для использования в цепях управления возбуждением генераторов); *** предназначены для сетей с изолированной нейтралью.

Примечание: мощность, указанная для трансформаторов напряжения типов ЗНОЛ, ЗНОМ и НКФ, является суммарной мощностью основной и дополнительной вторичных обмоток.

Таблица 7.18

Сведения о замене трансформаторов напряжения

Типы заменяемых трансформаторов	Замена (технические данные в табл. 7.19)
НОМ-6	НОЛ.08-6
НОМ-10	НОЛ.08-10
НТМК-6, НТМИ-6, НАМИ-6, НАМИТ-6	3×ЗНОЛ.06-6
НТМК-10, НТМИ-10, НАМИ-10, НАМИТ-10	3×ЗНОЛ.06-10
ЗНОМ-15	ЗНОЛ.06-15
ЗНОМ-20	ЗНОЛ.06-20
ЗНОМ-24	ЗНОЛ.06-24
ЗНОМ-35	ЗНОЛ-35

Таблица 7.19

Трансформаторы напряжения, класс точности 0,2–3

Тип	Напряжения обмоток		
	первичной, кВ	вторичной, В	дополнительной, В
НОЛ.08	от 3 до 11	100	–
НОЛ.11	6	100; 127	–
НОЛ.12	от 0,38 до 10	100; 127	–
ЗНОЛ.06	от $3/\sqrt{3}$ до $24/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100; 100/3
ЗНОЛЭ-35	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3
ЗНОЛ-35УХЛ1	27,5	100	127
ЗНИОЛ-6(10) измерительный	6; 10	100	–
НАМИТ-10-2 антирезонансный	6; 10	100	100

7.12. Трансформаторы тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Структура условного обозначения трансформаторов тока дана на рис. 7.6. В таблицах 7.22–7.25 приведены технические данные трансформаторов тока внутренней и наружной установки, а в таблице 7.26 – сведения о замене некоторых из них.

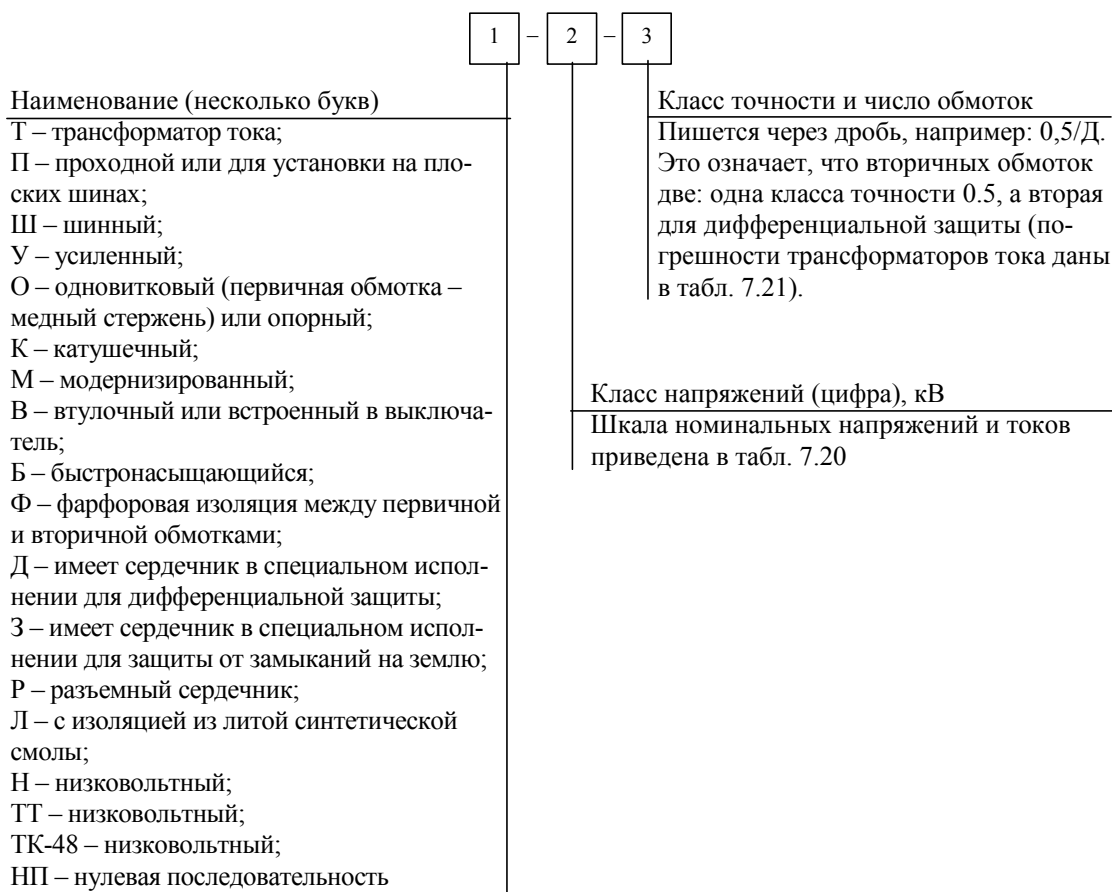


Рис. 7.6. Структура условного обозначения трансформаторов тока

Таблица 7.20

Основные номинальные параметры трансформаторов тока

Параметр	Номинальное значение
Номинальное напряжение (линейное) $U_{ном}$, кВ	0,66; 3; 6; 10; 15*; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750
Номинальный первичный ток ** $I_{1ном}$, А	1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 30000; 32000; 35000; 40000
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1; 2***; 2,5***; 5
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2=0,8$; В А	2,5; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100
Номинальный класс точности для измерений	0,2; 0,5; 1; 3; 5; 10****
Номинальный класс точности для защиты	5P; 10P

* для существующих установок и генераторов с $U_{ном} = 15,75$ кВ;

** для встроенных трансформаторов тока, начиная от 75 А и выше; для трансформаторов тока, предназначенных для комплектации турбо- и гидрогенераторов, значения свыше 10000 А являются рекомендуемыми;

*** допускаются по согласованию с потребителем;

**** только для встроенных трансформаторов тока.

Таблица 7.21

Предельные значения погрешности трансформаторов тока для различных классов точности

Класс точности	Первичный ток, % номинального	Предельное значение погрешности			Пределы вторичной нагрузки, % номинальной, при $\cos\varphi_2=0,8$
		токовой, %	угловой		
			мин	10^{-2} рад	
0,2	5	$\pm 0,75$	± 30	$\pm 0,9$	25-100
	10	$\pm 0,50$	± 20	$\pm 0,6$	
	20	$\pm 0,25$	± 15	$\pm 0,45$	
	100-120	$\pm 0,20$	± 10	$\pm 0,3$	
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	25-100
	10	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 1,8$	
	20	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,35$	
	100-120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
1,0	5	$\pm 3,0$	± 180	$\pm 5,4$	25-100
	10	$\pm 2,0$	± 120	$\pm 3,6$	
	20	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	
	100-120	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 1,8$	
3	50-120	$\pm 3,0$	не нормируется		50-100
5	50-120	$\pm 5,0$	не нормируется		50-100
10	50-120	± 10	не нормируется		50-100

Таблица 7.22

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 второй вторичной цепи, не более, мВ	
			$U_{ном}, В$	$S_{потр}, ВА$	$Z, Ом$	$S_{получ. при 1 А}, ВА$	от подмагничивания	от несимметричности при номинальной нагрузке
ТНП-2	1-2	50	110	20	10	0,00625	150	17
ТНП-4	3-4			45				
ТНП-7	5-7			50				
ТНП-12	8-12	60		70		0,00344		14

Таблица 7.23

Трансформаторы тока (шинные) внутренней установки для защиты от замыкания на землю в сетях 6–10 кВ

Тип	Длительно допустимый ток при температуре воздуха 40°C, А	Десятисекундный ток термической стойкости, кА	Наибольший ударный ток КЗ, кА	Потребляемая мощность цепи подмагничивания I10В, ВА	ЭДС небаланса во второй вторичной цепи, мВ	
					от подмагничивания	от несимметрии первичных токов
ТНП-Ш1	1750	24	165	20	100	60
ТНП-Ш2	3000	48		25		85
ТНП-Ш3	4500	72		30		100
ТНП-Ш3У	7500	90	180	35		150

Таблица 7.24

Технические данные трансформаторов тока внутренней установки

Тип трансформатора	Варианты исполнения **	Номинальный первичный ток, А	Трехсекундная термическая стойкость или кратность	Электродинамическая стойкость или кратность	Номинальная вторичная нагрузка, кА		Номинальная предельная кратность защитной обмотки	Масса, кг
					измерительной обмотки	защитной обмотки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЛМ-6	1/10P 0,5/ 10P	300; 400; 600; 800; 1000; 1500	33*	125*	10	15	20	27
ТОЛК-6	1; 10P	50 80 100; 150; 200 300; 400; 600	40 40 4,6* 11*	340 340 26* —	30 30 30 —	30 30 30 —	5,5	11,3
ТВЛМ-6	1; 10P	10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400	20 20	350 52*	15	15	4,5	4,5
ТПЛ-10	10P; 0,5/10P; 10/10P; 10/10P	30; 50; 75; 100; 150 200 300	45 — 45 35	250 — 175 165	10	15	13	10-19

Продолжение таблицы 7.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТПЛУ-10	10P; 0,5/10P; 10P/10P	30; 50; 75; 100	60	250	10	15	13	10-19
ТПОЛ-10	0,5/10P	600; 800 1000 1500	32 27 18	81 69 45	10	15	19; 23 20 25	18
ТЛ-10	0,5/10P	50; 100; 150; 200; 400 600; 800; 1000	50 50 40* 40*	51* 128* 128* 128*	10 20	15 30	15 17 17 15;20;1	47
ТЛМ-10	0,5/10P	50; 100; 150 200 300; 400 600; 800 1000; 1500	50 50 18,4* 23* 26*	350 260 100* 100* 100*	10	15	15	27
ТОЛ-10	0,5/10P	50	50	350	10	15	10	25
ТОЛ-10	10/10P	100; 150; 200 300; 400 600; 800 1000; 1500	50 18,4* 23* 36*	52* 100* 100* 100*	10	15	10	25
ТПЛК-10	0,5/10P 10P/10P	10; 15; 30; 60; 100 150; 200; 300; 400	47	250 74,5* 74,5* 74,5*	10	15	12 17 20 20	47
ТПОЛ-20	1/10P, 10P/10P 0,5/10P 10P/10P	400 600 800; 1000 1500	40	100* 120*	20	15 20 30; 50 50	13 18 24 26	43
ТПОЛ-35	1/10P 0,5/10P 10P/10P	400 600 800; 1000 1500	40 35	100*	20	15 20 30; 50 50	13 18 24 26	55
ТЛЛ-35	0,1	5;10; 15; 20; 30; 40;50; 75; 100; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000	4	10	15	—	—	86
ТШЛ-10	0,5/10P/ 10P/10P	2000; 3000; 4000; 5000	35	—	20	30	25	49
ТЛШ-10	0,5/10P	2000; 3000	42*	81*	20	30	—	26
ТШВ-15	0,2/10P	6000; 8000	20	—	30	30	15 504-93	50-93

Окончание таблицы 7.24

Тип трансформатора	Варианты исполнения **	Номинальный первичный ток, А	Трехсекундная термическая стойкость или кратность	Электродинамическая стойкость или кратность	Номинальная вторичная нагрузка,		Номинальная предельная кратность защитной обмотки	Масса, кг
					измерительной обмотки	защитной обмотки		
ТШЛО-20	10P	400	19	200	—	20	15 23	23
ТШ-20	0,2; 10P	8000; 10000; 12000	160*	—	30	30	9 414-49	41-49
ТШ-24	0,2; 10P	20000	—	—	100	100	8 105	105
ТШВ-24	0,2; 10P	24000; 30000	6	—	100	100	5; 6	106; 115
ТВГ-24	0,5/10P/ 10P 10P/10P	6000 10000; 12000; 15000	—	—	30	30	6	—
					30	40	4	
ТВ-10	0,5	6000	40	—	20	—	3	14
ТВТ-10	0,5	5000; 6000; 12000	28	—	30	—	10;12; 24	5;16;78
ТВ-35	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1500; 2000;3000	8- 200*	—	10-40	10-40	2-30	15-35
ТВТ-35	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1000;	28	—	10-40	15-40	5-24	16-80
ТВ-110	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1000;2000	20- 125*	—	10-50	10- 60	5-50	96-103
ТВТ-110	1; 10P	300; 600; 1 000;	25	—	30-50	10-50	12-24	42-122
ТВТ- 1 50	0,5; 1; 10P	600; 1 000; 2000	25	—	10 -60	10-40	22	212-220
ТВ-220	0,5; 1; 10P	600; 1000; 2000;3000	63- 250*	—	10-50	10-50	10-50	143-157
ТВТ-220	0,5; 1; 10P	600; 1000; 2000; 4000	25	—	30- 100	30-60	24	145-155

* Термическая и электродинамическая стойкость приведены в килоамперах.

** Трансформаторы тока, исполнение которых обозначено дробно (например, 1/10P) имеют один трансформатор класса I и второй класса 10P.

Таблица 7.25

Технические данные трансформаторов тока наружной установки

Тип трансформатора	Варианты исполнения	Номинальный первичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка, ВА		Номинальная предельная кратность при номинальной нагрузке	Трехсекундная термическая стойкость или кратность	Электродинамическая стойкость или кратность	Масса, кг
			измерительной обмотки	защитной обмотки				
ТФЗМ35А	0,5/10Р	15-600 800-1000	50	20	28	30	200 130	250
ТФЗМ35Б-I	0,5/10Р	15-600 800-1000 1500-2000	30	30	20	50 35 35	200 130 70	350
ТФЗМ35Б-II	0,5/10Р/10Р	500-1000 2000; 3000	— 30	— 50	— 18	49 57*	125* 145*	430
ТФЗМ110Б-II	0,5/10Р/10Р	750/1500**; 1000/2000	20	20	30	34	100	840
ТФЗМ150А, Б-I	0,5/10Р/10Р/10Р	600/1200	40	50	15	23	87	1060
ТФЗМ150Б-II	0,5/10Р/10Р/10Р	1000/2000	30	50	30;25;2 5	41,6	1 13	1165
ТФЗМ220Б-III	0,5/10Р/10Р/10Р	300/600/1200	30	50;50;30	15;15; 10	39,2	83	2260
ТФЗМ220Б-IV	0,5/10Р/10Р/10Р	500/1000/2000	30	50;50;30	25;25; 20	39,2	50	2380

* Термическая и электродинамическая стойкость приведены в килоамперах.

** Если номинальный первичный ток указан в виде двух или трех цифр через косую черту (например, 1000/2000), то это означает, что трансформатор тока имеет переключаемый первичный ток 1000 и 2000 А.

Таблица 7.26

Сведения о замене трансформаторов тока

Типы заменяемых трансформаторов	Замена (технические данные в таблице 7.27)
ТПЛ-10, ТВК-10, ТЛК-10, ТЛМ-10, ТВЛМ-10, ТПЛМ-10, ТОЛ-10, ТВЛ-10	ТОЛ10-1
ТПФ-10, ТПФМ-10, ТПОФ-10, ТПОФД-10	ТПОЛ-10
ТВЛМ-6	ТОЛК6
ТПШЛ-10	ТЛШ-10
ТПОЛ-20	ТПЛ20
ТФЗМ-35	ТОЛ35

Таблица 7.27

Трансформаторы тока, класс точности 0,5

Тип	Класс напряжения, кВ	Номинальный первичный ток, А
ТОЛ10	10	300÷1500
ТОЛ10-1	10	5÷1500
ТОЛ35Б-I	35	15÷1000
ТОЛ35Б-II	35	15÷2000
ТОЛ35Б-III	35	500÷3000
ТПОЛ10	10	20÷1500
ТЛШ10	10	2000÷5000
ТШЛ10	10	2000÷5000
ТОЛК	6, 10	50÷600
ТПЛ	20,35	300÷1500
ТШЛП10	10	1000, 2000
ТШЛ20	20	6000÷10000
ТЛК10	10	30÷1500

7.13. Токоограничивающие реакторы

Токоограничивающие реакторы служат для ограничения тока короткого замыкания и (или) скорости его нарастания, а также позволяют поддерживать определенный уровень напряжения при повреждении за реактором.

Бетонные воздушные реакторы применяют на 6 и 10 кВ, выполняют с медными типа РБ и алюминиевыми обмотками типов РБА, РБАМ (с малыми потерями), РБАС (сдвоенный реактор). На напряжение 35 кВ и выше применяют масляные реакторы: трехфазные РТМТ, однофазные РОДЦ и ТОРМ.

Сдвоенные реакторы отличаются от одинарных бетонных наличием вывода от середины обмотки. Средний вывод рассчитан на двойной ток, обе ветви и крайние выводы выполняются на одинаковые номинальные токи и индуктивности $L_{0,5}$. Обычно потребителей подключают к крайним выводам, источник питания – к среднему.

Технические данные одинарных бетонных реакторов даны в таблице 7.28, характеристики реакторов других типов в [5].

Таблица 7.28

Одинарные бетонные реакторы

Тип	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Номинальные потери на фазу, кВт	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Устойчивость динамическая, кА	Наружный диаметр по бетону, мм	Высота комплекта при установке, мм			Масса фазы, кг
						вертикальной	ступенчатой	горизонтальной	
РБ, РБУ, РБГ-10-400-0,35	0,35	1,6	400	25	1430	2870	1930	945	880
РБ, РБУ, РБГ-10-400-0,45	0,45	1,9	400	25	1440	3450	2315	1135	880
РБ, РБУ, РБГ-10-630-0,25	0,25	2,5	630	40	1350	3345	2215	1040	930
РБ, РБУ-10-630-0,40	0,4	3,2	630	32	1410	3435	2260	—	1160
РБГ-10-630-0,40	0,4	3,2	630	33	1410	—	—	1040	1020
РБ, РБУ-10-630-0,56	0,56	4,0	630	24	1710	3345	2215	1040	1130
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,14	0,14	3,5	1000	63	1370	3660	2395	1040	1120
РБ, РБУ-10-1000-0,22	0,22	4,4	1000	49	1490	3765	2495	—	1340
РБ, РБУ-10-1000-0,22; РБГ-10-1000-0,22	0,22	4,4	1000	55	1490	—	—	1135	1190
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,28	0,28	5,2	1000	45	1530	4050	2685	1230	1490
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,35	0,35	5,9	1000	37	1590	3675	2450	1135	1660
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,45	0,45	6,6	1000	29	1730	3645	2460	1140	1560
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,56	0,56	7,8	1000	24	1750	3780	2550	1230	1670
РБ, РБУ-10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	66	1510	4335	2875	—	1770
РБГ-10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	79	1510	—	—	1325	1610
РБ, РБУ-10-1600-0,2	0,20	7,5	1600	52	1665	4050	2885	—	2040
РБГ-10-1600-0,2	0,20	7,5	1600	60	1665	—	—	1230	1830
РБ, РБУ, РБГ-10-1600-0,25	0,25	8,5	1600	49	1910	4140	2730	1230	2230
РБ, РБУ, РБГ-10-1600-0,35	0,35	11,0	1600	37	1905	3960	2685	1220	2530
РБД, РБДУ-10-2500-0,14	0,14	11,0	2150	66	1955	4185	2775	—	2380
РБГ-10-2500-0,14	0,14	11,0	2500	79	1955	—	—	1230	2070
РБД, РБДУ-10-2500-0,2	0,20	14,0	2150	52	1925	4335	2920	—	2460
РБГ-10-2500-0,2	0,2	14	2500	60	1925	—	—	1280	2180
РБДГ-10-2500-0,25	0,25	16,1	2150	49	2145	—	—	1180	2740
РБДГ-10-2500-0,35	0,35	20,5	2000	37	2220	—	—	1230	3040
РБДГ-10-4000-0,105*	0,105	18,5	3750	97	2082	—	—	1170	2160
РБДГ-10-4000-0,18*	0,18	27,7	3200	65	2140	—	—	1370	2890

* С секционной схемой обмотки.

Примечание: в типе реактора: Р – реактор; Б – бетонный; Д – принудительное охлаждение с дутьем (отсутствие буквы Д означает естественное охлаждение); У – ступенчатая установка фаз; Г – горизонтальная установка фаз (отсутствие буквы У или Г означает вертикальную установку фаз); первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число – номинальный ток, А; третье число – номинальное индуктивное сопротивление, Ом.

8. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1. Общие сведения

Типовой участок электрической сети промышленного предприятия напряжением 10/0,4 кВ состоит из кабельной линии напряжением 10 кВ, понижающего трансформатора напряжением 10/0,4 кВ, шинопровода (или кабельной линии) напряжением 0,38 кВ, низко- и высоковольтного оборудования. Схема электроснабжения такого участка и его схема замещения изображены на рис. 8.1.

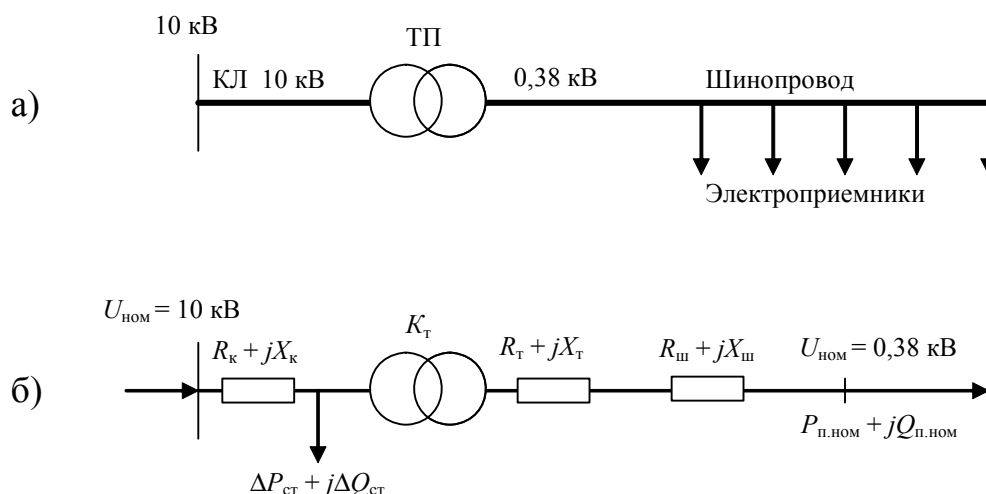


Рис. 8.1. Схема электроснабжения (а) и схема замещения (б)
участка электрической сети

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение участка сети; $P_{\text{п.ном}}$, $Q_{\text{п.ном}}$ – значения расчетной активной и реактивной нагрузки цеховой трансформаторной подстанции при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$ на зажимах приемников электроэнергии; $R_{\text{к}}$, $R_{\text{т}}$, $R_{\text{ш}}$, $X_{\text{к}}$, $X_{\text{т}}$, $X_{\text{ш}}$ – активные и реактивные сопротивления кабеля, трансформатора и эквивалентное сопротивление шинопровода; $K_{\text{т}}$ – номинальный коэффициент трансформации; $\Delta P_{\text{ст}}$, $\Delta Q_{\text{ст}}$ – потери холостого хода активной и реактивной мощности в стали трансформатора.

Параметры схемы замещения, изображенной на рис. 8.1 б, определяются нагрузкой $P_{\text{расч.ТП}} + jQ_{\text{расч.ТП}}$, по величине которой проводится выбор номинальной мощности понижающего трансформатора $S_{\text{ном тр}}$ при заданном коэффициенте загрузки $\beta_{\text{тр}}$ и соответствующий выбор сечения кабеля и марки шинопровода. Пределы изменения основных параметров элементов электрической сети промышленных предприятий от номинальной мощности понижающего цехового трансформатора представлены в таблице 8.1.

При оценочных расчетах параметры указанных элементов могут быть определены по $S_{ном тр}$ по соотношениям таблицы 8.2. Точные их значения, а также сведения об электрооборудовании, приведены в разделах 2–7.

Таблица 8.1

Характеристики элементов электрической сети промышленных предприятий (сопротивления приведены к напряжению 10 кВ)

Параметр	Номинальная мощность трансформатора, $S_{ном тр}$, кВА						
	160	250	400	630	1000	1600	2500
R_T , Ом	11,4	6,5	3,4	2,36	1,22	0,7	0,4
X_T , Ом	25,7	16,8	10,7	9,33	5,36	3,36	2,16
$\Delta P_{кз}$, кВт	2,65	3,7	5,5	8,5	12,02	18	25
$\Delta P_{ст}$, кВт	0,73	0,945	1,2	1,56	2,45	3,3	4,6
$\Delta Q_{ст}$, кВАр	3,84	5,75	8,4	12,6	14	20,8	25
F_k , мм ²	35	35	35	35	50	70	120
$r_{0к}$, Ом/км	0,92	0,92	0,92	0,92	0,64	0,46	0,26
$x_{0к}$, Ом/км	0,088	0,088	0,088	0,088	0,082	0,079	0,076
Шинопровод	ШРА-73	ШРА-73	ШРА-74	ШМА-73	ШМА-73	ШМА-68Н	ШМА-68Н
$r_{0ш}$, Ом/км	125	81,25	53,13	37,5	19,38	16,88	8,13
$x_{0ш}$, Ом /км	93,75	62,5	46,9	43,75	26,88	14,38	12,5

Таблица 8.2

Уравнения аппроксимации зависимостей параметров элементов электрической сети системы электроснабжения при изменении $S_{ном тр}$ от 160 до 2500 кВА

Параметр	Точное выражение
$r_{0к}$, Ом/км	$304 \cdot S_{ном тр}^{-0,89}$
$x_{0к}$, Ом/км	$0,1209 \cdot S_{ном тр}^{-0,06}$
$r_{0ш}$, Ом/км	$16552 \cdot S_{ном тр}^{-0,96}$
$x_{0ш}$, Ом /км	$4112 \cdot S_{ном тр}^{-0,74}$
R_T , Ом	$5109 \cdot S_{ном тр}^{-1,21}$
X_T , Ом	$2270 \cdot S_{ном тр}^{-0,88}$
$\Delta P_{кз}$, кВт	$0,0096 \cdot S_{ном тр} + 1,78$
$\Delta P_{ст}$, кВт	$0,0017 \cdot S_{ном тр} + 0,56$

8.2. Выбор электрооборудования напряжением до 1000 В

8.2.1. Защита электроприемников плавкими предохранителями

Плавкие предохранители напряжением до 1000 В выбирают по номинальному напряжению $U_{ном\ пред}$, номинальному току плавкой вставки $I_{ном\ вст}$ и номинальному току предохранителя $I_{ном\ пред}$.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться соотношение:

$$U_{ном\ пред} \geq U_{ном\ уст} \quad (8.1)$$

Плавкие предохранители должны защищать электроприемник (ЭП) от токов КЗ и не отключать цепь при их включении (пуске). При защите одиночных электродвигателей предохранителями с малой тепловой инерцией эти требования выполняются при соблюдении следующих условий:

$$I_{ном\ вст} \geq I_{ном\ дв} \quad (8.2)$$

$$I_{ном\ вст} \geq \frac{I_{пуск.дв}}{\alpha} \quad (8.3)$$

где $I_{ном.дв}$, $I_{пуск.дв}$ – номинальный и пусковой ток электродвигателя, α – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки вставки, учитывающий условия пуска двигателя.

Для легкого пуска (нечастые пуски и (или) время разгона не более 10 сек) $\alpha = 2,5$, при тяжелом – частые и (или) длительные пуски – $\alpha = 1,6 \div 2,0$.

При защите линии, питающей группу электродвигателей или смешанную нагрузку, выбор плавкой вставки предохранителя выполняется по соотношениям:

$$I_{ном.вст} \geq I_{расч} \quad (8.4)$$

$$I_{ном\ вст} \geq \frac{I_{пик}}{2,5} \quad (8.5)$$

где $I_{расч}$, $I_{пик}$ – расчетный и пиковый ток защищаемой линии.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления, идущего к ЭП без пускового тока, выбирается по его номинальному току из соотношения:

$$I_{ном\ вст} \geq I_{ном\ ЭП} \quad (8.6)$$

а для защиты ответвления к сварочному аппарату – из соотношения:

$$I_{ном.вст} \geq 1,2 \cdot I_{св} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (8.6)$$

где $I_{св}$ – номинальный ток сварочного трансформатора, принимаемый по каталогу для повторно-кратковременного режима; $ПВ$ –

продолжительность включения, отн.ед., или может приниматься равным допустимому току проводника, питающего этот аппарат.

Плавкие вставки для защиты трехфазных конденсаторных установок выбираются из соотношения:

$$I_{\text{ном вст}} \geq \frac{n Q_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \geq \frac{Q_{\text{ном БК}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (8.8)$$

$$I_{\text{ном вст}} \leq \frac{1,6 n Q_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \leq \frac{1,6 Q_{\text{ном БК}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (8.9)$$

где Q_{κ} – номинальная мощность одного конденсатора; n – их общее количество в батарее (во всех фазах); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети.

Плавкие вставки с большой тепловой инерцией выбираются по условию (8.2) или (8.4).

Выбранные по приведенным соотношениям номинальные токи плавких вставок предохранителей должны соответствовать:

- кратностям допустимых длительных токов (табл. 8.7);
- кратностям токов однофазного КЗ в сетях 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью (табл. 6.18).

При выборе предохранителя по его номинальному току должно выполняться условие:

$$I_{\text{ном пред}} \geq I_{\text{ном вст}}. \quad (8.10)$$

Если в сети установлено несколько последовательно включенных предохранителей, то при КЗ в какой либо точке сети срабатывать должен ближайший к точке короткого замыкания. При защите сетей предохранителями НПН и ПН2 селективность действия защиты будет выполняться, если между номинальным током плавкой вставки, защищающей головной участок сети I_2 , и номинальным током плавкой вставки на ответвлении к потребителю I_o (рис. 8.2) выдерживаются определенные соотношения.

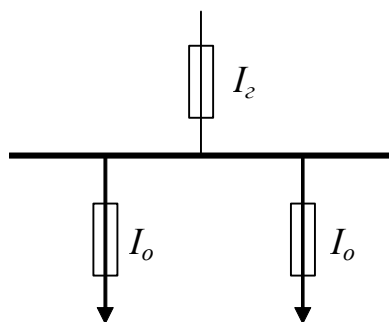


Рис. 8.2. Схема защиты сети предохранителями

При токах перегрузки 180 ... 250% $I_2 > I_0$ хотя бы на одну ступень стандартной шкалы номинальных токов плавких вставок.

При КЗ селективность защиты предохранителями типа НПН обеспечивается, если выдерживаются соотношения, приведенные в таблице 8.3.

Таблица 8.3

Соотношения между токами, обеспечивающие селективность защиты предохранителями НПН

$I_{кз} / I_0$, не менее	50	100	200
I_2 / I_0	2,0	2,5	3,3

Примечание: $I_{кз}$ – ток КЗ в начале защищаемого участка сети.

Соотношения между номинальными токами плавких вставок I_T и I_0 для предохранителей типа ПН2, обеспечивающие надежную селективность, даны в таблице 8.4.

Таблица 8.4

Номинальные токи последовательно включенных предохранителей ПН2, обеспечивающих надежную селективность защиты

Номинальный ток меньшей плавкой вставки I_0 , А	Номинальный ток большей плавкой вставки I_2 , А, при отношении $I_{кз}/I_0$			
	10	20	50	100 и более
30	40	50	80	120
40	50	60	100	120
50	60	80	120	120
60	80	100	120	120
80	100	120	120	150
100	120	120	150	150
120	150	150	250	250
150	200	200	250	250
200	250	250	300	300
250	300	300	400	Более 600
300	400	400	Более 600	–
400	500	Более 600	–	–

Примечание: $I_{кз}$ – ток короткого замыкания в начале защищаемого участка сети.

Предохранители характеризуются также предельным током отключения при данном напряжении. Под этим током понимается наибольшее действующее значение периодической составляющей тока КЗ в любой фазе в первый период протекания тока. Наибольшая отключающая способность предохранителей ПН2 при напряжении 380 В приведена в таблице 8.5.

Таблица 8.5

Наибольшая отключающая способность предохранителей ПН2

Тип предохранителя	Ток наибольшей отключающей способности, кА
ПН2-100	100
ПН2-250	100
ПН2-400	40
ПН2-600	25

Предохранители НПН2-60 с номинальным током до 100 А имеют наибольший отключающий ток до 60 кА.

8.2.2. Защита электрических сетей и электроприемников автоматическими выключателями

Выбор автоматов для защиты сетей и электроприемников производится по рассматриваемым ниже условиям на основании технических характеристик, приведенных в разделе 4.3.2:

1. При выборе автомата по номинальному напряжению должно выполняться соотношение: $U_{ном авт} \geq U_{ном уст}$.
2. Номинальный ток автомата и его расцепителя не должен быть меньше расчетного тока защищаемой линии $I_{расч}$ или номинального тока электроприемника $I_{ном эп}$. При этом номинальные токи расцепителей должны быть минимально возможными.
3. Для того, чтобы ЭП или участок сети не отключались при пуске или кратковременной перегрузке ($I_{пуск}$, $I_{тик}$), аппарат защиты должен быть выбран с учетом кратковременных перегрузок в нормальном или послеаварийном режиме. Критерии выбора для автоматов различных типов приведены в таблице 8.6. Аппараты защиты для ЭП, не имеющих пусковых токов, выбираются без учета кратковременных перегрузок.
4. Уставки последовательно включенных аппаратов защиты должны быть проверены на селективность действия, чтобы при каждом нарушении нормального режима отключался только поврежденный участок, но не срабатывали защитные аппараты в высших звеньях. Проверку селективности действия защиты производят по типовым время-токовым характеристикам примененных аппаратов (см. раздел 4.3.2) с учетом разброса характеристик (15–25% от среднего значения) и по рассчитанным токам КЗ в защищаемой сети построением карты селективности действия защиты.
5. Проверка тока срабатывания расцепителя на отключение тока однофазного КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью выполняется в соответствии с критериями, указанными в таблице 6.18.

Таблица 8.6

Расчетные выражения для выбора аппаратов защиты в силовых и осветительных сетях [11]

Аппарат защиты	Расчетные формулы			
	Силовые сети		Осветительные сети	
	Линии к одиночным ЭП	Линии к группам ЭП	Лампы накаливания и люмин.	Лампы ДРЛ, ДРИ
Тепловой расцепитель автоматического выключателя с регулируемой обратнозависимой от тока характеристикой	$I_{сраб.тепл.нр} \geq 1,15 * I_{ном ЭП}$	$I_{сраб.тепл.нр(рег)} \geq 1,1 * I_{расч}$	$I_{сраб.тепл.нр(рег)} \geq I_{расч}$	$I_{сраб.тепл.нр(рег)} \geq 1,3 * I_{расч}$
Тепловой расцепитель автоматического выключателя с регулируемой обратнозависимой от тока характеристикой	$I_{сраб.тепл.рег} \geq 1,25 * I_{ном ЭП}$			
Комбинированный расцепитель автоматического выключателя с регулируемой обратнозависимой от тока характеристикой	$I_{сраб.комб.рег} \geq 1,25 * I_{ном ЭП}$	$I_{сраб.комб.рег} \geq 1,1 * I_{расч}$	$I_{сраб.комб.рег} \geq I_{расч}$	$I_{сраб.комб.рег} \geq 1,3 * I_{расч}$
	$I_{уст.эм} \geq 1,2 * I_{пуск}$	$I_{уст.эм} \geq 1,25 * I_{ник}$	—	—
Комбинированный расцепитель автоматического выключателя с нерегулируемой обратнозависимой от тока характеристикой	$I_{сраб.комб.нр} \geq 1,15 * I_{ном ЭП}$	$I_{сраб.комб.нр} \geq 1,1 * I_{расч}$	$I_{сраб.комб.нр} \geq I_{расч}$	$I_{сраб.комб.нр} \geq 1,3 * I_{расч}$
	$I_{уст.эм} \geq 1,2 * I_{пуск}$	$I_{уст.эм} \geq 1,5 * I_{ник}$	—	—

* при установке автоматических выключателей в шкафу и для линий к силовым ЭП, не имеющих в своем составе электродвигателей, повышающие коэффициенты 1,25; 1,15 и 1,1 не вводятся.

Примечания: 1. Выражения даны для автоматических выключателей с кратностью тока отсечки не менее 10.

2. Приняты следующие обозначения: $I_{сраб.тепл.нр}$, $I_{сраб.тепл.рег}$, $I_{сраб.комб.нр}$, $I_{сраб.комб.рег}$ – номинальный ток нерегулируемого и регулируемого теплового или комбинированного расцепителя автомата; $I_{сраб.эм}$ – ток уставки (срабатывания) электромагнитного расцепителя мгновенного действия.

3. Для регулируемых расцепителей под $I_{сраб.тепл.рег}$ следует принимать не номинальный ток расцепителя, а его уставку. Например, для автомата АЕ-2046М с номинальным током расцепителя 63 А и пределами регулирования 0,9÷1,15, значение $I_{сраб.тепл.рег}$ можно принять равным $I_{сраб.тепл.рег} = 0,9 \cdot 63 = 56,7$ А.

6. Предельный ток, отключаемый выключателем $I_{откл}$, должен превышать ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{откл} > I_{кз}^{(3)}. \quad (8.11)$$

7. Динамическая стойкость токам трехфазного КЗ обеспечивается при выполнении соотношения:

$$i_{дин} > i_{уд}^{(3)}, \quad (8.12)$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости, $i_{уд}^{(3)}$ – ударный ток трехфазного короткого замыкания.

8.2.3. Выбор магнитных пускателей

Магнитные пускатели выбирают по номинальному току управляемых ими электроприемников, а тепловые элементы реле, встраиваемые в пускатели для защиты от перегрузки, – по выражениям таблицы 8.6 как для тепловых расцепителей автоматических выключателей. Кроме этого, выбор магнитных пускателей производится:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном\ пуск}; \quad (8.13)$$

– по категории применения.

8.2.4. Выбор рубильников

Выбор рубильников производится:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном\ руб}; \quad (8.14)$$

– по току нагрузки:

$$I_{ном\ руб} \geq I_{расч}; \quad (8.15)$$

– по конструктивному исполнению;

– по электродинамической стойкости:

$$i_{уд}^{(3)} \leq i_{дин}; \quad (8.16)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}. \quad (8.17)$$

Номинальный ток $I_{ном\ руб}$, предельный сквозной (или динамический) ток $i_{дин}$, ток и время термической стойкости $I_{терм}$, $t_{терм}$ приводятся в каталогах и справочниках. Определение расчетного импульса квадратичного тока короткого замыкания B_k рассматривается при расчете токов короткого замыкания.

8.2.5. Выбор сечений проводов и кабелей по условиям нагрева и защиты

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1000 В по условию нагрева определяют в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки, определенной как большая величина из двух соотношений:

- по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{доп} \geq I_{дл}, \quad (8.18)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток кабеля или провода в нормальном режиме, его значения для различных типов проводников приведены в разделах 3.2 и 3.3; $I_{дл}$ – длительный расчетный ток линии: для ответвления к одиночному ЭП – это номинальный ток электроприемника, а для линии, питающей группу электроприемников, – расчетный ток линии.

- по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп} \geq k_{защ} \cdot I_{защ}, \quad (8.19)$$

где $I_{защ}$ – ток уставки срабатывания защитного аппарата; $k_{защ}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Значения $k_{защ}$ и $I_{защ}$ определяют из таблицы 8.7 в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей, условий окружающей среды.

Сети разделяются на две группы:

- сети, которые должны быть защищены от перегрузки и токов короткого замыкания;
- сети, защищаемые только от токов короткого замыкания.

Согласно ПУЭ, защите от перегрузки и токов КЗ подлежат:

- сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными, незащищенными изолированными проводниками с горючей изоляцией;
- сети внутри помещений, выполненные защищенными проводниками, проложенными в трубах, в негорючих строительных конструкциях и т.п., в следующих случаях:
 - осветительные сети в жилых и общественных зданиях, а также в пожароопасных производственных помещениях;
 - силовые сети, когда по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка;
 - сети всех видов во взрывоопасных помещениях независимо от условий технологического процесса.

Все остальные сети защищают от токов короткого замыкания.

Таблица 8.7

Минимальные кратности допустимых токовых нагрузок на провода и кабели по отношению к номинальным токам, токам трогания или токам уставки защитных аппаратов

Тип защитного аппарата и значения принимаемого тока защиты $I_{защ}$	Коэффициент защиты $k_{защ}$ для сетей			
	с защитой от перегрузки			Без защиты от перегрузки
	Проводники с резиновой или аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		Кабели с бумажной изоляцией и с изоляцией из вулканизированного полиэтилена	
	Взрыво- и пожароопасные помещения, жилые, торговые и т.п. помещения	Невзрыво- и непожароопасные производственные помещения		
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя: $I_{защ} = I_{ном\ вст}$	1,25	1	1	0,33
Ток уставки срабатывания автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель: $I_{защ} = I_{уст.эм.}$ при КЗ	1,25	1	1	0,22
Номинальный ток расцепителя выключателя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки): $I_{защ} = I_{ном\ расц.}$	1	1	1	1
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой (при наличии отсечки): $I_{защ} = I_{уст}$ при перегрузке	1	1	0,8	0,66

Сечения проводов и кабелей для ответвления к двигателю с короткозамкнутым ротором выбирают в соответствии с условием (8.18), в котором длительный расчетный ток линии равен: для невзрывоопасных помещений – номинальному току двигателя, а для взрывоопасных – $1,25 \cdot I_{ном}$ двигателя напряжением до 1000 В.

Выбранное сечение должно быть проверено по условию (8.19) как для сетей, защищаемых только от короткого замыкания.

Во всех случаях должно быть обеспечено надежное отключение защитными аппаратами однофазного короткого замыкания, происшедшего в наиболее отдаленных точках сети. Это условие выполняется, если кратность тока однофазного КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью не менее, указанных в таблице 6.18.

При прокладке нескольких кабелей и более четырех проводов в одной трубе, траншее, лотке, коробе в расчетные формулы (8.18) и (8.19) вводится поправочный коэффициент на условия прокладки $k_{\text{прокл}}$:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{дл}}}{k_{\text{прокл}}}, \quad (8.20)$$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{защ}} \cdot k_{\text{защ}}}{k_{\text{прокл}}}, \quad (8.21)$$

Численные значения $k_{\text{прокл}}$ даны в разделах 3.2 и 3.3.

В условиях двухтрансформаторных подстанций и/или нескольких кабелей в одной линии выбранное сечение проводника по условиям нагрева длительным током проверяется по нагреву током послеаварийного режима $I_{\text{расч.ав}}$:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{расч.ав}}}{k_{\text{прокл}} \cdot k_{\text{пер}}}, \quad (8.22)$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой кратковременной перегрузки кабелей и проводов (раздел 3.4).

Из двух условий – (8.18), (8.19) или (8.20), (8.21) – выбирается сечение проводника, удовлетворяющее обоим. Если допустимая токовая нагрузка, найденная по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты, не совпадает с данными таблиц допустимых токовых нагрузок (разделы 3.2, 3.3), разрешается применение проводника меньшего сечения. Однако это сечение не должно быть меньше требуемого при определении допустимой нагрузки по условию нагрева длительным расчетным током.

8.2.6. Выбор и проверка шинпроводов

Сечение шинпроводов выбирают по экономической целесообразности и длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (8.23)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток цепи, в которую включен шинпровод (значение $I_{\text{расч}}$).

Максимальный рабочий ток цепи возникает:

- для цепей параллельных линий – при отключении одной из них;
- для цепей трансформаторов – при использовании их перегрузочной способности.

Для прямоугольных шин длительно допустимый ток:

$$I_{дон} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{дон.о}, \quad (8.24)$$

где $I_{дон.о}$ – длительно допустимый ток одной полосы при температуре шины 70°C , температуре окружающей среды 25°C и расположении шин вертикально (на ребро), определяемый по таблицам 3.2–3.4; k_1 – поправочный коэффициент при расположении шин горизонтально, $k_1=0,95$; k_2 – поправочный коэффициент длительно допустимого тока для многополосных шин (табл. 8.8); k_3 – поправочный коэффициент для шин при температуре окружающей среды (воздуха), отличающейся от 25°C (табл. 8.9).

Таблица 8.8

Поправочный коэффициент длительно допустимого тока для многополосных шин k_2

Сечение шин, мм	k_2 для шин					
	двухполосных		трехполосных		четыреполосных	
	<i>Cu</i>	<i>Al</i>	<i>Cu</i>	<i>Al</i>	<i>Cu</i>	<i>Al</i>
60×5	1,75	1,75	—	—	—	—
60×6	1,7	1,75	2,3	2,45	2,9	3,1
60×8	1,7	1,7	2,25	2,4	2,8	3
60×10	1,7	1,7	2,25	2,4	2,7	2,95
80×6	1,7	1,75	2,25	2,4	2,8	3
80×8	1,65	1,7	2,2	2,35	2,7	2,9
80×10	1,6	1,65	2,1	2,3	2,6	2,9
100×6	1,65	1,7	2,2	2,35	2,7	2,95
100×8	1,6	1,7	2,1	2,3	2,6	2,9
100×10	1,55	1,6	2,05	2,25	2,5	2,8

Таблица 8.9

Поправочный коэффициент k_3

Температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	k_3	Температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	k_3
10	1,15	30	0,94
15	1,1	35	0,88
20	1,05	40	0,82
25	1,0	45	0,75

Чтобы не было превышения допустимой величины потерь напряжения в условиях эксплуатации, шинопроводы рассчитывают по потере напряжения:

$$U_2 = U_1 - I_{расч} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi), \quad (8.25)$$

где U_1 и U_2 – фазные напряжения в начале и конце шинопровода; R и X – активное и индуктивное сопротивления фазы шинопровода; φ – угол сдвига между током и фазным напряжением.

Для комплектных распределительных шинопроводов в таблице 2.15 приведены потери напряжения на 100 м их длины, а в таблице 5.5 – потери напряжения в %/(А·км).

Проверку шин производят:

- на устойчивость к электродинамическому воздействию токов КЗ и дополнительным механическим усилиям, возникающих в шинах от собственных колебаний (механический резонанс);
- на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Методика проверки подробно изложена в [2, 14].

8.3. Кабельные линии напряжением 6/10 кВ

Сечение кабельных линий напряжением 6/10 кВ выбирают по нагреву расчетным током, проверяют по термической стойкости к токам КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

На время ликвидации аварий перегрузки допускаются в течение 5 суток. Для кабелей с полиэтиленовой и поливинилхлоридной изоляцией перегрузки на время ликвидации аварий допустимы соответственно до 10 и 15%, при этом указанная перегрузка допускается на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток, если в остальное время этих суток нагрузка не превышала номинальную.

Кабели, защищенные плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют. В остальных случаях термически стойкое к токам КЗ сечение определяют по выражениям (6.40). За стандартное термически стойкое сечение принимают ближайшее к расчетному меньшее сечение.

Выбранное сечение проверяют по потере напряжения по выражению:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot l \cdot (r \cos\varphi + x \sin\varphi), \quad (8.26)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток линии, А; r , x – погонные активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км; l – длина линии, км; $\cos\varphi$ и $\sin\varphi$ соответствуют коэффициенту мощности ($\text{tg}\varphi$) в конце линии.

Пример. Выбрать сечение кабельных линий на напряжение 10 кВ, питающих потребителей первой категории и имеющих расчетную нагрузку $S_{расч} = 5500$ кВА. Значение тока КЗ на шинах источника питания равно 8,45 кА, приведенное время действия короткого замыкания составляет 1,25 сек. Длина питающей линии $l = 0,5$ км, $\cos\varphi = 0,8$; время максимальных потерь $\tau_{max} = 5000$ часов. Подключение кабельных линий к РУ осуществляется через масляные выключатели.

Решение.

1. Для потребителей первой категории с целью обеспечения требуемой надежности питания принимаем две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.
2. Определяем расчетные токи в нормальном $I_{расч}$ и аварийном $I_{расч.ав}$ режимах (когда одна из линий отключена):

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{n\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5500}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 159 \text{ А};$$

$$I_{расч.ав} = \frac{S_{расч}}{n\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5500}{1\sqrt{3} \cdot 10} = 318 \text{ А};$$

3. Выбираем (раздел 2.3) кабель марки ААБл – с алюминиевыми жилами, изоляцией жил из пропитанной бумаги в алюминиевой оболочке, бронированный стальными лентами, с подушкой из битума.
4. Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке нескольких кабелей в одной траншее. Пусть время ликвидации аварии равно 6 часов, а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме равен 0,6. В соответствии с таблицей 3.14 допустимая перегрузка составляет 1,25. Коэффициент снижения токовой нагрузки $k_{сн}$ из таблицы 3.13 составляет 0,9.

Допустимый ток кабельных линий определяем из соотношения:

$$1,25 \cdot 0,9 I_{дон} \geq I_{расч.ав};$$

$$I_{дон} \geq I_{расч.ав} / (1,25 \cdot 0,9);$$

$$I_{дон} \geq 282 \text{ А}.$$

По таблице 3.8 принимаем сечение жил трехфазного кабеля равным 185 мм^2 ($I_{дон} = 310 \text{ А}$).

5. Определяем по выражению (6.40) термически стойкое к токам КЗ сечение кабеля S_{\min} , принимая по таблице 6.29 значение $C = 95 \text{ A} \cdot \text{c}^{0,5} / \text{мм}^2$:

$$S_{\min} \geq I_{\infty} \frac{\sqrt{t_{np}}}{C} = 8,45 \cdot 10^3 \frac{\sqrt{1,25}}{95} = 99,4 \text{ мм}^2$$

Ближайшее меньшее стандартное сечение по таблице 3.8 составляет 95 мм^2 .

6. На основании пунктов 4 и 5 выбираем сечение 185 мм^2 и определяем потери напряжения:

а) в нормальном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} I_{расч} l (r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \sqrt{3} \cdot 159 \cdot 0,5 (0,169 \cdot 0,8 + 0,0596 \cdot 0,6) = 23,5 \text{ В};$$

б) в аварийном режиме:

$$\Delta U_{ав} = \sqrt{3} I_{расч,ав} l (r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \sqrt{3} \cdot 318 \cdot 0,5 (0,169 \cdot 0,8 + 0,0596 \cdot 0,6) = 47 \text{ В},$$

где r и x принимаем по таблице 6.13.

Из расчетов видно, что потери напряжения в линии незначительны, следовательно, напряжение у потребителей практически не будет отличаться от номинального.

7. Определяем потери мощности в линии при действительной нагрузке:

$$\Delta P = \Delta P_{ном} k_{загр}^2 = 3(I'_{дон})^2 r l k_{загр}^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 279^2 \cdot 0,169 \cdot 0,5 \cdot 0,57^2 \cdot 10^{-3} = 6,34 \text{ кВт},$$

где $I'_{дон} = k_{сн} I_{дон} = 0,9 \cdot 310 = 279 \text{ А}$;

коэффициент снижения токовой нагрузки $k_{сн}$ принимаем из таблицы 3.13;

$$k_{загр} = \frac{I_{расч}}{I'_{дон}} = \frac{159}{279} = 0,57.$$

8. Потери электроэнергии в линии составляют:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot \tau_{\max} = 6,34 \cdot 5000 = 31700 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

8.4. Выбор высоковольтных аппаратов

Аппараты системы электроснабжения выбирают по условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузок и режиму возможных коротких замыканий.

Выбранные по номинальным напряжению и току аппараты проверяются на динамическую и термическую стойкость к токам КЗ, на отключающую способность. Измерительные трансформаторы дополнительно проверяются на соответствие их работы требуемому классу точности. Указанные расчетные значения сравниваются с допустимыми для данного аппарата. Для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные значения должны быть не менее допустимых, принятых по каталогу или паспорту аппарата.

Номинальное напряжение аппарата $U_{ном ап}$ должно соответствовать классу его изоляции с некоторым запасом по электрической прочности (порядка 10–15%):

$$U_{ном ап} \geq U_{ном}, \quad (8.27)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение установки, в которой используется аппарат.

Правильный выбор аппарата по номинальному току обеспечивает отсутствие опасных перегревов частей аппарата при его длительной работе в нормальном режиме. Это требование выполняется, если максимальный действующий рабочий ток цепи $I_{раб.мах}$ не превышает номинальный ток аппарата:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном ап}. \quad (8.28)$$

При работе аппарата в температурных условиях, отличающихся от принятой расчетной температуры окружающей среды, равной $+35^{\circ}\text{C}$, длительно допустимый ток аппарата I_{θ} рассчитывается по выражению:

$$I_{\theta} = I_{ном ап} \sqrt{\frac{\theta_{дон} - \theta_{о.с.}}{\theta_{дон} - 35}}, \quad (8.29)$$

где $\theta_{дон}$ – наименьшая допустимая температура отдельных частей аппарата; $\theta_{о.с.}$ – температура окружающей среды.

При $\theta_{о.с.} < 35^{\circ}\text{C}$ ток I_{θ} можно повысить относительно $I_{ном ап}$ на 0,5% на каждый градус понижения температуры против $+35^{\circ}\text{C}$, но не более чем на 20%.

Сопротивление токоограничивающих реакторов в зависимости от их назначения выбирается по требуемому снижению тока КЗ за реактором (для ограничения отключающей способности выключателя или для снижения сечения кабеля), по минимальному допустимому напряжению на шинах (для обеспечения самозапуска двигателей).

Выбор и проверка высоковольтного оборудования производится по соотношениям, приведенным в таблице 8.10.

Таблица 8.10

Условия выбора и проверки электрических аппаратов

Вид аппарата	Условия выбора и проверки
Трансформаторы подстанций	<ul style="list-style-type: none"> – по категории потребителей; – по графику нагрузки и подсчитанной средней и максимальной мощности; – по технико-экономическим показателям отдельных намеченных вариантов числа и мощности трансформаторов с учетом капитальных затрат и эксплуатационных расходов
Выключатели	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст}; I_{ном ап} \geq I_{ном уст};$ $I_{ном откл} \geq I_{расч.о}; I'_{ном.откл} \geq I_{расч.о}/k_{АПВ};$ $S_{ном откл} \geq S_{расч.о}; S'_{ном.откл} \geq S_{расч.о}/k_{АПВ};$ $i_{ном дин} \geq i_{уд}; I_{ном тер.ст} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{пр} / t_{ном тер.ст}}$
Разъединители	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст}; I_{ном ап} \geq I_{ном уст};$ $i_{ном дин} \geq i_{уд}; I_{ном тер.ст} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{пр} / t_{ном тер.ст}}$
Короткозамыкатели	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст};$ $i_{ном дин} \geq i_{уд}; I_{ном тер.ст}^2 \cdot t_{ном тер.ст} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{пр}$
Отделители	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст}; I_{ном ап} \geq I_{ном уст};$ $i_{ном дин} \geq i_{уд}; I_{ном тер.ст}^2 \cdot t_{ном тер.ст} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{пр}$
Плавкие предохранители	$U_{ном ап} = U_{ном уст}; I_{ном ап} \geq I_{ном уст};$ $k_{пер} \cdot I_{ном ап} \geq I_{раб.мах}; S_{ном откл} \geq S''; I_{ном откл} \geq I'';$ <p>где $k_{пер}$ – коэффициент возможной перегрузки аппарата (или проводника) при данном продолжительном режиме его работы; I'' – начальное действующее периодической составляющей тока КЗ; $S'' = \sqrt{3} \cdot U_{ном уст} \cdot I''$. Соответствие времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи. В соответствии с таблицей 8.11</p>
Выключатели нагрузки	$U_{ном ап} = U_{ном уст}; I_{ном ап} \geq I_{ном уст};$ $i_{ном дин} \geq i_{уд}; I_{ном тер.ст} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{пр} / t_{ном тер.ст}};$ $k_{пер} \cdot I_{ном пред} \geq I_{раб.мах}; S_{ном откл} \geq S''; I_{ном откл} \geq I''$
Разрядники	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст}; u_{проб норм} \leq u_{доп расч};$ $u_{ост норм} \leq u_{доп расч}; i_{откл норм} \geq i_{сопр расч}$
Опорные изоляторы	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст};$ $F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \geq F_{расч} \text{ (для одиночных изоляторов);}$ $F_{доп} = 2 \cdot 0,5 \cdot F_{разр} \geq F_{расч} \text{ (для спаренных изоляторов)}$
Проходные изоляторы	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст}; I_{ном ап} \geq I_{расч уст};$ $k_{пер} \cdot I_{ном ап} \geq I_{раб.мах}; F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \geq F_{расч}$
Реакторы	$U_{ном ап} \geq U_{ном уст}; I_{ном ап} \geq I_{ном уст};$ $k_{пер} \cdot I_{ном ап} \geq I_{раб.мах}; i_{дин} \geq i_{уд};$ $I_{ном тер.ст/5сек} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{пр} / 5}; x_p \text{ выбирается из условия необходимого ограничения токов КЗ и допустимой потери напряжения в реакторе в нормальном режиме}$

Вид аппарата	Условия выбора и проверки
Провода неизолированные	$S = S_{\text{эк}} = I_{\text{расч}}/J_{\text{эк}}; I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч}};$ $k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.маж}}; \sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}};$ $S_{\text{мин}} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\text{пр}}} / C$
Измерительные трансформаторы тока	$U_{\text{ном ап}} \geq U_{\text{ном уст}}; I_{\text{ном ап}} \geq I_{\text{ном уст}};$ $k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{ном ап}} \geq I_{\text{раб.маж}}; k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \geq i_{\text{уд}};$ или $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}; (k_{\text{тр}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{ном тер.ст}} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\text{пр}};$ $Z_{2\text{ном}} \geq Z_2 \approx r_2$ (в необходимом классе точности)
Измерительные трансформаторы напряжения	$U_{\text{ном ап}} \geq U_{\text{ном уст}};$ $S_{\text{ном}} \geq S_2$ (в необходимом классе точности)

Примечание: источник – Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1. Электроснабжение/ Под общей редакцией А.А.Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.– 568 с.; Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 159 с.

Таблица 8.11

Выбор предохранителей для защиты установок трехфазного переменного тока напряжением 6/10 кВ

Номинальный ток, А		Номинальная мощность, кВА, защищаемой установки при напряжении, кВ		Номинальный ток, А		Номинальная мощность, кВА, защищаемой установки при напряжении, кВ	
установки	плавкой вставки предохранителя	6	10	установки	плавкой вставки предохранителя	6	10
0,5	2,0	5	10	20	40	180	320
1,0	3,0	10	20	30	50	320	560
1,9	5,0	20	30	54	75	560	750
3,0	7,5	30	50	70	100	750	1000
5,0	10	50	75	100	150	1000	1500
8,0	15	75	100	145	200	1500	2500
10,0	20	100	180	210	300	2000	—
14,5	30	135	240				

9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ [16, 17]

Задача оптимизации баланса реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия, выбора типа, мощности и места установки компенсирующих устройств должна решаться как задача поиска удовлетворительного технического решения при минимуме затрат в системе электроснабжения.

На начальной стадии проектирования определяются наибольшие суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки предприятия P_{\max} и Q_{\max} при естественном коэффициенте мощности. Наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности компенсирующих устройств, составляет:

$$Q_{\max 1} = K Q_{\max}, \quad (9.1)$$

где K – коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольших активной нагрузки энергосистемы и реактивной мощности промышленного предприятия.

Значения коэффициента несовпадения K для всех объединенных энергосистем принимаются по отраслям промышленности:

Нефтеперерабатывающая, текстильная.....	0,95
Черная и цветная металлургия, химическая, нефтедобывающая, пищевая, строительных материалов, бумажная.....	0,90
Угольная, газовая, машиностроительная и металлообрабатывающая.....	0,85
Торфоперерабатывающая, деревообрабатывающая.....	0,80
Прочие.....	0,75

Значения наибольших суммарных реактивной Q_{\max} и активной P_{\max} нагрузок сообщаются в энергосистему для определения значения экономически оптимальной реактивной (входной) мощности, которая может быть передана предприятию в режиме наибольшей и наименьшей активной нагрузки энергосистемы, соответственно $Q_{\text{э}1}$ и $Q_{\text{э}2}$. По входной реактивной мощности $Q_{\text{э}1}$ определяется суммарная мощность компенсирующих устройств предприятия, а в соответствии с заданным значением $Q_{\text{э}2}$ – регулируемая часть компенсирующих устройств.

Суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{\text{э}1}$ определяется из баланса реактивной мощности на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в период ее наибольшей активной нагрузки:

$$Q_{k1} = Q_{\max 1} - Q_{\text{э}1}. \quad (9.2)$$

Для предприятий с присоединенной суммарной мощностью трансформаторов менее 750 кВА значение Q_{k1} задается непосредственно энергосистемой и является обязательным при выполнении проекта электроснабжения предприятия [18].

9.1. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения напряжением 6/10 кВ

Баланс реактивной мощности в узле 6/10 кВ промышленного предприятия в общем случае выражается соотношением (рис. 9.1):

$$Q_{ВН} - Q_{\varepsilon 1} - Q_{СК} - Q_{ТЭЦ} - Q_{БК} - Q_{СД} = 0. \quad (9.3)$$

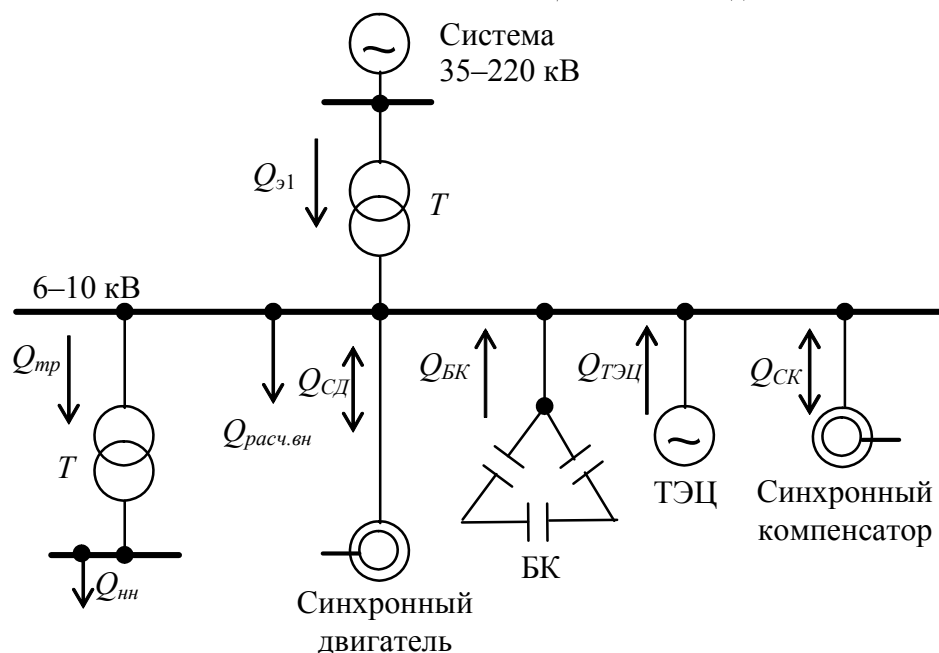


Рис. 9.1. Схема подключения источников реактивной мощности

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6/10 кВ промышленных предприятий $Q_{ВН}$ складывается из расчетной нагрузки приемников 6/10 кВ $Q_{расч. вн}$, не скомпенсированной нагрузки сети до 1000 В, питаемой через трансформаторы цехов $Q_{тр}$, и потерь реактивной мощности ΔQ в сети 6/10 кВ, особенно в трансформаторах и реакторах:

$$Q_{ВН} = Q_{расч. вн} + Q_{тр} + \Delta Q \quad (9.4)$$

Зарядная мощность линий распределительной сети в часы максимума нагрузки $\Delta Q_{зар}$ ориентировочно равна потерям в индуктивности линий ΔQ_l и в расчетах не учитывается.

Входная реактивная мощность $Q_{\varepsilon 1}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы.

Синхронные компенсаторы из-за технико-экономических показателей на промышленных предприятиях получили ограниченное распространение ($Q_{СК} = 0$).

На большинстве предприятий заводские ТЭЦ отсутствуют, а на тех, где они существуют, их основной задачей является выработка тепла. Поэтому для подавляющего большинства предприятий $Q_{ТЭЦ} = 0$ и задача компенсации реактивной мощности сводится к определению оптимальных значений реактивной мощности синхронных двигателей $Q_{СД}$ и батарей конденсаторов $Q_{БК}$ в сетях 6/10 кВ.

9.1.1. Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

В системах электроснабжения установка крупных синхронных двигателей напряжением выше 1000 В целесообразна в тех случаях, когда необходимо иметь строго постоянную частоту вращения или нужен мощный двигатель с малой частотой вращения. Если по своей мощности СД могут обеспечить регулирование напряжения или режима реактивной мощности в узле нагрузки, то они должны иметь автоматическое регулирование возбуждения. У синхронных двигателей с тиристорным возбуждением можно быстро погасить поле ротора, что облегчает использование их в схемах электроснабжения с автоматическим вводом резерва, а также для быстрой ресинхронизации, которую осуществляют по необходимости при выпадении СД из синхронизма. Наиболее распространен прямой пуск СД с невозбужденным ротором. Синхронные двигатели имеют более высокую производительность рабочего агрегата, чем асинхронные двигатели, поскольку скорость СД не зависит от нагрузки в нормальных режимах.

Обозначение синхронных двигателей:

С – синхронный;

Д – двигатель;

Н – нормальный;

З – закрытый;

Т – трехфазный;

далее указывается климатическое исполнение и категория размещения:

У – для умеренного климата;

Т – для тропического климата;

ХЛ – для холодного климата;

1 – для работы на открытом воздухе;

2 – для работы в помещениях со свободным доступом наружного воздуха;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

У всех двигателей серии СДН $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,9$. Возбуждение, управление пуском и остановом электродвигателей серии СДН-2 осуществляются от тиристорных возбудителей типа ТЕ8-380.

Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальное значение которой по условию устойчивой работы двигателя определяется формулой:

$$Q_{\text{СД min}} = \frac{\beta_{\text{СД}} \cdot P_{\text{СД ном}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}}}{\eta}, \quad (9.5)$$

где $\beta_{\text{СД}} = \frac{P_{\text{СД факт}}}{P_{\text{СД ном}}}$ – коэффициент загрузки по активной мощности; $P_{\text{СД факт}}$, $P_{\text{СД ном}}$ – фактическая и номинальная активные мощности; $\text{tg}\varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности; η – к.п.д. двигателя.

При необходимости выполнения компенсации на напряжении 6/10 кВ следует рассматривать возможность получения дополнительной реактивной мощности от синхронных двигателей, если их $\beta_{\text{СД}} < 1$. При номинальной активной мощности двигателей, равной или больше указанной в таблице 9.1, экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность синхронного двигателя, определенную по формуле:

$$Q_{\text{СД расп}} = Q_{\text{СД эк}} = \alpha_m \sqrt{P_{\text{СД ном}}^2 + Q_{\text{СД ном}}^2}, \quad (9.6)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по номинальной активной мощности (определяется по номограмме на рис. 9.2); $Q_{\text{СД расп}}$, $Q_{\text{СД эк}}$ – располагаемая и экономически целесообразная реактивная мощности.

Для синхронных двигателей номинальной активной мощностью менее указанной в таблице 9.1 их экономически целесообразная загрузка по реактивной мощности принимается равной номинальной $Q_{\text{СД эк}} = Q_{\text{СД ном}}$.

Оценка располагаемой мощности может быть выполнена и по соотношению:

$$Q_{\text{СД расп}} = Q_{\text{СД эк}} = \frac{K_{\text{пер}} P_{\text{СД ном}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}}}{\eta}, \quad (9.7)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки по реактивной мощности, который зависит от загрузки двигателя активной мощностью $\beta_{\text{СД}}$, подводимого напряжения и технических данных двигателя (определяется по таблице 9.2).

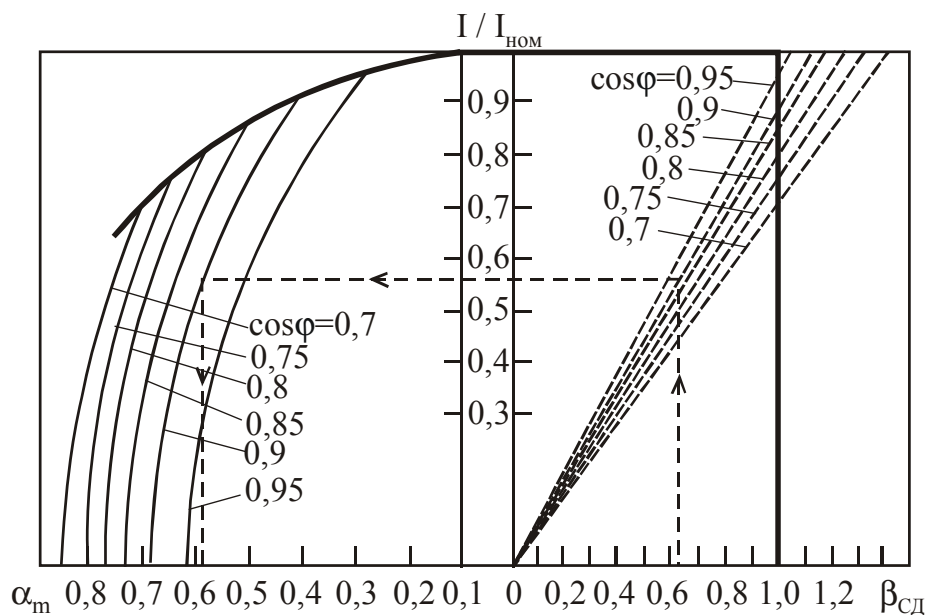


Рис. 9.2. Номограмма определения располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей при $U_{ном} = 1$ в зависимости от коэффициента загрузки СД по активной мощности

Таблица 9.1

Мощности синхронных двигателей, при которых их целесообразно использовать полностью для компенсации реактивной мощности

Объединенная энергосистема	Кол-во раб. смен	Номинальная активная мощность синхронного двигателя, кВт, при частоте вращения, об/мин							
		3000	1000	750	600	500	375	300	250
Центра, Северо-Запада, Юга	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	—	—	—	—
Северного Кавказа	1	2000	2500	3200	3200	4000	6300	6300	—
	2	2000	3200	4000	4000	4000	6300	6300	—
	3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
Сибири	1	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	2	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	3	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
Востока	1	5000	6300	8000	10000	10000	—	—	—
	2	5000	6300	8000	10000	10000	—	—	—
	3	5000	6300	8000	10000	10000	—	—	—

Таблица 9.2

Зависимость коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей $K_{пер}$ от напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности $\beta_{СД}$

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Относительное напряжение на зажимах двигателя $U_{отн}$	Коэффициент перегрузки по реактивной мощности $K_{пер}$ при коэффициенте загрузки $\beta_{СД}$		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и 10 кВ, для всех частот вращения	0,95	1,31	1,39	1,45
	1	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ 600–1000 об/мин 375–500 об/мин 187–300 об/мин 100–167 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
	1,1	0,88	0,92	0,94
	1,1	0,86	0,88	0,9
	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН, 10 кВ 1000 об/мин 250–750 об/мин	1,1	0,9	0,98	1
	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин	0,95	1,3	1,42	1,52
	1	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД и СДЗ 380 В, для всех частот вращения	0,95	1,16	1,26	1,36
	1	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Наряду с величиной располагаемой реактивной мощности синхронного двигателя его показателем также является потеря активной мощности $\Delta P_{СД}$ на генерацию реактивной $Q_{СД\ расп.}$. Потери $\Delta P_{СД}$ зависят от номинальной активной мощности СД и частоты вращения: чем ниже значение $P_{СД\ ном}$ и частота вращения, тем выше потери в двигателе на генерацию реактивной мощности. Для группы параллельно работающих однотипных СД с одинаковым режимом работы величина суммарных потерь $\Delta P_{СД}$, обусловленных генерацией Q , равна:

$$\Delta P_{СД} = \frac{D_1}{Q_{СД\ ном}} Q + \frac{D_2}{Q_{СД\ ном} \cdot N} Q^2, \quad (9.8)$$

где Q – суммарная реактивная мощность, генерируемая группой из N двигателей; D_1 , D_2 – постоянные коэффициенты, зависящие от технических параметров синхронных двигателей, их значения приведены в таблицах 9.3–9.5.

Таблица 9.3

Технические данные синхронных двигателей серии СДН напряжением
6 кВ, $\cos\varphi = 0,9$

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
<i>1000 об/мин</i>					
СДН-14-49-6	1000	511	95,37	5,09	3,99
СДН-14-59-6	1250	633	95,95	4,74	4,42
СДН-15-30-6	1600	812	95,75	6,65	6,8
СДН-15-49-6	2000	1010	96,06	8,06	7,53
СДН-15-64-6	2500	1260	96,5	8,13	7,74
СДН-15-76-6	3200	1610	96,75	10,3	8,91
СДН-16-69-6	4000	2000	96,43	14,1	11,8
СДН-16-84-6	5000	2500	96,9	13,8	11,5
СДН-16-104-6	6300	3150	97,22	14,6	13,1
<i>750 об/мин</i>					
СДН-14-46-8	800	407	94,86	4,9	4,57
СДН-14-59-8	1000	511	95,61	4,37	4,96
СДН-15-30-8	1250	637	94,84	7,73	7,29
СДН-15-49-8	1600	812	95,77	7,22	7,33
СДН-15-64-8	2000	1010	96,12	8,08	6,98
СДН-16-54-8	2500	1065	95,85	11,2	10,2
СДН-16-71-8	3200	1615	95,56	10,1	10,5
СДН-16-86-8	4000	2010	96,8	11,0	11,4
СДН-17-59-8	5000	2510	96,53	17,2	15,2
СДН-17-76-8	6300	3150	96,94	18,1	14,8
СДН-17-94-8	8000	3980	97,22	20,3	18,1
СДН-17-119-8	10 000	5000	97,4	23,5	21,0
<i>600 об/мин</i>					
СДН-14-44-10	630	325	93,98	5,6	4,06
СДН-14-56-10	800	410	94,65	5,76	4,63
СДН-15-39-10	1000	511	94,68	7,66	5,38
СДН-15-49-10	1250	637	95,16	7,54	6,56
СДН-15-64-10	1600	812	95,78	7,79	6,99
СДН-16-54-10	2000	1010	95,66	10,7	8,68
СДН-16-71-10	2500	1265	96,22	10,9	8,46
СДН-16-86-10	3200	1615	96,58	11,6	10,5
СДН-17-59-10	4000	2010	96,67	12,9	12,7
СДН-17-76-10	5000	2510	97,06	14,6	11,7
СДН-17-94-10	6300	3150	97,24	17,1	14,4
СДН-18-71-10	8000	4000	96,94	22,3	20,1
СДН-18-91-10	10 000	5000	97,26	22,7	22,1

Продолжение таблицы 9.3

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
<i>500 об/мин</i>					
СДН-14-36-12	400	209	92,66	3,88	2,97
СДН-14-44-12	500	257	93,45	5,05	3,63
СДН-15-34-12	630	327	93,82	5,16	4,72
СДН-15-39-12	800	412	94,15	6,48	5,54
СДН-15-49-12	1000	511	94,89	6,61	5,88
СДН-16-41-12	1250	637	94,78	8,44	6,09
СДН-16-51-12	1600	816	95,39	8,63	7,61
СДН-16-64-12	2000	1020	95,95	9,22	8,29
СДН-17-49-12	2500	1265	95,79	11,5	9,36
СДН-17-59-12	3200	1615	96,29	10,2	11,7
СДН-17-76-12	4000	2010	96,6	11,3	13,2
СДН-18-59-12	5000	2520	96,37	20,0	14,9
СДН-18-71-12	6300	3160	96,79	21,0	16,3
СДН-18-91-12	8000	3990	97,18	18,1	18,5
СДН-18-111-12	10 000	5000	97,43	20,6	22,5
<i>375 об/мин</i>					
СДН-15-21-16	320	170	90,12	4,76	4,1
СДН-15-26-16	400	211	91,45	5,31	4,27
СДН-15-34-16	500	262	92,75	5,52	4,23
СДН-15-41-16	630	327	93,2	6,64	4,91
СДН-16-34-16	800	415	93,85	7,07	5,25
СДН-16-41-16	1000	515	94,08	8,3	6,55
СДН-16-51-16	1250	642	94,8	8,43	7,07
СДН-17-39-16	1600	821	94,94	12,1	7,56
СДН-17-49-16	2000	1020	95,36	11,9	10,4
СДН-17-59-16	2500	1270	95,8	12,5	11,8
СДН-18-49-16	3200	1615	95,59	17,5	12,2
СДН-18-61-16	4000	2020	96,12	17,6	13,4
<i>300 об/мин</i>					
СДН-15-29-20	320	172	90,15	4,64	4,6
СДН-15-36-20	400	211	91,18	5,13	5,08
СДН-15-26-20	500	264	91,7	5,81	5,39
СДН-16-34-20	630	330	92,66	6,68	5,46
СДН-16-41-20	800	416	93,32	7,76	6,0
СДН-17-31-20	1000	519	93,22	9,6	7,7
СДН-17-39-20	1250	646	94,05	9,87	8,25
СДН-17-46-20	1600	821	94,79	10,8	9,15
СДН-18-39-20	2000	1020	95,08	13,4	9,85
СДН-18-49-20	2500	1270	95,38	15,3	10,7

Окончание таблицы 9.3

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
СДН-18-61-20	3200	1630	95,9	16,9	11,8
СДН-18-74-20	4000	2020	96,31	18,2	13,0
<i>250 об/мин</i>					
СДН-16-21-24	320	172	89,1	5,78	4,22
СДН-16-26-24	400	214	90,9	5,83	4,34
СДН-16-34-24	500	264	92,18	6,14	4,58
СДН-16-41-24	630	331	92,83	6,86	5,45
СДН-16-31-24	800	418	93,17	8,5	6,3
СДН-17-39-24	1000	520	93,37	10,0	7,19
СДН-17-46-24	1250	646	94,2	10,3	8,21
СДН-18-39-24	1600	825	93,77	14,6	10,4
СДН-18-49-24	2000	1025	94,51	16,0	10,4
СДН-18-61-24	2500	1270	95,23	15,9	11,7
СДН-19-46-24	3200	1630	95,41	16,7	15,4
СДН-19-54-24	4000	2030	95,71	20,8	16,3
<i>187 об/мин</i>					
СДН-17-19-32	320	174	89,25	5,19	4,72
СДН-17-21-32	400	216	90,2	5,97	5,38
СДН-17-26-32	500	266	91,6	6,57	5,29
СДН-17-34-32	630	334	92,34	6,27	6,91
СДН-18-26-32	800	423	92,08	11,1	7,29
СДН-18-34-32	1000	524	92,76	11,5	8,31
СДН-18-44-32	1250	650	93,76	12,1	8,4
<i>167 об/мин</i>					
СДН-17-21-36	320	175	88,68	6,65	4,18
СДН-17-26-36	400	216	90,03	7,64	4,25
СДН-17-31-36	500	268	91,3	8,07	4,7
СДН-18-24-36	630	336	91,1	9,73	7,14
СДН-18-29-36	800	423	91,68	10,5	8,30
СДН-18-36-36	1000	523	92,86	11,3	8,31
СДН-19-26-36	1250	655	93,69	11,4	9,65
<i>150 об/мин</i>					
СДН-18-14-40	320	181	86,55	6,26	6,93
СДН-18-19-40	400	220	89,6	6,22	6,12
СДН-18-24-40	500	268	91,24	6,53	5,9
<i>100 об/мин</i>					
СДН-19-31-60	800	430	90,53	12,9	10,3
СДН-19-39-60	1000	532	91,55	15,3	10,6
СДН-20-24-60	1250	660	91,55	21,0	11,9
СДН-20-31-60	1600	836	92,54	21,5	12,5
СДН-20-39-60	2000	1040	93,6	20,7	13,9
СДН-20-49-60	2500	1290	94,24	19,6	19,2

Таблица 9.4

Технические данные синхронных двигателей серии СДН напряжением
10 кВ, $\cos\varphi = 0,9$

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
<i>1000 об/мин</i>					
СДН-15-39-6	1250	645	94,45	6,77	6,98
СДН-15-49-6	1600	817	95,08	7,58	7,56
СДН-15-64-6	2000	1010	95,73	8,39	7,2
СДН-15-76-6	2500	1265	96,07	9,2	8,93
СДН-16-69-6	3200	1620	95,95	11,3	11,0
СДН-16-84-6	4000	2010	96,43	10,6	11,8
СДН-16-104-6	5000	2510	96,72	13,1	11,0
<i>750 об/мин</i>					
СДН-16-39-8	1250	640	93,86	7,2	6,48
СДН-16-44-8	1600	815	94,58	8,3	8,12
СДН-16-54-8	2000	1020	95,04	9,48	9,83
СДН-16-71-8	2500	1265	95,80	8,81	8,23
СДН-16-86-8	3200	1615	95,62	12,2	12,3
СДН-17-59-8	4000	2010	96,04	14,2	13,0
СДН-17-76-8	5000	2510	96,42	15,0	12,8
СДН-17-94-8	6300	3160	96,75	16,5	15,3
<i>600 об/мин</i>					
СДН-16-44-10	1250	637	94,01	8,6	6,05
СДН-16-54-10	1600	820	94,65	9,43	8,24
СДН-16-71-10	2000	1015	95,38	9,64	7,5
СДН-16-86-10	2500	1265	95,6	10,1	10,2
СДН-17-59-10	3200	1620	95,91	10,3	13,6
СДН-17-76-10	4000	2010	96,45	11,3	13,6
СДН-17-94-10	5000	2510	96,65	14,1	13,7
СДН-18-71-10	6300	3170	96,4	17,6	18,7
<i>500 об/мин</i>					
СДН-17-34-12	1250	642	92,86	9,08	8,53
СДН-17-41-12	1600	820	93,76	8,51	11,0
СДН-17-49-12	2000	1020	94,76	10,0	9,36
СДН-17-59-12	2500	1275	95,57	8,49	10,2
СДН-17-76-12	3200	1620	96,04	9,72	11,2
СДН-18-59-12	4000	2039	95,67	16,4	15,4
СДН-18-71-12	5000	2520	96,28	16,5	16,4
СДН-18-91-12	6300	3160	96,62	14,2	19,4
СДН-18-111-12	8000	4000	97,00	16,9	22,1

Окончание таблицы 9.4

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
<i>375 об/мин</i>					
СДН-17-41-16	1250	642	93,76	10,0	7,79
СДН-17-49-16	1600	825	94,25	10,3	10,4
СДН-17-59-16	2000	1020	94,95	10,4	12,0
СДН-18-49-16	2500	1280	94,88	13,2	13,1
СДН-18-61-16	3200	1625	95,15	14,7	14,7
СДН-18-74-16	4000	2020	95,53	18,5	13,8
<i>300 об/мин</i>					
СДН-18-31-20	1250	645	93,45	9,71	8,07
СДН-18-39-20	1600	826	93,86	10,5	11,9
СДН-18-49-20	2000	1025	94,6	13,0	12,3
СДН-18-61-20	2500	1275	95,34	12,3	13,2
СДН-18-74-20	3200	1620	95,54	14,0	15,1
<i>250 об/мин</i>					
СДН-18-39-24	1250	650	93,46	9,96	8,83
СДН-18-49-24	1600	825	94,21	11,1	9,51
СДН-18-64-24	2000	1025	94,83	12,5	8,53
СДН-19-46-24	2500	1280	94,68	13,7	13,3
СДН-19-54-24	3200	1635	95,02	18,2	14,4

Таблица 9.5

Технические данные синхронных двигателей серии СТД, 3000 об/мин,
 $\cos\varphi = 0,9$

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
<i>Напряжением 6 кВ</i>					
СТД-630-2	630	320	96,17	2,22	2,95
СТД-800-2	800	408	96,33	2,91	3,52
СТД-1000-2	1000	505	96,52	3,39	3,99
СТД-1250-2	1250	630	96,85	3,93	3,54
СТД-1600-2	1600	705	96,99	4,93	4,13
СТД-2000-2	2000	1000	96,96	5,48	5,94
СТД-2500-2	2500	1250	97,43	6,74	5,53
СТД-3200-2	3200	1600	97,61	7,87	6,94

Окончание таблицы 9.5

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
СТД-4000-2	4000	2000	97,57	8,99	10,0
СТД-5000-2	5000	2500	97,63	10,5	11,9
СТД-6300-2	6300	3150	97,83	10,3	11,6
СТД-8000-2	8000	4000	97,93	12,5	15,0
СТД-10 000-2	10 000	5000	97,95	16,8	16,3
СТД-12 500-2	12 500	6200	97,945	20,6	20,4
<i>Напряжением 10 кВ</i>					
СТД-630-2	630	320	95,53	2,27	3,11
СТД-800-2	800	408	95,58	2,79	4,06
СТД-1000-2	1000	505	95,79	3,61	4,42
СТД-1250-2	1250	630	96,15	3,84	4,43
СТД-1600-2	1600	705	96,31	4,64	5,57
СТД-2000-2	2000	1000	96,48	5,37	6,8
СТД-2500-2	2500	1250	97,00	6,17	7,13
СТД-3200-2	3200	1600	97,08	7,76	8,98
СТД-4000-2	4000	2000	97,19	9,41	11,1
СТД-5000-2	5000	2500	97,84	10,4	13,2
СТД-6300-2	6300	3150	97,49	10,6	14,8
СТД-8000-2	8000	4000	97,64	12,3	17,7
СТД-10 000-2	10 000	5000	97,8	14,2	19,2
СТД-12 500-2	12 500	6200	97,79	20,0	23,7

В технико-экономических расчетах величина потерь ΔP_{CD} рассматривается как составляющая затрат на выработку реактивной мощности (см. табл. 9.16).

9.1.2. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В

Для каждой цеховой подстанции рассчитывается некомпенсированная реактивная нагрузка на стороне 6/10 кВ каждого трансформатора:

$$Q_{тр. неск} = Q_{тр. max} - Q_{БК < 1 кВ} + \Delta Q_{тр}, \quad (9.9)$$

где $Q_{тр. max}$ – наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{БК < 1 кВ}$ – фактически принятая мощность конденсаторов до 1000 В; $\Delta Q_{тр}$ – суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учетом компенсации (табл. 9.6).

Таблица 9.6

Реактивные потери в трансформаторе, кВАр, при коэффициенте загрузки $\beta_{тр}$

Номинальная мощность трансформатора, кВА	$\beta_{тр}$					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
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

Для каждого распределительного пункта (или подстанции) определяется его нескомпенсированная реактивная нагрузка $Q_{p, n}$ как сумма реактивных мощностей питающихся от него цеховых подстанций и других потребителей.

Суммарная расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов 6/10 кВ для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{БК} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_{p, ni} - Q_{СД\ расч} - Q_{э1}, \quad (9.10)$$

где $Q_{p, ni}$ – расчетная реактивная нагрузка на шинах 6/10 кВ i -го распределительного пункта; $Q_{СД\ расч}$ – располагаемая мощность синхронных двигателей; n – количество распределительных пунктов или подстанций на предприятии; $Q_{э1}$ – входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 6/10 кВ.

Установку батарей 6/10 кВ рекомендуется предусматривать на тех распределительных пунктах, где реактивная нагрузка имеет индуктивный характер и имеется техническая возможность присоединения. Суммарная реактивная мощность БК распределяется между отдельными секциями подстанции пропорционально их нескомпенсированной реактивной нагрузке на шинах 6/10 кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (табл. 9.7–9.9). К каждой секции распределительной подстанции рекомендуется подключать конденсаторы одинаковой мощности, но не менее 1000 кВАр. При меньшей мощности батареи ее целесообразно устанавливать на питающей цеховой подстанции.

Таблица 9.7

Регулируемые конденсаторные установки 6/10 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВАр	Номинальное напряжение, кВ	Количество ступеней	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				основание		высота	
				длина	ширина		
УКЛ56-6,3-450У3	450	6,3	1	2210	820	1600	570
УКЛ56-6,3-900У3	900	6,3	2	3010	820	1600	825
УКЛ56-6,3-1350У3	1350	6,3	3	3810	820	1600	1080
УКЛ56-6,3-1800У3	1800	6,3	4	4610	820	1600	1335
УКЛ56-6,3-2250У3	2250	6,3	5	5410	820	1600	1590
УКЛ56-6,3-2700У3	2700	6,3	6	6210	820	1600	1845
УКЛ56-6,3-3150У3	3150	6,3	7	7010	820	1600	2100
УКЛ56-10,5-450У3	450	10,5	1	2210	820	1600	570
УКЛ56-10,5-900У3	900	10,5	2	3010	820	1600	825
УКЛ56-10,5-1350У3	1350	10,5	3	3810	820	1600	1080
УКЛ56-10,5-1800У3	1800	10,5	4	4610	820	1600	1335
УКЛ56-10,5-2250У3	2250	10,5	5	5410	820	1600	1590
УКЛ56-10,5-2700У3	2700	10,5	6	6210	820	1600	1845
УКЛ56-10,5-3150У3	3150	10,5	7	7010	820	1600	2100
БКФЭ-12,6-800У1	800	12,6	16	1670	1490	1070	640
БКФЭ-12,6-1000У1	1000	12,6	20	1950	1490	1070	750
БКШЭ-12,6-2200У1	2200	12,6	22	1800	1490	1350	1530

Таблица 9.8

Нерегулируемые (УК) и регулируемые по напряжению (Н) и реактивной мощности (М) конденсаторные установки 6/10 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Шкала номинальных мощностей, кВАр
УК-6-Q У3	6,3	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УКН(М)-6-Q У3	6,3	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-6-Q У1	6,3	450, 675, 900, 1125
УКС-6-Q У1	6,3	90, 180
УКН(М)-6-Q У1	6,3	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-10-Q У3	10,5	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УКН(М)-10-Q У3	10,5	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-10-Q У1	10,5	450, 675, 900, 1125
УКС-10-Q У1	10,5	90, 180
УКН(М)-10-Q У1	10,5	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800

Примечания: 1. Q – мощность по шкале.
2. С – мачтовая установка.

Таблица 9.9

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности, $U = 1-10$ кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, кВАр	Номинальная емкость, мкФ	Высота конденсатора, мм	Масса, кг
КЭП-6,3-200-2У1	6,3	200	16,0	821	48
КЭП-6,3-225-2У1	6,3	225	18,0	821	48
КЭП-10,5-200-2У1	10,5	200	5,7	861	48
КЭП-10,5-225-2У1	10,5	225	6,4	861	48
КЭКФ-4-200-2УХЛ1	4,0	200	39,8	827	50
КЭКФ-4,4-200-2УХЛ1	4,4	200	32,9	827	50
КЭКШ-6,3-200-1У1	6,3	200	16,0	861	50
КЭКФ-6,3-200-2УХЛ1	6,3	200	16,0	861	50
КЭКФ-6,6-200-2УХЛ1	6,6	200	14,6	861	50
КЭКШ-7,3-200-1У1	7,3	200	12,0	861	50
КЭКФ-7,3-200-2УХЛ1	7,3	200	12,0	861	50
КСКФ-4,4-150-2У1	4,4	150	24,7	787	52
КСКФ-6,6-150-2У1	6,6	150	11,0	821	52
КСКФ-7,3-150-2У1	7,3	150	9,0	821	52
КЭ1-1,05-37,5-1У3	1,05	37,5	108,3	418	26
КЭ1-1,05-37,5-2У3	1,05	37,5	108,3	418	26
КЭ2-1,05-75-1У3	1,05	75	217,0	739	52
КЭ2-1,05-75-2У3	1,05	75	217,0	739	52
КЭ1-3,15-37,5-2У3	3,15	37,5	12,0	441	25
КЭ1-6,3-37,5-2У3	6,3	37,5	3,0	471	25
КЭ1-10,5-37,5-2У3	10,5	37,5	1,08	526	25
КЭ2-3,15-75-2У3	3,15	75	24,0	756	48
КЭ2-6,3-75-2У3	6,3	75	6,0	786	48
КЭ2-10,5-75-2У3	10,5	75	2,16	841	48

9.2. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения напряжением до 1000 В

На промышленных предприятиях к электрическим сетям напряжением до 1000 В подключается большая часть электроприемников, потребляющих реактивную мощность. Коэффициент мощности нагрузки обычно не превышает 0,7–0,8, а сами сети электрически удалены от источников питания. Поэтому передача реактивной мощности в сеть до 1000 В приводит к повышенным затратам на увеличение сечений проводников и повышение мощности

трансформаторов, потерям активной и реактивной мощности. Эти затраты можно уменьшить, обеспечив компенсацию реактивной мощности непосредственно в сети до 1000 В.

Источниками реактивной мощности в сетях до 1000 В могут быть синхронные двигатели напряжением 380–660 В (табл. 9.10), конденсаторные установки (табл. 9.11, 9.12) и конденсаторы для повышения коэффициента мощности напряжением до 1000 В (табл. 9.13). Нескомпенсированная часть реактивной нагрузки покрывается перетоком реактивной мощности с шин 6/10 кВ.

Таблица 9.10

Технические данные синхронных двигателей серии СД и СДЗ
напряжением 380 В, $\cos\varphi = 0,9$

Тип двигателя	Номинальная мощность		К.п.д., %	Коэффициент, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВАр		D_1	D_2
12-24-6	250	130	93,0	1,74	2,18
12-29-6	320	166	93,5	2,04	2,54
12-36-6	400	206	94,0	2,20	2,88
12-46-6	500	256	94,5	2,45	3,21
12-24-8	200	105	92,5	0,98	1,95
12-29-8	250	131	93,2	1,55	2,28
12-36-8	320	166	93,7	1,88	2,51
12-46-8	400	206	94,2	2,10	2,72
12-24-10	160	84	92,2	1,33	1,53
12-29-10	200	105	92,3	1,47	2,00
12-36-10	250	130	93,0	1,72	2,18
12-46-10	320	166	93,6	2,08	2,42
12-24-12	125	67	90,2	1,23	1,88
12-29-12	160	85	91,0	1,46	2,25
12-36-12	200	105	92,0	2,35	2,39
12-46-12	250	131	92,5	2,01	2,67
13-20-16	125	68	88,5	1,63	2,33
13-25-16	160	87	89,5	1,88	2,57
13-34-16	200	107	90,5	1,98	2,93

Таблица 9.11

Регулируемые конденсаторные установки, $U \leq 1000$ В

Тип	Номинальная мощность, кВАр	Номинальное напряжение, кВ	Количество ступеней	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				Основание		высота	
				длина	ширина		
УКМ58-0,4-100-33 ^{1/3} У3	100	0,4	3	530	440	1675	175
УКМ58-0,4-200-33 ^{1/3} У3	200	0,4	6	720	440	1675	285
УКМ58-0,4-268-67У3	268	0,4	4	730	440	1910	335
УКМ58-0,4-402-67У3	402	0,4	6	1120	440	1910	505
УКМ58-0,4-536-67У3	536	0,4	8	1430	440	1910	635
УК1-0,4-37,5У3	37,5	0,4	1	415	150	360	14,52
УК2-0,4-37,5У3	37,5	0,4	2	415	150	360	14,52
УКМ-0,4-112,5-37,5У3	112,5	0,4	3	540	410	1860	130
УКМ-0,4-225-37,5У3	225	0,4	6	740	410	1860	180
УКМ-0,4-337,5-37,5У3	337,5	0,4	9	1070	410	1860	270
УК1-0,4-33 ^{1/3} У3	33 ^{1/3}	0,4	1	430	130	450	28
УК2-0,4-66 ^{2/3} У3	66 ^{2/3}	0,4	2	430	325	500	59
УК3-0,4-100У3	100	0,4	3	430	530	500	87
УК4-0,4-133 ^{1/3} У3	133 ^{1/3}	0,4	4	430	735	500	115
БКЭ-1,05-252У1	252	1,05	4	900	530	575	143
УК-0,38-110Н	110	0,38	1×110				
УК-0,38-220Н	220	0,38	2×110				
УК-0,38-320Н	320	0,38	3×110				
УК-0,38-430Н	430	0,38	4×110				
УК-0,38-540Н	540	0,38	5×110				
УК-0,38-150Н	150	0,38	1×110				
УК-0,38-300Н	300	0,38	2×110				
УК-0,38-450Н	450	0,38	3×110				
УК-0,38-600Н	600	0,38	4×110				
УК-0,38-750Н	750	0,38	5×110				

Таблица 9.12

Нерегулируемые (УК) и регулируемые по напряжению (Н), реактивной мощности (М), полному току (Т) и времени (В) конденсаторные установки напряжением 380 В (Q – мощность по шкале)

Тип	Шкала номинальных мощностей, кВАр	Число регулируемых секций
УК-0,38-Q У3	75; 150; 225; 450	—
ККТ(Н)-0,38-Q У3	25; 50	1
УКН(Т, В)-0,38-Q У3	75; 150; 225; 450	1
УКН(М)-0,38-Q-50 У3	150; 300	3; 6
УКН(М)-0,38-Q-150 У3	450; 600; 750; 900	3; 4; 5; 6
УК-0,38-Q-У1	75; 150; 225; 450	—
ККТ(Н)-0,38-Q У1	25; 50	1
УКН(Т, В)-0,38-Q У1	75; 150; 225; 450	1

Таблица 9.13

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности, $U \leq 1000$ В

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, кВАр	Номинальная емкость, мкФ	Высота конденсатора, мм	Масса, кг, не более
КЭ1-0,38-25-2У3	0,38	25	551,0	410	26
КЭ1-0,38-25-3У3	0,38	25	551,0	410	26
КЭ2-0,38-40-2У3	0,38	40	882,0	480	53
КЭ2-0,38-40-3У3	0,38	40	882,0	480	53
КЭ2-0,38-50-2У3	0,38	50	1102,0	480	53
КЭ2-0,38-50-3У3	0,38	50	1102,0	480	53
КЭК1-0,4-33 ^{1/3} -2У3	0,4	33 ^{1/3}	663,0	410	25
КЭК1-0,4-33 ^{1/3} -3У3	0,4	33 ^{1/3}	663,0	404	25
КЭК2-0,4-67-2У3	0,4	67	1334,0	725	50
КЭК2-0,4-67-3У3	0,4	67	1334,0	725	50
КЭ1-0,66-25-2У3	0,66	25	183,0	418	26
КЭ1-0,66-25-3У3	0,66	25	183,0	418	26
КЭ2-0,66-50-2У3	0,66	50	366,0	480	53
КЭ2-0,66-50-3У3	0,66	50	366,0	480	53
КСК1-0,4-33 ^{1/3} -3Т3	0,4	33 ^{1/3}	522,8	404	30
КСК1-0,415-33 ^{1/3} -3Т3	0,415	33 ^{1/3}	616,3; 513,6	404	30
КСК1-0,44-33 ^{1/3} -3Т3	0,44	33 ^{1/3}	456,9	404	30
КСК2-0,4-67-3У3	0,4	67	1111; 1334	725	60
КСК2-0,415-67-3Т3	0,415	67	1239; 1032	725	60
КСК2-0,44-67-3Т3	0,44	67	919	725	60
КМПС-0,4-12,5-3У3	0,4	12,5	82,9×3	271	3,9
КЭ1-1,05-37,5-1У3	1,05	37,5	108,3	418	26
КЭ1-1,05-37,5-2У3	1,05	37,5	108,3	418	26
КЭ2-1,05-75-1У3	1,05	75,0	217,0	739	52
КЭ2-1,05-75-2У3	1,05	75,0	217,0	739	52

9.2.1. Определение мощности батарей конденсаторов

Суммарная расчетная мощность низковольтных БК определяется по минимуму приведенных затрат двумя последовательными расчетными этапами.

1. Выбор экономически оптимального числа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.

2. Определение дополнительной мощности батарей с целью оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети 6/10 кВ предприятия, питающей эти трансформаторы.

Суммарная расчетная мощность батарей ниже 1000 В равна:

$$Q_{БК, Н} = Q_{БК, Н1} + Q_{БК, Н2}, \quad (9.11)$$

где $Q_{БК, Н1}$ и $Q_{БК, Н2}$ – суммарные мощности батарей, определенные на указанных этапах расчета.

Расчетная мощность батарей распределяется между 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, определяется по формуле:

$$N_{тр \min} = \frac{P_{cp}}{\beta_{тр} S_{ном тр}} + \Delta N, \quad (9.12)$$

где P_{cp} – средняя суммарная расчетная активная нагрузка данной группы трансформаторов за наиболее загруженную смену; $\beta_{тр}$ – коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{ном тр}$ – принятая номинальная мощность одного трансформатора; ΔN – добавка до ближайшего большего целого числа.

При выборе числа и мощности КТП для питания сети ниже 1000 В цехов следует учитывать, что при повышении мощности комплектных трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ выше 1000 кВА резко растет их стоимость:

- при имеющихся соотношениях между капвложениями в трансформаторы цеховых подстанций и аппаратуру для их подключения, потерями холостого хода, нагрузочными потерями и стоимостями электроэнергии по действующим тарифам $S_{ном тр}$ цеховой подстанции не должна превышать 1000 кВА по технико-экономическим соображениям. Применение трансформаторов 1600 и 2500 кВА возможно только по техническим требованиям, если это не приводит к значительному увеличению капвложений в сетевые узлы;

- из оценки оптимального коэффициента загрузки трансформаторов подстанции следует, что в большинстве случаев он может превышать допустимый по нагреву предел, равный единице.

Выбор оптимального числа трансформаторов цеховых подстанций. Экономически оптимальное число трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$N_{mp \text{ эк}} = N_{mp \text{ min}} + m, \quad (9.13)$$

где m – дополнительное число трансформаторов, а определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат:

$$z^* = \frac{\beta_{mp} (z_{БК, Н} - z_{БК, В})}{z_{nc}} = \beta_{mp} z_{nc}^*, \quad (9.14)$$

где $z_{БК, Н}$, $z_{БК, В}$, z_{nc} – соответственно усредненные приведенные затраты на конденсаторы до и выше 1000 В и подстанцию; $z_{nc}^* = \frac{z_{БК, Н} - z_{БК, В}}{z_{nc}}$.

При известных удельных затратах, формирующих значение z_{nc}^* , оптимальное количество трансформаторов рекомендуется определять по кривым рис. 9.3.

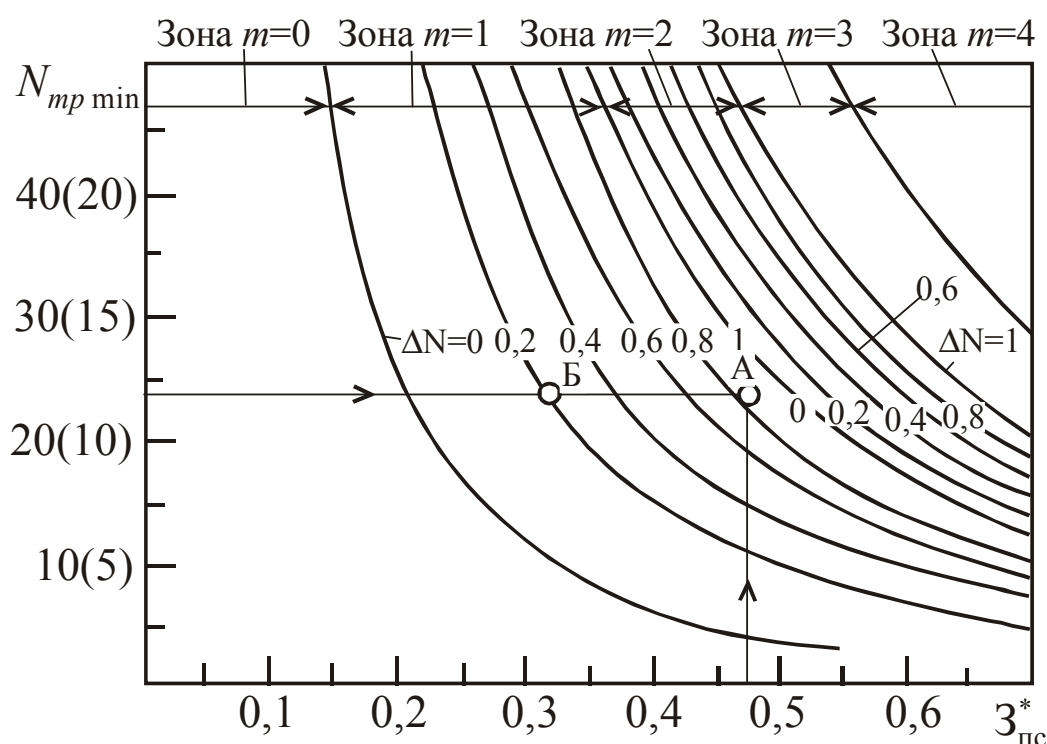


Рис. 9.3. Кривые определения дополнительного числа трансформаторов по фактическим z_{nc}^* при $\beta_{mp} = 0,7 \div 0,8$ (значения $N_{mp \text{ min}}$ в скобках для $\beta_{mp} = 0,9 \div 1,0$)

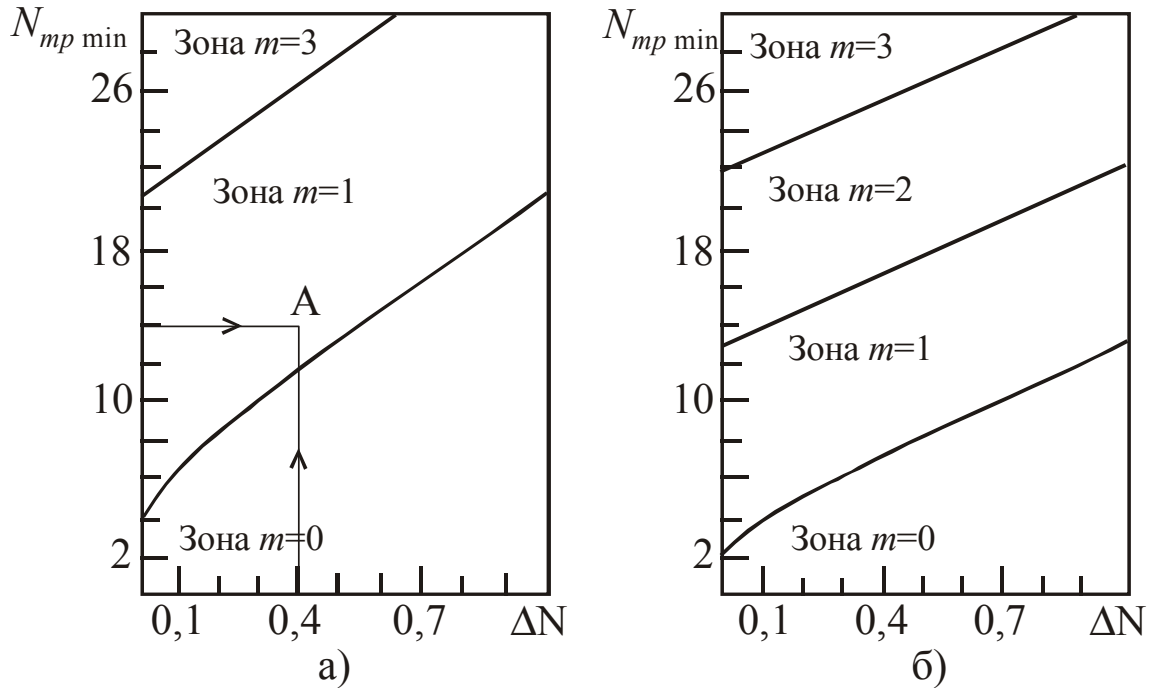


Рис. 9.4. Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов:
 а – $\beta_{tr} = 0,7 \div 0,8$; б – $\beta_{tr} = 0,9 \div 1,0$

Если расчетная точка $A(N_{tr \min}, Z_{nc}^*)$, лежащая в зоне m графика, оказалась правее границы точки $B(N_{tr \min}, \Delta N)$ этой же зоны, отвечающей ранее принятой величине ΔN , то к $N_{tr \min}$ прибавляется число m , в противном случае – число $(m - 1)$.

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается принимать $Z_{nc}^* = 0,5$ и $N_{tr \text{эк}}$ определять в зависимости от m ($N_{tr \min}, \Delta N$) по рис. 9.4.

При трех трансформаторах и менее их мощность выбирают исходя из наибольшей расчетной активной нагрузки ниже 1000 В за наиболее загруженную смену $P_{\max tr}$ по условию:

$$S_{\text{ном } tr} \geq \frac{P_{\max tr}}{\beta_{tr} N}. \quad (9.15)$$

По выбранному количеству трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В:

$$Q_{tr} = \sqrt{(N_{tr \text{эк}} \beta_{tr} S_{\text{ном } tr})^2 - P_{\max tr}^2}. \quad (9.16)$$

Суммарная мощность батарей ниже 1000 В для данной группы трансформаторов составит:

$$Q_{БК, Н1} = Q_{\max tr} - Q_{tr}, \quad (9.17)$$

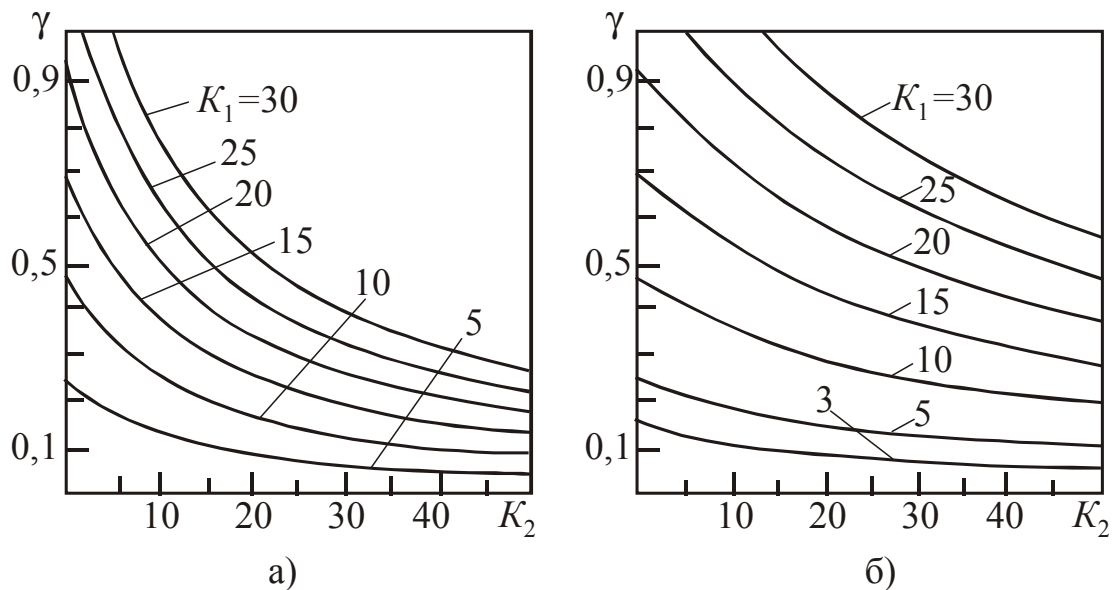


Рис. 9.5. Кривые определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов:
а) $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; б) $U_{\text{ном}} = 10$ кВ

где $Q_{\text{max тр}}$ – суммарная расчетная реактивная нагрузка ниже 1000 В за наиболее нагруженную смену.

Если окажется, что $Q_{\text{БК, Н1}} < 0$, то по первому этапу расчета установка низковольтных БК не требуется и мощность $Q_{\text{БК, Н1}}$ принимается равной нулю.

Определение мощности батарей конденсаторов с целью оптимального снижения потерь. Дополнительная суммарная мощность БК до 1000 В для данной группы трансформаторов $Q_{\text{БК, Н2}}$ определяется по формуле:

$$Q_{\text{БК, Н2}} = Q_{\text{max тр}} - Q_{\text{БК, Н1}} - \gamma N_{\text{тр эк}} S_{\text{ном тр}}, \quad (9.18)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от показателей K_1 , K_2 и схемы питания цеховой подстанции: для радиальной схемы по рис. 9.5; для магистральной схемы с двумя трансформаторами по рис. 9.6; для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами $\gamma = K_1 / 30$; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от распределительного пункта 6/10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности, $\gamma = K_1 / 60$.

Значение K_1 зависит от удельных приведенных затрат на батареи напряжением до и выше 1000 В и стоимости потерь:

$$K_1 = \frac{(z_{\text{н,к}} - z_{\text{в,к}})}{C_0} 10^3, \quad (9.19)$$

где C_0 – расчетная стоимость потерь по таблице 9.14 (только для расчета компенсации реактивной мощности).

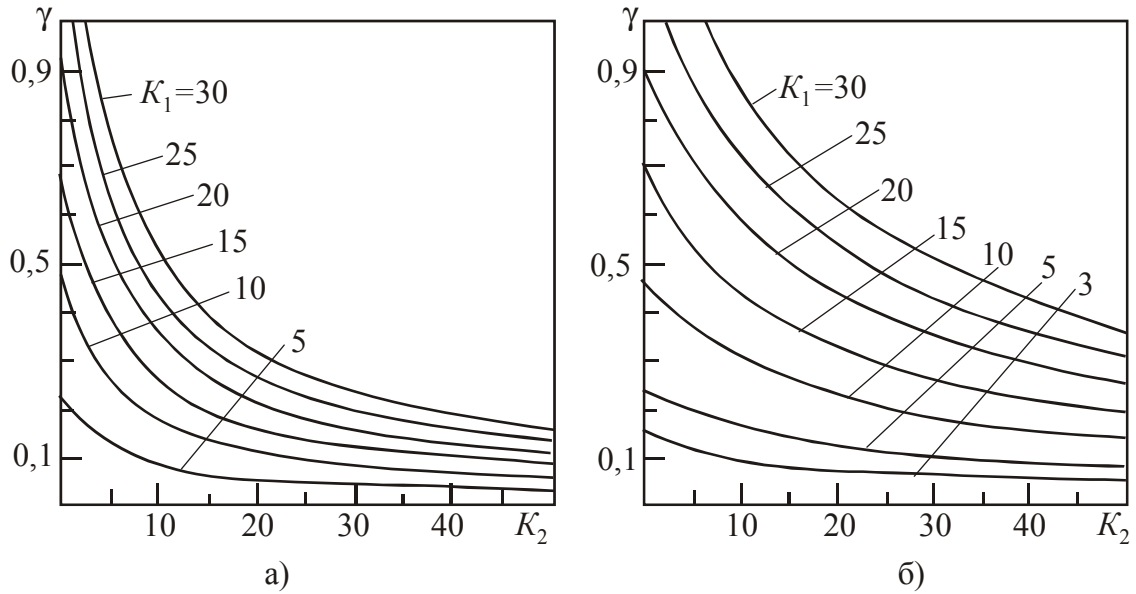


Рис. 9.6. Кривые определения коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформатора:
 а) $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; б) $U_{\text{ном}} = 10$ кВ

Таблица 9.14

Показатели стоимости потерь и значения K_1 для различных районов

Объединенная энергосистема	Количество рабочих смен	Расчетная стоимость потерь C_0 , у.е./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	1	89	14
	2	95	13
	3	103	12
Сибири	1	85	15
	2	85	15
	3	85	15
Востока	1	136	9
	2	136	9
	3	136	9

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов K_1 рекомендуется принимать по таблице 9.14.

Значение K_2 определяется по формуле:

$$K_2 = \frac{l S_{ном тр}}{F}, \quad (9.20)$$

где F – сечение линии; l – длина линии (при магистральной схеме с двумя трансформаторами – длина участка до первого трансформатора).

При отсутствии соответствующих данных допускается значение K_2 принимать по таблице 9.15.

Таблица 9.15

Значение K_2 в зависимости от l и $S_{ном тр}$

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Коэффициент K_2 , при длине питающей линии, l , км				
	до 0,5	от 0,5 до 1,0	от 1,0 до 1,5	от 1,5 до 2,0	свыше 2,0
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

Если окажется, что $Q_{БК, Н2} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{БК, Н2}$ принимается равной нулю.

9.2.2. Распределение мощности батарей конденсаторов в цеховой сети

Для каждой цеховой подстанции рассматривается возможность распределения найденной мощности конденсаторов до 1000 В в ее сети. Критерий целесообразности такого распределения – дополнительное снижение приведенных затрат с учетом технических возможностей подключения отдельных батарей. Тип, мощность и другие технические параметры БК принимаются в соответствии с данными завода-изготовителя. Полученная величина мощности батарей округляется до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (табл. 9.11–9.13).

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, конденсаторную установку любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой подстанции.

При питании от одного трансформатора двух или более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной батарее до 1000 В. Общая расчетная мощность батарей распределяется между шинопроводами пропорционально их суммарной реактивной нагрузке.

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности конденсаторных установок суммарной мощности $Q_{БК, Н} = Q_{БК, Н1} + Q_{БК, Н2}$. Если основные реактивные нагрузки присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну батарею до 1000 В. Точка ее подключения определяется условием:

$$Q_h \geq \frac{Q_{БК, Н}}{2} \geq Q_{h+1}, \quad (9.21)$$

где Q_h, Q_{h+1} – реактивные нагрузки шинопровода перед узлом h и после него.

При присоединении к шинопроводу двух низковольтных БК точки их подключения находят из следующих условий:

- точка подключения дальней батареи:

$$Q_f \geq \frac{Q_{БК2}}{2} \geq Q_{f+1}; \quad (9.22)$$

- точка подключения ближайшей к трансформатору батареи:

$$Q_h - Q_{БК2} \geq \frac{Q_{БК1}}{2} \geq Q_{h+1} - Q_{БК2}. \quad (9.23)$$

9.3. Техничко-экономические расчеты при проведении мероприятий по компенсации реактивной мощности

Критерием экономичности при проведении мероприятий по компенсации реактивной мощности является минимум приведенных затрат.

Величина приведенных затрат при единовременных капитальных вложениях и постоянных ежегодных издержках определяется суммой:

$$Z = E_n K + I, \quad (9.24)$$

где K – капитальные вложения в сооружение объекта, руб; E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год; I – ежегодные издержки на эксплуатацию объекта, руб/год.

Ежегодные издержки I состоят из отчислений на амортизацию, расходов на обслуживание и текущий ремонт, а также затрат на оплату потерь электроэнергии.

Отчисления на амортизацию и расходы на обслуживание и текущий ремонт могут быть выражены в виде долей от капитальных вложений. Тогда общие ежегодные отчисления от капитальных вложений E могут быть представлены суммой:

$$E = E_n + E_a + E_o, \quad (9.25)$$

где E_a – нормированный коэффициент отчислений на амортизацию; E_o – коэффициент отчислений на обслуживание и текущий ремонт.

С учетом этого выражение приведенных затрат приобретает вид:

$$Z = EK + C, \quad (9.26)$$

где C – затраты на покрытие потерь электроэнергии и активной мощности в элементах электрической сети и источниках реактивной мощности, руб/год.

В тех случаях, когда величины отчислений от капитальных вложений в отдельные элементы сооружаемого объекта различны, приведенные затраты:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C, \quad (9.27)$$

где n – число элементов, имеющих различную величину отчислений от капитальных вложений.

При сооружении объектов по этапам величина затрат из года в год будет меняться до тех пор, пока объект не будет полностью введен в эксплуатацию. Для таких объектов затраты на весь период сооружения приводятся либо к году окончания строительства, либо к году начала его. При приведении затрат к начальному году строительства приведенные затраты за весь период сооружения (T лет) составляет:

$$Z = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^n E_i K_i + C \right) B^t, \quad (9.28)$$

где t – промежуток времени в годах от начала строительства, B – коэффициент приведения разновременных затрат.

При определении величины приведенных затрат на компенсацию учитывают:

- затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования (коммутационных аппаратов, регулирующих устройств и т.п.)
- снижение стоимости оборудования трансформаторных подстанций и стоимости сооружения питающей и распределительной сетей, вызванное уменьшением токовых нагрузок;
- снижение потерь электроэнергии в питающей и распределительной сетях;

- снижение установленной мощности электростанций, вызываемое уменьшением потерь активной мощности.

В тех случаях, когда возможно оценить экономический эффект от улучшения режима напряжения в сетях после проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности, он также должен быть учтен в выражении приведенных затрат.

Затраты на компенсацию реактивной мощности (установку компенсирующих устройств) в общем случае определяются по формуле:

$$Z = Z_0 + Z_1 Q_k + Z_2 Q_k^2, \quad (9.29)$$

где Q_k – реактивная мощность компенсирующей установки, МВАр; Z_0 – постоянная составляющая затрат, не зависящая от реактивной мощности установки, руб/год; Z_1 – удельные затраты на 1 МВАр реактивной мощности установки, руб/(МВАр·год); Z_2 – удельные затраты на 1 МВАр² реактивной мощности установки, руб/(МВАр²·год).

Расчетные выражения для определения Z_0 , Z_1 и Z_2 для различных источников реактивной мощности приведены в таблице 9.16. В этих выражениях: K_p – стоимость регулятора возбуждения синхронного двигателя или регулятора мощности батареи конденсаторов, руб; E_p – величина суммарных отчислений от K_p ; C_0 – стоимость потерь, руб/кВт (табл. 9.14, методика определения C_0 приведена в "Указаниях по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях"); D_1 , D_2 – постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя (генератора), кВт (значения D_1 и D_2 для двигателей различных типов, мощностей и частот вращения приведены в таблицах 9.3–9.5, 9.10); $Q_{ном}$ – номинальная реактивная мощность одного СД, СК или СГ, МВАр; N – количество однотипных двигателей (генераторов) $Q_{гр}$ – реактивная мощность, генерируемая группой однотипных двигателей, генераторов или синхронных компенсаторов для всех потребителей, кроме рассматриваемого, МВАр; K_0 – стоимость вводного устройства для присоединения к сети БК, руб; K_y – удельная стоимость БК, руб/МВАр (табл. 9.17, 9.18); $K_{с.к}$ – полная стоимость установки синхронного компенсатора, руб; E – величина суммарных отчислений от K_0 , K_y и $K_{с.к}$; $\dot{U}_{б.к}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети, равное 1 для БК напряжением до 1000 В и 1,05 для БК напряжением 6–10 кВ; \dot{U} – относительная величина напряжения сети в пункте присоединения БК; $p_{б.к}$ – удельные потери активной мощности в конденсаторах, кВт/МВАр (табл. 9.17, 9.18); ΔP_0 – номинальные потери холостого хода синхронного компенсатора, кВт;

ΔP_m – номинальные потери короткого замыкания синхронного компенсатора, кВт; C_{00} – стоимость потерь холостого хода СК, руб/кВт, определяемая аналогично C_0 , но для числа часов потерь, равного числу часов работы СК в году; C_{0m} – стоимость потерь короткого замыкания СК, руб/кВт, определяемая аналогично C_0 .

Таблица 9.16

Расчетные выражения для определения затрат по соотношению (9.29)

Источник реактивной мощности	Z_0	Z_1	Z_2
Воздушные и кабельные линии	0	0	0
Синхронные двигатели (СД)	$E_p N K_p$ (для практических расчетов можно принимать равным нулю)	$C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2D_2 Q_{np}}{Q_{ном}^2 N} \right)$	$C_0 \frac{D^2}{Q_{ном}^2 N}$
Генераторы электростанций (СГ)	0	$C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2D_2 Q_{np}}{Q_{ном}^2 N} \right)$	$C_0 \frac{D_2}{Q_{ном}^2 N}$
Батареи конденсаторов поперечного включения (БК)	$E K_0 + E_p K_p$	$E K_y \left(\frac{\overset{\circ}{U}_{б.к}}{\overset{\circ}{U}} \right)^2 + C_0 p_{б.к}$	0
Синхронные компенсаторы (СК)	0	$\frac{E K_{с.к}}{Q_{ном}} + C_{00} \frac{\Delta P_0}{Q_{ном}} + 2C_{0m} \frac{\Delta P_m Q_{np}}{Q_{ном}^2}$	$C_{0m} = \frac{\Delta P_m}{Q_{ном}^2}$

Затраты на передачу по сети реактивной мощности Q также определяются по формуле, аналогичной (9.29), в которой:

$$\left. \begin{aligned} Z_0 = Z_{0n} = Z_E; \\ Z_1 = Z_{1n} = 2C_0 aM; \\ Z_2 = Z_{2n} = C_0 aR. \end{aligned} \right\} \quad (9.30)$$

Входящая в выражение (9.30) величина Z_E представляет собой сумму затрат на реконструкцию сети, обусловленную передачей по ней

Таблица 9.17

Технические данные некоторых типов комплектных конденсаторов установок

Тип установки	Мощность, кВАр	Количество ступеней	Удельные потери, кВт/кВАр	Удельная стоимость, у.е./кВАр	Приведенные затраты, у.е./кВАр, в год	Габариты (длина×ширина×высота), мм
<i>Для осветительных сетей 380 В</i>						
УК2-0,38-50У3	50	2	0,0045	6,7	1,48	375×430×650
УК3-0,38-75У3	75	3	0,0045	5,8	1,28	580×430×650
УК2-0,38-100У3	100	2	0,0045	5,6	1,23	375×430×965
<i>Для силовых сетей 380 В</i>						
УКБН-0,38-100-50У3	100	2	0,0045	10,5	2,31	800×440×895
УКБТ-0,38-150У3	150	1	0,0045	8	1,76	630×520×1400
УКТ-0,38-150У3	150	1	0,0045	7,5	1,65	700×560×1660
УКБ-0,38-150У3	150	—	0,0045	6,2	1,36	580×460×1200
УКБН-0,38-200-50У3	200	4	0,0045	9,3	2,05	800×440×1685
<i>Для силовых сетей 6 и 10 кВ</i>						
УКМ-6,3-400-У1	400	1	0,0030	4,9	1,08	2140×860×2060
УК-6,3-450-ЛУ3	450	1	0,0030	4,1	0,90	2140×880×1800
УК-6,3-900-ЛУ3	900	1	0,0030	3,7	0,81	3540×880×1800
УК-6,3-1125-ЛУ3	1125	1	0,0030	3,7	0,81	4240×880×1800

Примечание: для сетей 10 кВ в типе установки 6,3 заменяется на 10,5.

Таблица 9.18

Технико-экономические характеристики конденсаторных установок типа ККУ

Тип; мощность ККУ, кВАр	Удельные по- тери, кВт/кВАр	Масса обо- рудования, т	Объем, м ³	Стоимость, тыс.у.е.			
				оборудова- ния	монтажа и материалов	строитель- ной части	полная
<i>Конденсаторные установки напряжением 0,38 кВ внутренней установки</i>							
ККУ-0,38-1; 80	0,0045	0,38	25	0,77	0,02	0,28	1,08
ККУ-0,38-3; 160	0,0045	0,925	30	1,53	0,05	0,34	1,92
ККУ-0,38-3; 160 с БРВ-1	0,0045	1,23	30	1,68	0,06	0,34	2,08
ККУ-0,38-5; 280	0,0045	1,3	50	2,33	0,07	0,56	2,96
ККУ-0,38-5; 280 с БРВ-1	0,0045	1,6	50	2,48	0,09	0,56	3,13
<i>Конденсаторные установки напряжением 6–10 кВ внутренней установки</i>							
КУ-6-1; 330	0,0030	1,31	40	1,6	0,11	0,45	2,16
КУ-6-1; 330 с БРВ-2	0,0030	1,34	40	1,74	0,12	0,45	2,31
КУ-6-2; 500	0,0030	1,71	40	2,35	0,15	0,56	3,06
КУ-6-2; 500 с БРВ-2	0,0030	1,74	40	2,50	0,17	0,56	3,23
КУ-10-1; 330	0,0030	1,31	40	1,62	0,11	0,45	2,18
КУ-10-1; 330 с БРВ-2	0,0030	1,34	40	1,76	0,12	0,45	2,33
КУ-10-2; 500	0,0030	1,71	50	2,36	0,15	0,56	3,07
КУ-10-2; 500 с БРВ-2	0,0030	1,74	50	2,50	0,17	0,56	3,23
<i>Конденсаторные установки напряжением 6–10 кВ наружной установки</i>							
КУН-6-2; 420	0,0030	1,21	10 м ²	2,06	0,08	0,08	2,22
КУН-6-2; 420 с БРВ-2	0,0030	1,24	10 м ²	2,20	0,09	0,08	2,37
КУН-10-2; 400	0,0030	1,41	10 м ²	2,16	0,08	0,08	2,32
КУН-10-2; 400 с БРВ-2	0,0030	1,44	10 м ²	2,30	0,09	0,08	2,47

реактивной мощности Q (увеличение числа или мощности трансформаторов, числа или сечений линий и т.п.), а параметры a , M и R определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} a &= \frac{1000}{U_{ном}^2}, (\text{кВ}^{-2}); \\ M &= \sum_{i=1}^n Q_{np i} r_i, (\text{МВАр} \cdot \text{Ом}); \\ R &= \sum_{i=1}^n r_i, (\text{Ом}). \end{aligned} \right\} \quad (9.31)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети в месте присоединения реактивной нагрузки Q ; n – количество прочих потребителей реактивной мощности, присоединенных ответвлениями к рассматриваемой сети от узла нагрузки до точки присоединения нагрузки Q ; $Q_{np i}$ – реактивная нагрузка i -го присоединения, МВАр; r_i – сопротивление i -го участка сети (между $i = 1$ и i -м присоединениями), приведенное к напряжению $U_{ном}$, Ом; R – сопротивление сети от узла нагрузки до места присоединения нагрузки Q , приведенное к напряжению $U_{ном}$, Ом.

Если передача реактивной мощности Q осуществляется по линии без ответвлений, то $M = 0$ и приведенные затраты определяются:

$$Z_n = Z_{0n} + Z_{2n} = Z_E + C_0 a. \quad (9.32)$$

Затраты на выработку в энергосистеме и передачу реактивной мощности в рассматриваемый узел нагрузки, к которому присоединяется распределительная сеть, определяются выражением:

$$Z_s = C_0 \left(\sigma_0 Q + \frac{\delta}{2} Q^2 \right), \quad (9.33)$$

причем энергосистема, от которой будет питаться проектируемая электроустановка, должна задавать значения коэффициентов σ_0 и δ проектной организации.

Приведенные выше выражения являются исходными при решении задач выбора типа, места установки и режима работы компенсирующих устройств.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 406 с. (Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю.Н. Тищенко и др.)
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2-х т. / Под общей ред. А.А. Федорова. Т.1: Электроснабжение. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2-х т. / Под общей ред. А.А. Федорова. Т.2: Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 486 с.
4. Григорьев В.В., Киреева Э.А. Справочные материалы по электрооборудованию систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 142 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций / Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Белоруссов Н.И., Саакян А.Е., Яковлева А.И. Электрические кабели, провода и шнуры / Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.
7. Правила устройства электроустановок / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – 6-ое изд. – М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. – 607 с.
8. Соколов Б.А., Соколова Н.Б. Монтаж электрических установок. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 592 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – М.: Энергоиздат, 1981. – 408 с.
10. Аппараты распредустройств низкого напряжения: Справочник / ч.1. Вып. 1 и 2. Автоматические выключатели до и свыше 630 А. – М.: Патент, 1992. – 308 с.
11. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
12. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 581 с.
13. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах. – М.: Мир, 2003. – 283 с.
14. Мельников М.А. Внутризаводское электроснабжение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 180 с.
15. Грейсх М.В., Лазарев С.С. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1977. – 312 с.
16. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – 143 с.
17. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
18. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.

**Александр Васильевич Кабышев
Сергей Геннадьевич Обухов**

**РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ И УСТАНОВОК**

Учебное пособие и справочные материалы
для курсового и дипломного проектирования

Редактор

Е.О. Фукалова

Подписано к печати .04.2006
Формат 60×84/16. Бумага офсетная.
Печать RISO. Усл.печ.л. 14,7. Уч.изд.л. 7,3.
Тираж 100 экз. Заказ . Цена свободная
Издательство ТПУ. 634050, Томск, пр. Ленина, 30.