



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный  
технический университет**

---

**Кафедра «Электроснабжение»**

**В. Н. Радкевич  
В. Б. Козловская  
И. В. Колосова**

**ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Пособие**

**Минск  
БНТУ  
2017**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Кафедра «Электроснабжение»

В. Н. Радкевич  
В. Б. Козловская  
И. В. Колосова

ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Пособие  
для студентов специальности  
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию  
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск  
БНТУ  
2017

УДК 658.26:621.311(075.8)

ББК 31.29-5я7

P15

**Рецензенты :**

зам. директора ГП «Институт энергетики НАН Беларуси»,

канд. техн. наук, доцент *Н. Е. Шевчик*;

зав. каф. «Электроснабжение» УО «Белорусский государственный  
аграрный технический университет», канд. техн. наук,

доцент *В. М. Збродыга*

**Радкевич, В. Н.**

P15      Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий : пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / В. Н. Радкевич, В. Б. Козловская, И. В. Колосова. – Минск : БНТУ, 2017. – 172 с.  
ISBN 978-985-550-912-8.

В пособии изложены основные теоретические положения по выбору электрооборудования, применяемого в системах электроснабжения промышленных предприятий, даны поясняющие примеры расчетов, приведены справочные материалы, необходимые для выполнения курсовых и дипломных проектов.

Издание предназначено для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)», может быть полезным студентам других специальностей, изучающим вопросы выбора электрооборудования в электроэнергетических дисциплинах.

**УДК 658.26:621.311(075.8)**

**ББК 31.29-5я7**

**ISBN 978-985-550-912-8**

© Радкевич В. Н., Козловская В. Б.,  
Колосова И. В., 2017

© Белорусский национальный  
технический университет, 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
<b>1. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ, РЕЖИМАМ РАБОТЫ И УСЛОВИЯМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b> .....	6
1.1. Классификация помещений и зон по условиям окружающей среды .....	6
1.2. Учет условий окружающей среды при выборе электрооборудования .....	9
1.3. Общие положения по выбору электрооборудования .....	12
1.4. Электрооборудование в пожароопасных и взрывоопасных зонах .....	15
<b>2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ И АППАРАТЫ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ</b> .....	19
2.1. Электродвигатели производственных установок .....	19
2.2. Магнитные пускатели и контакторы .....	20
2.3. Плавкие предохранители .....	22
2.4. Автоматические выключатели .....	27
2.5. Обеспечение избирательности защиты в электрических сетях напряжением до 1 кВ .....	32
2.6. Измерительные трансформаторы тока напряжением до 1кВ .....	36
<b>3. ШИНОПРОВОДЫ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ</b> .....	41
3.1. Магистральные шинопроводы .....	41
3.2. Распределительные шинопроводы .....	44
3.3. Троллейные шинопроводы .....	51
3.4. Троллеи из профилированной стали .....	54
3.5. Распределительные устройства напряжением до 1 кВ .....	58
<b>4. ВЫБОР ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ</b> .....	63
4.1. Изолированные провода и кабели напряжением до 1 кВ, способы их прокладки и условия выбора .....	63
4.2. Выбор сечений проводников по допустимому нагреву .....	66
4.3. Проверка выбранного сечения проводников силовой сети по экономической плотности тока .....	68
4.4. Расчет силовой электрической сети по потере напряжения .....	69

4.5. Проверка выбранных сечений жил кабелей напряжением до 1 кВ по термической стойкости .....	71
4.6. Обеспечение соответствия сечения проводников и устройств защиты от перегрузки .....	72
4.7. Выбор сечения нулевых проводников.....	73
<b>5. ВЫБОР КАБЕЛЕЙ И ШИН НАПРЯЖЕНИЕМ</b>	
<b>ВЫШЕ 1 кВ.....</b>	<b>80</b>
5.1. Кабели напряжением выше 1 кВ и способы их прокладки.....	80
5.2. Факторы, влияющие на выбор сечений токопроводящих жил кабелей напряжением 6–10 кВ.....	82
5.3. Выбор сечений токопроводящих жил кабелей напряжением 6–10 кВ по экономическим критериям .....	82
5.4. Определение сечений жил кабелей по допустимому нагреву .....	84
5.5. Проверка сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания.....	90
5.6. Выбор шин напряжением 6–10 кВ .....	96
<b>6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ.....</b>	<b>100</b>
6.1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	100
6.2. Комплектные распределительные устройства .....	103
6.3. Высоковольтные выключатели.....	104
6.4. Разъединители .....	107
6.5. Выключатели нагрузки.....	109
6.6. Измерительные трансформаторы тока напряжением 6–10 кВ.....	112
6.7. Измерительные трансформаторы напряжения.....	118
Список использованных источников.....	122
Приложение 1. Технические характеристики электродвигателей, силовых трансформаторов и конденсаторных установок .....	124
Приложение 2. Технические характеристики электрооборудования напряжением до 1 кВ.....	130
Приложение 3. Справочные материалы для расчета проводов, кабелей и шин .....	149
Приложение 4. Технические характеристики электрооборудования напряжением выше 1 кВ .....	167
Приложение 5. Электроизмерительные приборы.....	170

## ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение электроэнергией производственных, коммунально-бытовых, сельскохозяйственных и прочих объектов осуществляется с помощью систем электроснабжения (СЭС), в которых используется электрооборудование, выполненное на разные напряжения. В общем понимании электрооборудование представляет собой совокупность электротехнических изделий, используемых для производства, преобразования, передачи, распределения, накопления или потребления электроэнергии. Это множество специализированных устройств, имеющих разное функциональное назначение, выпускаемых с широким спектром технических характеристик. В СЭС промышленных предприятий к электрооборудованию относятся электрические машины, трансформаторы, аппараты, измерительные приборы, устройства защиты и автоматики, кабельная продукция и т. п.

Проектирование электроустановок любого напряжения в конечном итоге всегда связано с выбором электрооборудования. От него зависят технико-экономические показатели, надежность и эффективность эксплуатации СЭС производственных объектов. Поэтому одним из основных вопросов оптимального проектирования СЭС промышленных предприятий является выбор электрооборудования, соответствующего характеристикам электрических сетей, параметрам и режимам работы электроприемников, условиям эксплуатации с учетом состояния окружающей среды.

В пособии излагаются методы расчета и выбора основных видов электрооборудования, применяемого в электроустановках СЭС промышленных предприятий; рассматривается выбор электрических аппаратов, шинопроводов, проводов и кабелей напряжением до 1 кВ, а также кабелей, шин, выключателей, разъединителей и измерительных трансформаторов напряжением выше 1 кВ. Примеры расчетов, приведенные в пособии, ориентированы на применение современного электрооборудования с учетом требований нормативно-технической документации, действующей в Республике Беларусь.

Пособие предназначено для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» специализации 1-43 01 03 01 «Электроснабжение промышленных предприятий». Оно может использоваться при изучении дисциплин «Потребители электроэнергии», «Электроснабжение промышленных предприятий», «Системы электроснабжения», «Электрическое освещение», а также при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Пособие может быть полезным также студентам других специальностей, изучающим в электротехнических дисциплинах вопросы электроснабжения промышленных объектов и методы выбора электрооборудования.

# 1. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ, РЕЖИМАМ РАБОТЫ И УСЛОВИЯМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

## 1.1. Классификация помещений и зон по условиям окружающей среды

Условия окружающей среды в производственных помещениях и зонах, в которых размещается технологическое и связанное с ним электротехническое оборудование, определяются температурой воздуха, влажностью, наличием агрессивных газов и пыли, возможностью возникновения условий взрывопожароопасности. Классификация помещений в соответствии с [1] приведена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Классификация производственных помещений по условиям окружающей среды

Классы помещений (сред)	Характеристики помещений
Жаркие	Температура воздуха постоянно или периодически (более одних суток) превышает $+35^{\circ}\text{C}$
Сухие	Относительная влажность воздуха $\psi \leq 60\%$
Влажные	Относительная влажность воздуха $60\% < \psi \leq 75\%$
Сырые	Длительное время относительная влажность воздуха $\psi > 75\%$
Особо сырые	Относительная влажность воздуха $\psi \approx 100\%$
Пыльные	Выделяется технологическая пыль в таком количестве, что она может оседать на проводниках, проникать внутрь машин, аппаратов и т. п. Пыль может быть токопроводящей и нетокопроводящей
С химически активной или органической средой	Содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования
Нормальные	Сухие помещения при температуре не выше $+35^{\circ}\text{C}$ и отсутствии технологической пыли, химически активной и органической среды

Классы помещений (сред)	Характеристики помещений
Пожароопасные	Среды в помещениях или на открытом воздухе, где применяются или хранятся горючие вещества
Взрывоопасные	Среды, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси горючих газов или паров с воздухом, а также взрывоопасные концентрации различных веществ в виде пыли или волокон, находящихся во взвешенном состоянии

Пожароопасные зоны подразделяются на четыре класса [1]:

П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С (склады масел, масляное хозяйство трансформаторных подстанций и т. п.);

П-II – зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие волокна или пыль с нижним концентрационным пределом воспламенения более 65 г/м<sup>3</sup> к объему воздуха (деревообрабатывающие цеха, отделение измельчения ацетилцеллюлозы и т. п.);

П-IIa – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества (склады тканей, бумаги, деревянных моделей и т. п.);

П-III – зоны, расположенные вне помещений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С или твердые горючие вещества (склады масел, угля, торфа, дерева и т. п.).

В соответствии с ГОСТ 30852.9–2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Ч. 10. Классификация взрывоопасных зон» взрывоопасные зоны в зависимости от частоты и длительности присутствия взрывчатой газовой смеси подразделяются на три класса:

0 – зона, в которой взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или в течение длительного времени;

1 – зона, в которой существует вероятность присутствия взрывоопасной смеси в нормальных условиях эксплуатации;

2 – зона, в которой маловероятно присутствие газовой смеси в нормальных условиях эксплуатации, а если она возникает, то редко, и существует очень непродолжительное время.

Однако многие действующие нормативно-технические документы по проектированию электрооборудования созданы с применением



классификации [1], согласно которой взрывоопасные зоны делятся на следующие классы:

**В-I** – зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, например, при загрузке и разгрузке технологических аппаратов, хранении и переливании ЛВЖ и т. д.;

**В-Ia** – зоны, расположенные в помещениях, в которых образование взрывоопасных смесей горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом возможно только в результате аварий или неисправностей;

**В-Iб** – зоны, имеющие характеристику зон В-Ia, но отличающиеся одной из следующих особенностей:

– горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15 % и более) и резким запахом (например, машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных установок);

– помещения производств, связанных с обращением газообразного водорода, в которых возможно образование взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5 % свободного объема помещения, имеют взрывоопасную зону только в верхней части помещения (например, помещения электролиза воды, зарядные станции аккумуляторных батарей);

**В-Iг** – пространства у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ (за исключением наружных аммиачных компрессорных установок, для которых электрооборудование выбирается, как и для расположенных в помещениях), надземные и подземные резервуары с ЛВЖ или горючими газами, эстакады для слива и налива ЛВЖ, открытые нефтеловушки, пруды-отстойники с плавающей нефтяной пленкой и т. п.;

**В-II** – зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна, способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальном режиме работы;

**В-IIa** – зоны в помещениях, в которых взрывоопасные смеси горючих пылей или волокон с воздухом могут образовываться только в результате аварий или неисправностей.

При проектировании промышленных электроустановок одно и то же помещение может относиться одновременно к нескольким классам по окружающей среде.

## 1.2. Учет условий окружающей среды при выборе электрооборудования

При проектировании и эксплуатации электроустановок необходимо обеспечивать совместимость электрооборудования с окружающей средой. Для этого электрооборудование должно быть исполнено в соответствии с климатическими условиями местности, местом размещения и требуемой степенью защиты от попадания твердых посторонних предметов, пыли и воды.

При выборе электротехнических изделий и оборудования следует учитывать режим погоды района, в котором предполагается сооружение промышленного объекта. Применение электрооборудования, не соответствующего реальному климату, может привести к увеличению затрат на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения и преждевременному выходу из строя отдельных ее элементов. Поэтому электротехнической промышленностью выпускаются изделия в различных климатических исполнениях. Их возможные варианты представлены в табл. 1.2 буквами русского (латинского) алфавита.

Таблица 1.2

Климатические исполнения электротехнических изделий

Обозначение исполнения	Характеристика климата
У ( <i>N</i> )	Умеренный
УХЛ ( <i>NF</i> )	Умеренный и холодный
ХЛ ( <i>F</i> )	Холодный
ТВ ( <i>TH</i> )	Тропический влажный
ТС ( <i>TA</i> )	Тропический сухой
Т ( <i>T</i> )	Тропический как сухой, так и влажный
О ( <i>U</i> )	Любой климат на суше, кроме очень холодного
М ( <i>M</i> )	Умеренно холодный морской
ТМ ( <i>TM</i> )	Тропический морской
ОМ ( <i>MU</i> )	Любой морской климат (как умеренно холодный, так и тропический)
В ( <i>W</i> )	Любой климат (всеклиматическое исполнение)

В условиях климата Республики Беларусь следует применять оборудование исполнения У и УХЛ.

По размещению промышленностью выпускаются электротехнические изделия пяти категорий (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Категории электрооборудования по месту размещения

Категория	Место размещения в эксплуатации
1	На открытом воздухе (прямое солнечное излучение, атмосферные осадки)
2	Под навесом или в помещениях, где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе, а также в оболочке комплектного изделия первой категории (отсутствие прямого солнечного излучения и атмосферных осадков)
3	В закрытых помещениях без искусственно регулируемых климатических условий (существенное уменьшение воздействия солнечной радиации, ветра, атмосферных осадков, песка, пыли; отсутствие росы)
4	В помещениях с искусственно регулируемыми климатическими условиями (отсутствие воздействий прямого солнечного излучения, ветра, атмосферных осадков, песка, пыли, наружного воздуха; отсутствие или уменьшение воздействия рассеянного солнечного излучения, конденсации влаги)
5	В помещениях с повышенной влажностью (длительное наличие воды или частая конденсация влаги на стенах и потолке)

Сочетание климатического исполнения и категории размещения называют видом климатического исполнения (например, УХЛ1, У3 и т. д.).

Защита электрооборудования напряжением до 72,5 кВ от влияния окружающей среды осуществляется с помощью оболочки, которой, как правило, является корпус изделия. Степень защиты, установленная ГОСТ 14254–96, обозначается буквами *IP* и двумя цифрами (например, *IP44*). Первая характеристическая цифра определяет степень защиты персонала от прикосновения к токоведущим и движущимся

частям электрооборудования, а также от попадания через оболочку твердых посторонних тел и пыли, а вторая – от проникновения внутрь оболочки воды (табл. 1.4).

Таблица 1.4

Степень защиты оболочек электрооборудования

Значения характеристических цифр в обозначении степени защиты	
Первая	Вторая
0 – Защита отсутствует	0 – Защита отсутствует
1 – Защита от твердых тел размером 50 мм и более	1 – Защита от капель воды, падающих вертикально
2 – Защита от проникновения твердых тел размером 12,5 мм и более	2 – Защита от капель воды при отклонении оболочки от вертикали на угол до 15°
3 – Защита от проникновения твердых тел размером 2,5 мм и более	3 – Защита от капель дождя
4 – Защита от проникновения твердых тел размером 1 мм и более	4 – Защита от брызг любого направления
5 – Защита от проникновения пыли в количестве, способном нарушить работу изделия	5 – Защита от водяных струй любого направления
	6 – Защита от сильных струй воды любого направления
6 – Пыленепроницаемое изделие (проникновение пыли предотвращено полностью)	7 – Защита при погружении в воду (на определенное время)
	8 – Защита при длительном погружении в воду при условиях, установленных изготовителем

Если нет необходимости в одном из видов защиты, то допускается в обозначении степени защиты проставлять знак X вместо соответствующей цифры (например, IP5X).

В табл. 1.5 приведены рекомендуемые степени защиты оболочек в зависимости от категории размещения электротехнических изделий.

Таблица 1.5

Степени защиты оболочек и категории размещения  
электрооборудования

Помещения или установки	Категория по размещению	Степень защиты
Наружные	1	<i>IP54</i>
Наружные	2	<i>IP20</i>
Административные	4	<i>IP30</i>
Электротехнические	4	<i>IP00</i>
Производственные с нормальной средой	4	<i>IP20</i>
Пыльные	3,4	<i>IP40</i>
Жаркие	4	<i>IP20</i>
Влажные	4	<i>IP20</i>
Сырые	3,5	<i>IP44</i>
Особо сырые	5	<i>IP54</i>
С химически активной или органической средой	4,5	<i>IP54</i>

От выбранной степени защиты и размещения электрооборудования зависят условия охлаждения электрических аппаратов, их номинальные токи, срок службы, стоимость и надежность функционирования электроустановок. Чем выше степень защиты, тем хуже условия охлаждения, меньше номинальный ток, больше стоимость оборудования. Поэтому при проектировании и эксплуатации электроустановок не следует завышать степень защиты электротехнических изделий.

### 1.3. Общие положения по выбору электрооборудования

Исходными данными при расчете электрооборудования являются их технические характеристики и электрические нагрузки элементов электрических сетей. Электрические аппараты выбираются по следующим показателям:

- функциональному назначению;
- номинальному напряжению;
- номинальному току;
- номинальной мощности;
- частоте тока;
- коммутационной износостойкости;
- предельной отключающей способности;

- исполнению защиты от воздействия окружающей среды;
- климатическому исполнению.

Электрооборудование (панели, силовые пункты, шинопроводы и т. п.) проверяются на электродинамическую стойкость к действию тока короткого замыкания (КЗ) по условию

$$i_{\text{дин}} \geq i_y, \quad (1.1)$$

где  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости панели, силового пункта, шинопровода (предельный ток отключения аппарата), кА;

$i_y$  – ударный ток КЗ в точке установки электрооборудования, кА.

Аппараты управления выбираются с учетом режима работы и вида электроприемников, для которых они предназначены. В зависимости от этого установлены категории их применения [10]. Некоторые из этих категорий приведены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Категории применения аппаратов в зависимости от рода тока и режима работы (области применения)

Категория применения при токе		Области применения аппаратов
переменном (AC – alternating current)	постоянном (DC – direct current)	
AC 1	DC 1	Электрические печи сопротивления, неиндуктивная и малоиндуктивная нагрузка
AC 2	–	Пуск и торможение противовключением двигателей с фазным ротором
AC 3	–	Пуск и отключение вращающихся двигателей с короткозамкнутым ротором
AC 4	–	Пуск и торможение противовключением двигателей с короткозамкнутым ротором
AC 11	DC 11	Управление электромагнитами
AC 20	DC 20	Коммутация электрических цепей без тока или с незначительным током
AC 21	DC 21	Коммутация активных нагрузок, включая умеренные перегрузки
AC 22	DC 22	То же, но смешанных нагрузок
AC 23	DC 23	Коммутация двигателей или других высокоиндуктивных нагрузок

Комплектное оборудование и электрические аппараты напряжением до 1 кВ, входящие в его состав, выбираются в зависимости от значений расчетных параметров (напряжения, тока, мощности, частоты и т. п.). В общем случае номинальное значение расчетного параметра  $X_{\text{ном}}$  должно удовлетворять условию

$$X_{\text{ном}} \geq KX_p,$$

где  $K$  – коэффициент, величина которого принимается в зависимости от ряда факторов (допустимой перегрузки, температуры нагрева и т. п.),  $1 > K \geq 1$ ;

$X_p$  – расчетное значение параметра (напряжения, тока, частоты и т. д.).

*По функциональному назначению* электрические аппараты выбираются при разработке схем электрических сетей электроустановок, в процессе которой с учетом соответствующих условий и требований нормативно-технических документов предусматриваются необходимые коммутационные и защитные аппараты.

*По номинальному напряжению* выбор электрооборудования производится по условию

$$U_{\text{ном э}} \geq U_{\text{ном с}},$$

где  $U_{\text{ном э}}$  и  $U_{\text{ном с}}$  – номинальное напряжение электрооборудования и электрической сети соответственно.

*Выбор аппарата по номинальному току* выполняется по выражению

$$I_{\text{ном}} \geq I_p, \tag{1.2}$$

где  $I_{\text{ном}}$  и  $I_p$  – номинальный и расчетный (рабочий) ток аппарата соответственно.

Если в процессе эксплуатации возможны длительные перегрузки аппарата, то он выбирается по току в послеаварийном режиме  $I_{\text{ра}}$  с учетом коэффициента допустимой перегрузки  $K_{\text{п}}$ :

$$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}}.$$

*Выбор по частоте* осуществляется для электрооборудования установок, работающих при частоте выше 50 Гц. В установках с частотой до 10 000 Гц широко применяются электрические аппараты, предназначенные для работы в электрических сетях промышленной частоты. Вследствие сильно выраженного поверхностного эффекта и эффекта близости при токах более 100 А нагрузки токоведущих элементов должны быть снижены на 20–50 %, если не приняты специальные меры по снижению потерь мощности и нагрева аппаратов [13].

При выборе электрооборудования необходимо учитывать режим работы электроприемников по нагреву: продолжительный ( $S1$ ), кратковременный ( $S2$ ) и повторно-кратковременный ( $S3$ ). Основным расчетным режимом является  $S1$ . При выборе электрооборудования по условию (1.2) в цепях питания единичных электроприемников, работающих в режиме  $S3$ , в качестве расчетного тока принимается номинальный ток приемника, приведенный к продолжительности включения 100 % (то есть к режиму  $S1$ ). Этот ток определяют по формуле

$$I_{\text{ном э}} = I_{\text{п}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{п}}},$$

где  $I_{\text{п}}$  – номинальный ток электроприемника при паспортной продолжительности включения  $\text{ПВ}_{\text{п}}$ , выраженной в относительных единицах.

Многие производственные механизмы и установки (станки, электрические печи и т. д.) выпускаются со встроенной аппаратурой управления и защиты. Поэтому в проектах электрооборудования такая аппаратура не выбирается, исключая сантехнические установки (вентилаторы, насосы и т. п.).

#### **1.4. Электрооборудование в пожароопасных и взрывоопасных зонах**

*В пожароопасных зонах* кабели и изолированные провода должны иметь наружный покров и оболочку из материалов, не распространяющих горение. Применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией не допускается. Запрещается использование неизолированных проводов.

Через пожароопасные зоны, а также на расстоянии менее 1 м от них по вертикали и горизонтали, запрещается прокладывать транзитные линии любых напряжений, не относящиеся к данному технологическому процессу.



В пожароопасных зонах классов П-I, П-II и П-III допускается применение шинопроводов с медными и алюминиевыми шинами, имеющих степень защиты не менее *IP20*. При этом в зонах П-I и П-II все шины должны быть изолированными. В шинопроводах со степенью защиты *IP54* шины могут быть неизолированными.

Неразборные соединения шин должны быть выполнены сваркой, а разборные – с применением приспособлений для предотвращения самоотвинчивания болтов и гаек.

Ответвительные коробки, устанавливаемые на шинопроводах, должны иметь степень защиты *IP44* и выше для пожароопасных зон классов П-I и П-III, *IP54* и выше – для зон класса П-II.

Токоподводы подъемных механизмов в пожароопасных зонах классов П-I и П-II должны выполняться переносным гибким кабелем с медными жилами с резиновой изоляцией в оболочке, стойкой к окружающей среде [1].

В помещениях класса П-III и зонах П-III допускается применение троллеев и троллейных шинопроводов. Однако они не должны быть расположены над местами размещения горючих веществ.

В пожароопасных зонах разрешаются все виды прокладок кабелей и проводов. При этом расстояние от кабелей и открыто прокладываемых изолированных проводов до мест открыто хранимых или размещаемых горючих веществ должно быть не менее 1 м. Незащищенные изолированные провода должны прокладываться в трубах и коробах.

В пожароопасных зонах могут применяться электрические аппараты и приборы, имеющие степень защиты *IP54* и *IP44*. По возможности распределительные щиты, щитки и выключатели осветительных сетей следует выносить из пожароопасных зон. Электрические машины, устанавливаемые в пожароопасных зонах, должны иметь степень защиты *IP44* и *IP54*.

Температура всех элементов шинопроводов, применяемых в пожароопасных зонах класса П-I, не должна превышать 60 °С.

*Во взрывоопасных зонах* применять неизолированные проводники запрещается. Это относится и к троллеям всех видов. В зонах классов В-I, В-Iг, В-II и В-III нельзя применять шинопроводы. В помещениях классов В-Iа и В-Iб шинопроводы допустимы при соблюдении следующих условий [1]:

- шины должны быть изолированы;
- в зоне класса В-Ia следует применять шинопроводы с шинами из меди;
- неразъемные соединения шин выполняются сваркой или опрессовкой;
- болтовые соединения должны оснащаться приспособлениями против самоотвинчивания;
- шинопровод должен иметь металлический кожух со степенью защиты не менее IP31.

Во взрывоопасных зонах классов В-I и В-Ia следует применять провода и кабели с медными жилами. В остальных зонах (классов В-Iб, В-Iг, В-II и В-IIa) допускаются проводники с алюминиевыми жилами [1].

Проводники во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia, В-II и В-IIa необходимо защищать от токов перегрузок и КЗ. В указанных зонах сечения проводников ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором должны допускать длительную нагрузку не менее 125 % номинального тока двигателя.

Гибкий токоподвод на напряжении до 1 кВ к передвижным механизмам во всех взрывоопасных зонах должен выполняться гибким кабелем с медными жилами, резиновой изоляцией, в резиновой маслостойкой оболочке, не распространяющей горения (марки КГН и т. п.).

Во взрывоопасных зонах могут применяться следующие проводники [1]:

- провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией;
- кабели с резиновой, поливинилхлоридной и бумажной изоляцией в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочке.

Применение кабелей с алюминиевой оболочкой в помещениях классов В-I и В-Ia запрещается. Во всех взрывоопасных зонах не допускается использовать провода и кабели с полиэтиленовой изоляцией или оболочкой. Кабели, монтируемые открыто, не должны иметь наружных покровов и покрытий из горючих материалов (джут, битум, хлопчатобумажная оплетка и т. п.). Следует избегать применения прокладок кабелей в каналах.

Через взрывоопасные зоны, а также на расстоянии менее 5 м от них по вертикали и горизонтали, запрещается прокладывать транзитные кабели и электропроводки, не относящиеся к данному технологиче-

скому процессу. Во всех взрывоопасных зонах можно использовать бронированные кабели, проложенные любым способом, а небронированные кабели и изолированные провода – в стальных трубах.

При отсутствии механических и химических воздействий небронированные кабели можно прокладывать открыто (по стенам и строительным конструкциям с креплением скобами, на кабельных конструкциях, тросах и на лотках) в зонах классов В-Іб, В-Іг и В-Іа для силовых сетей, и классов В-Іа, В-Іб, В-Іг и В-Іа – для осветительных.

Электрические машины, аппараты и приборы, применяемые во взрывоопасных зонах, должны иметь допустимый уровень взрывозащиты и степень защиты оболочки согласно [1]. Электрооборудование, особенно с частями, искрящими при нормальной работе, рекомендуется выносить за границы взрывоопасных зон, если это не создает особых затруднений при эксплуатации и не сопряжено со значительными затратами. Такое электрооборудование выбирается с учетом требований [1].

Для электрического освещения в зоне класса В-І должны применяться однофазные групповые линии. При этом от тока КЗ должен быть защищен как фазный, так и нулевой рабочий проводник с помощью двухполюсного автоматического выключателя. В такой зоне нельзя размещать групповые осветительные линии. Разрешаются только ответвления от групповых линий к световым приборам. В помещениях с зонами классов В-Іа, В-Іб, В-Іг и В-Іа групповые осветительные линии рекомендуется прокладывать вне взрывоопасных зон.

При проектировании электроустановок определяется исполнение по взрывозащите и маркировка взрывозащищенного электрооборудования на соответствие взрывоопасной смеси.

## 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ И АППАРАТЫ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

### 2.1. Электродвигатели производственных установок

В системах электроприводов технологического оборудования в большинстве случаев применяются асинхронные трехфазные электродвигатели. Как правило, производственное оборудование комплектуется электродвигателями изготовителями. Поэтому в проектах электрооборудования и электроснабжения выбор электродвигателей обычно не производится. При необходимости электродвигатели для привода производственных механизмов выбираются по напряжению, мощности, режиму работы, частоте вращения, а конструктивное исполнение – с учетом условий окружающей среды.

Электродвигатель необходимо выбирать таким образом, чтобы его номинальная мощность  $P_{\text{ном}}$  соответствовала мощности приводного механизма  $P_{\text{мех}}$ , то есть должно соблюдаться условие

$$P_{\text{ном}} \geq P_{\text{мех}}.$$

Номинальная мощность электродвигателей повторно-кратковременного режима работы (краны, подъемники и т. п.) определяется по формуле

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{п}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{п}}},$$

где  $P_{\text{п}}$  – номинальная активная мощность электродвигателя при паспортной продолжительности включения  $\text{ПВ}_{\text{п}}$ , выраженной в относительных единицах.

В подъемно-транспортных устройствах (кранах, кран-балках и т. д.), как правило, должны применяться специальные крановые электродвигатели с короткозамкнутым ротором серии *МТКФ* или с фазным ротором серии *МТФ*, имеющие паспортное значение продолжительности включения  $\text{ПВ}_{\text{п}} = 40\%$ .

При выборе электродвигателя по частоте вращения необходимо учитывать скорость вращения приводимого в движение механизма. Обычно применяются двигатели с частотой вращения  $1500 \text{ мин}^{-1}$ . Для нерегулируемых приводов следует широко применять асинхронные электродвигатели переменного тока серии АИР.

При использовании электродвигателей напряжением 6–10 кВ, не требующих регулирования частоты вращения, в первую очередь следует применять синхронные двигатели. Отказ от их установки должен быть обоснован. Напряжение 6 кВ может быть получено от отдельных промежуточных трансформаторных подстанций 10/6 кВ при питании значительного количества электродвигателей, имеющих относительно небольшие единичные номинальные мощности, или по схеме блока трансформатор–двигатель, когда число двигателей невелико и они расположены обособлено. Загрузка синхронных электродвигателей должна быть, как правило, меньше 85 %. Это увеличивает их располагаемую реактивную мощность, используемую для компенсации реактивных нагрузок потребителей.

Электродвигатели, устанавливаемые в помещениях с нормальной средой, как правило, должны иметь исполнение *IP23* или *IP44*.

## 2.2. Магнитные пускатели и контакторы

Магнитные пускатели и контакторы должны выбираться по следующим основным техническим параметрам:

- назначению и области применения;
- роду тока, количеству и исполнению главных и вспомогательных контактов;
- номинальному напряжению и току главной цепи;
- категории применения;
- режиму работы;
- климатическому исполнению и категории размещения;
- механической и коммутационной износостойкости;
- номинальному напряжению и потребляемой мощности включающих катушек.

Пускатель, не имеющий теплового реле, выбирается так, чтобы его номинальный ток  $I_{\text{ном п}}$  не превышал номинальный ток электродвигателя  $I_{\text{ном}}$ :

$$I_{\text{ном п}} \geq I_{\text{ном}}. \quad (2.1)$$

Номинальный ток электродвигателя трехфазного тока (в амперах) определяется по формуле

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}} \eta_{\text{НОМ}}}, \quad (2.2)$$

где  $P_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность двигателя, кВт;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение, кВ;

$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$  – номинальный коэффициент мощности;

$\eta_{\text{НОМ}}$  – КПД электродвигателя при номинальной нагрузке, отн. ед.

Значение  $I_{\text{НОМ П}}$  зависит от степени защиты корпуса и режима работы пускателя. Например, в режиме АС4 номинальные токи в 2,5–3,8 раза меньше, чем в режиме АС3.

Электрическая износостойкость контактов пускателя обратно пропорциональна мощности управляемого электродвигателя в степени 1,5–2 [14]. Поэтому для увеличения срока службы пускателя его необходимо выбирать на ток, превышающий номинальный ток двигателя.

Как правило, в пускатель, помимо контактора, встроены тепловые реле. В этом случае номинальный рабочий ток пускателя  $I_{\text{НОМ Р}}$  определяется максимальной установкой теплового элемента реле, примененного в пускателе. Например, пускатель типа ПМЛ221002 с номинальным током 22 А и с номинальным током теплового реле 25 А при среднем значении тока теплового элемента 16 А с пределами регулирования тока несрабатывания 13–18 А имеет  $I_{\text{НОМ Р}} = 18$  А. Следовательно, при выборе пускателя с тепловым реле необходимо соблюдать условие

$$I_{\text{НОМ Р}} \geq I_{\text{НОМ}}.$$

Для нагревательного элемента теплового реле устанавливается среднее значение тока  $I_{\text{СР Э}}$  и пределы регулирования тока несрабатывания, которые обычно равны (0,75–1,25)  $I_{\text{СР Э}}$ .

Работа теплового реле зависит от условий его охлаждения. Чем они хуже, тем ниже ток срабатывания. Если реле находится на открытом воздухе, например, вне кожуха пускателя, среднее значение тока нагревательного элемента принимается на 15–20 % меньше номинального тока двигателя, то есть берется нагреватель с током на одну-две степени меньше.

Магнитный пускатель и контактор выбирается с учетом режима коммутации нагрузки (*АСЗ*, *АС4* и т. д.) и степени защиты от воздействия окружающей среды *IP*. Номинальный ток пускателя, не имеющего теплового реле, выбирается по условию (2.1).

**Пример 2.1.** Выбрать нереверсивный магнитный пускатель со степенью защиты *IP54* для асинхронного электродвигателя, имеющего следующие параметры: номинальная мощность  $P_{\text{ном}} = 45$  кВт; номинальное значение коэффициента мощности  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,89$ ; номинальный КПД  $\eta_{\text{ном}} = 92,5$  %; кратность пускового тока по отношению к номинальному  $k_{\text{пуск}} = 7$ . Режим коммутации – *АСЗ*. Номинальное напряжение сети  $U_{\text{ном}} = 400$  В. Условия окружающей среды нормальные.

**Решение.** По формуле (2.2) вычисляем номинальный ток электродвигателя:

$$I_{\text{ном}} = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,89 \cdot 0,925} = 78,99 \approx 79,0 \text{ А.}$$

Определяем номинальный ток магнитного пускателя по условию (2.1):

$$I_{\text{ном п}} \geq 79,0 \text{ А.}$$

Выбираем по табл. П2.1 нереверсивный магнитный пускатель типа ПМЛ521002 со степенью защиты *IP54*, у которого в режиме *АСЗ*  $I_{\text{ном п}} = 80$  А. Пускатель имеет тепловое реле типа РТЛ со средним значением тока теплового элемента  $I_{\text{ср э}} = 74,5$  А с пределами регулирования тока 63–86 А (табл. П2.3). Следовательно, номинальный рабочий ток пускателя  $I_{\text{ном р}} = 86$  А.

### 2.3. Плавкие предохранители

Выбор плавкого предохранителя сводится к определению его типа и номинального тока плавкой вставки  $I_{\text{в}}$ . Значение номинального тока плавких вставок предохранителей, защищающих от тока КЗ электродвигатели и питающие их линии, определяется по величине длительного расчетного тока

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{р}} \quad (2.3)$$

и по условию отстраивания от токов кратковременной допустимой перегрузки

$$I_B \geq \frac{I_{\text{пик}}}{\alpha}, \quad (2.4)$$

где  $I_{\text{пик}}$  – пиковый ток линии или ответвления, А;

$\alpha$  – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки.

Значение  $\alpha$  для асинхронных двигателей с легкими условиями пуска (длительностью 2–5 с) принимается равным 2,5; с тяжелыми (длительностью около 10 с) – 1,6; для ответственных электроприемников, ложное отключение которых при пуске недопустимо, – 1,6. При защите предохранителями линии, питающей группу электроприемников, значение  $\alpha$  принимается равным 2,5.

Из условий (2.3) и (2.4) по расчетной величине  $I_B$  по справочным данным выбирается стандартное значение номинального тока плавкой вставки.

При выборе предохранителей для защиты ответвления к одному электроприемнику в качестве  $I_p$  принимается его номинальный ток  $I_{\text{ном}}$ , а в качестве  $I_{\text{пик}}$  – пусковой ток  $I_{\text{пуск}}$ .

Пиковые токи электрических печей и сварочных трансформаторов приводятся в их паспортных данных.

Пусковой ток электродвигателя определяется по выражению

$$I_{\text{пуск}} = k_{\text{пуск}} I_{\text{ном}},$$

где  $k_{\text{пуск}}$  – кратность пускового тока по отношению к номинальному току электродвигателя (паспортная величина, которая указывается на табличке двигателя);

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток электродвигателя, А, который принимается по паспортным (справочным) данным или рассчитывается по выражению (2.2).

Для определения пикового тока группы электроприемников напряжением до 1 кВ с достаточной для практических целей точностью расчетов допускается пользоваться формулой

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п макс}} + (I_p - k_{\text{и}} I_{\text{ном макс}}),$$



где  $I_{п\max}$  – пусковой ток электроприемника или группы одновременно включаемых приемников, при пуске которых пиковый ток линии достигает максимального значения, А;

$I_p$  – расчетный ток нагрузки группы электроприемников, А;

$k_{и}$  – коэффициент использования, характерный для приемника с наибольшим пусковым током;

$I_{ном\max}$  – номинальный ток электроприемника, имеющего максимальный пусковой ток, А.

Номинальный ток плавких вставок предохранителей, защищающих ответвление к сварочному аппарату, выбирается из соотношения

$$I_B \geq 1,2 I_{п} \sqrt{ПВ_{п}}, \quad (2.5)$$

где  $I_{п}$  – номинальный ток сварочного аппарата при паспортной продолжительности включения ПВ<sub>п</sub>.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей, защищающих силовые трансформаторы, приближенно определяются по выражению

$$I_B \geq (1,5 - 2) I_{ном\tau},$$

где  $I_{ном\tau}$  – номинальный ток трансформатора.

Для защиты ответвлений к электроприемникам, которые не имеют значительных пиковых токов, номинальные токи плавких вставок выбираются из условия

$$I_B \geq I_{ном},$$

где  $I_{ном}$  – номинальный ток электроприемника при ПВ = 100 %.

Плавкие предохранители следует проверять по току их предельной отключающей способности  $I_{пр\п}$  по условию

$$I_{пр\п} \geq I_{к(н)}, \quad (2.6)$$

где  $I_{к(н)}$  – ток КЗ в начале защищаемого участка сети, кА.

Для обеспечения надежности отключения аварийного участка должны соблюдаться следующие соотношения между током КЗ в конце защищаемой линии  $I_{к(к)}$  и номинальным током плавкой вставки  $I_B$ :

– в невзрывоопасных зонах

$$I_{к(к)} \geq 3I_B; \quad (2.7)$$

– во взрывоопасных зонах

$$I_{к(к)} \geq 4I_B.$$

**Пример 2.2.** Выбрать плавкие предохранители  $FU1-FU3$  для защиты ответвления длиной 5 м к асинхронному электродвигателю  $M$  с тяжелыми условиями пуска (рис. 2.1). Параметры двигателя: номинальная мощность  $P_{ном} = 11$  кВт; номинальное значение коэффициента мощности  $\cos \varphi_{ном} = 0,87$ ; номинальный КПД  $\eta_{ном} = 87,5 \%$ ; кратность пускового тока по отношению к номинальному  $k_{пуск} = 7,5$ . Номинальное напряжение сети  $U_{ном} = 400$  В. Ток трехфазного КЗ в начале ответвления  $I_{к(н)} = 9,3$  кА, однофазного –  $I_{к(н)}^{(1)} = 6,1$  кА. Окружающая среда невзрывоопасная.

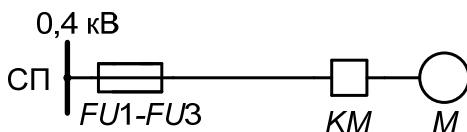


Рис. 2.1. Схема питания электродвигателя:  
СП – силовой пункт; KM – магнитный пускатель

**Решение.** По формуле (2.2) вычисляем номинальный ток электродвигателя:

$$I_{ном} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,87 \cdot 0,875} = 20,88 \text{ А.}$$

Определяем пусковой ток двигателя:

$$I_{пуск} = 7,5 \cdot 20,88 = 156,6 \text{ А.}$$

Для асинхронных электродвигателей определяющим условием выбора плавких вставок предохранителей является (2.4):

$$I_B \geq \frac{156,6}{1,6} = 97,9 \text{ А.}$$

Принимаем стандартное значение номинального тока плавкой вставки  $I_{\text{в}} = 100 \text{ А}$ . Выбираем три предохранителя типа ППН-33 с номинальными токами предохранителя  $160 \text{ А}$  и плавкой вставки  $100 \text{ А}$  (табл. П2.5).

Выбранные предохранители имеют предельный отключаемый ток  $I_{\text{прп}} = 50 \text{ кА}$ , что значительно больше тока КЗ в начале защищаемой линии:  $50 > 9,3 \text{ кА}$  (условие (2.6)). Так как длина ответвления небольшая (менее  $10 \text{ м}$ ), то его активным и реактивным сопротивлениями можно пренебречь и считать, что ток КЗ в конце линии примерно такой же, как и в начале. По условию (2.7)  $6,1 > 3 \cdot 0,1 \text{ кА}$ . Следовательно, предохранители отключат ток однофазного КЗ в случае его появления.

**Пример 2.3.** Выбрать плавкие вставки предохранителей для защиты ответвления, выполненного гибким кабелем марки КГ, от ящика коммутации (ЯК) типа ЯРВ311 к сварочному трансформатору (Т) типа ТСП-2 (рис. 2.2). В коммутационном ящике имеется трехполюсный рубильник и плавкие предохранители типа ПН2-100. Паспортная мощность трансформатора  $S_{\text{п}} = 19,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  при продолжительности включения  $\text{ПВ}_{\text{п}} = 20 \%$ . Трансформатор включен на междофазное напряжение  $U_{\text{ном}} = 400 \text{ В}$ .

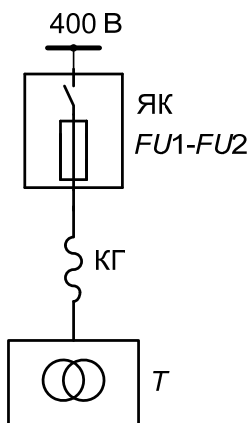


Рис. 2.2. Схема присоединения сварочного трансформатора

**Решение.** Определяем номинальный ток сварочного трансформатора при паспортной продолжительности включения:

$$I_{\text{п}} = \frac{S_{\text{п}}}{U_{\text{ном}}}, \quad I_{\text{п}} = \frac{19,4}{0,4} = 48,5 \text{ А.}$$

По формуле (2.5) находим номинальный ток плавкой вставки предохранителя:

$$I_{\text{в}} \geq 1,2 \cdot 48,5 \sqrt{0,2} = 26,02 \approx 26,0 \text{ А.}$$

Принимаем по табл. П2.5 стандартное значение  $I_{\text{в}} = 31,5 \text{ А}$  для двух предохранителей ( $FU1, FU2$ ) типа ПН2-100.

#### 2.4. Автоматические выключатели

При выборе автоматических выключателей необходимо учитывать их основные технические характеристики:

- номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}$ , В;
- номинальный ток выключателя  $I_{\text{ном а}}$ , А;
- номинальный ток расцепителя  $I_{\text{ном р}}$ , А;
- уставка срабатывания (ток срабатывания) расцепителя  $I_{\text{ср.р}}$  при токе КЗ, которая указывается в виде абсолютного числа (А) или кратности тока отсечки по отношению к номинальному току теплового расцепителя  $K_{\text{то}} = \left( \frac{I_{\text{ср.р}}}{I_{\text{ном р}}} \right)$ ;

– предельная отключающая способность (предельно допустимое значение отключаемого тока КЗ)  $I_{\text{пр а}}$ , кА;

– защитная (времятоковая) характеристика, отражающая зависимость времени срабатывания выключателя  $t$  от кратности тока нагрузки  $I$  по отношению к номинальному току расцепителя,  $t = f\left(\frac{I}{I_{\text{ном р}}}\right)$ .

Номинальные токи автоматического выключателя  $I_{\text{ном а}}$  и его расцепителя  $I_{\text{ном р}}$  выбираются по следующим условиям:

$$I_{\text{ном а}} \geq I_{\text{р}}; \quad (2.8)$$

$$I_{\text{ном р}} \geq I_{\text{р}}; \quad (2.9)$$

где  $I_{\text{р}}$  – длительный рабочий (в условиях эксплуатации) или расчетный (при проектировании) ток в защищаемой электрической цепи, А.

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного или комбинированного расцепителя  $I_{ср.р}$  проверяется по условию отстраивания от пикового тока линии  $I_{пик}$ :

$$I_{ср.р} \geq kI_{пик}, \quad (2.10)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий погрешность расчета пикового тока и разброс защитных характеристик расцепителя автомата.

Для большинства автоматических выключателей  $k = 1,25$ . Такой коэффициент обеспечивает невозможность ложного отключения линии при пуске электродвигателя при разбросе времятоковых характеристик в диапазоне  $\pm 15\%$ . Если разброс отличается от указанного диапазона, то при расчете по выражению (2.10) применяется другое значение коэффициента  $k$ .

При определении номинального тока расцепителя автомата, защищающего ответвление к одиночному электродвигателю, в выражениях (2.8) и (2.9) в качестве  $I_p$  принимается номинальный ток двигателя, а в формуле (2.10) вместо  $I_{пик}$  подставляется пусковой ток  $I_{пуск}$ .

Ток срабатывания автоматического выключателя, как правило, устанавливается изготовителем в зависимости от  $I_{ном р}$ :

$$I_{ср.р} = K_{то}I_{ном р}, \quad (2.11)$$

где  $K_{то}$  – кратность тока отсечки, принимаемая по технической документации или справочной литературе.

С учетом (2.10) расчетное значение кратности тока отсечки может быть найдено по выражению

$$K_{то} \geq \frac{kI_{пик}}{I_{ном р}}.$$

В случае защиты автоматическими выключателями серии ВА  $k = 1,25$ . Следовательно, для таких автоматов кратность тока отсечки определяется по условию

$$K_{то} \geq \frac{1,25I_{пик}}{I_{ном р}}. \quad (2.12)$$

Предельный отключающий ток  $I_{\text{пра}}$  автоматического выключателя должен соответствовать току КЗ в начале защищаемой электрической цепи:

$$I_{\text{пра}} \geq I_{\text{к(н)}}. \quad (2.13)$$

Проверка выбираемых автоматов по условию (2.13) в общем случае состоит в обеспечении соответствия технических характеристик автомата значениям тока КЗ в защищаемой цепи.

Надежность отключения автоматом аварийного участка сети при КЗ в конце линии следует проверять по следующим условиям:

- при защите электрических цепей во взрывоопасных зонах:

$$I_{\text{к(к)}} \geq 6I_{\text{ном п}};$$

- защите в невзрывоопасных зонах:

$$I_{\text{к(к)}} \geq 3I_{\text{ном п}}. \quad (2.14)$$

В любых зонах ток КЗ  $I_{\text{к(к)}}$  по отношению к уставке срабатывания автомата при коротком замыкании должен соответствовать следующим условиям:

- для автоматов с номинальным током до 100 А

$$I_{\text{к(к)}} \geq 1,4I_{\text{ср.п}}; \quad (2.15)$$

- автоматов с номинальным током более 100 А

$$I_{\text{к(к)}} \geq 1,25I_{\text{ср.п}}. \quad (2.16)$$

Если расчетная проверка показывает, что приведенные выше условия не выполняются (это чаще всего относится к токам однофазного КЗ), то отключение КЗ в сети напряжением до 1 кВ должно обеспечиваться специальной защитой.

**Пример 2.4.** Для электродвигателя, данные которого приведены в примере 2.2, в качестве защитного аппарата требуется выбрать автоматический выключатель  $QF$ . Схема питания электродвигателя приведена на рис. 2.3.

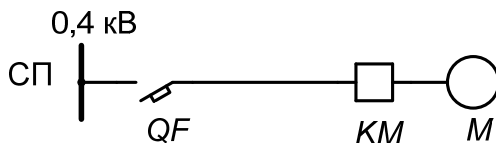


Рис. 2.3. Электрическая схема участка сети для примера 2.4

**Решение.** Номинальный ток автомата и его расцепителя выбираем по условиям (2.8) и (2.9):

$$I_{\text{ном а}} \geq 20,88 \text{ А}, \quad I_{\text{ном р}} \geq 20,88 \text{ А}.$$

Принимаем автоматический выключатель типа ВА 52-31 с  $I_{\text{ном а}} = 100 \text{ А}$  и комбинированным расцепителем на ток  $I_{\text{ном р}} = 25 \text{ А}$  (табл. П2.7).

Выключатель имеет предельную коммутационную способность  $I_{\text{пра}} = 12 \text{ кА}$ . Так как  $I_{\text{пра}} > 9,3 \text{ кА}$ , выключатель способен отключить данный сверхток.

Определим по формуле (2.12) расчетное значение кратности тока отсечки

$$K_{\text{то}} \geq \frac{1,25 \cdot 156,6}{25} = 7,83.$$

Принимаем по табл. П2.7 стандартное значение  $K_{\text{то}} = 10$ . В этом случае по формуле (2.11)  $I_{\text{ср р}} = 10 \cdot 25 = 250 \text{ А}$ .

Проверяем по (2.10) при  $k = 1,25$  невозможность срабатывания автомата при пуске электродвигателя

$$I_{\text{ср р}} \geq 1,25 \cdot 156,6 = 195,75 \text{ А}.$$

Так как  $250 > 195,75 \text{ А}$ , автоматический выключатель не будет отключаться в момент пуска электродвигателя.

Приняв ток однофазного КЗ в конце линии таким же, как и в начале, проверим надежность отключения автоматом сверхтока по условиям (2.14) и (2.15):

$$6,1 > 3 \cdot 0,025 \text{ кА}; \quad 6,1 \geq 1,4 \cdot 0,25 \text{ кА}.$$

Условия (2.14) и (2.15) выполняются. Следовательно, автоматический выключатель способен надежно отключать ток однофазного КЗ.

**Пример 2.5.** Проверить автоматический выключатель  $QF2$  типа ВА52-39 на отключающую способность и надежность отключения токов КЗ (рис. 2.4). Параметры автомата:  $I_{ном а} = 630\text{А}$ ,  $I_{ном р} = 250\text{ А}$ ,  $K_{то} = 10$ . Ток трехфазного КЗ в точке  $K1$   $I_{к1} = 12,4\text{ кА}$ . Токи однофазного КЗ в точках  $K1$  и  $K2$ :  $I_{к1}^{(1)} = 13,1\text{ кА}$  и  $I_{к2}^{(1)} = 3,6\text{ кА}$ . Окружающая среда невзрывоопасная.

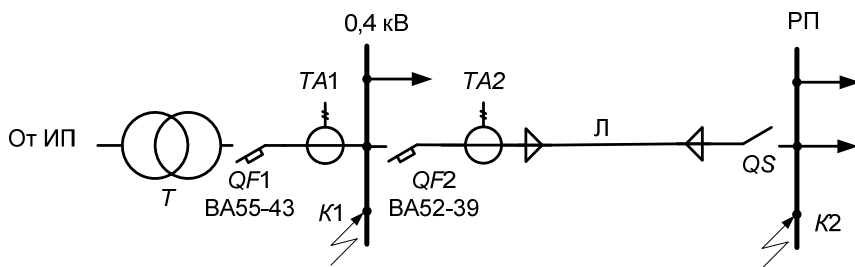


Рис. 2.4. Схема электрической сети для примера 2.5:  
ИП – источник питания; РП – распределительный пункт; Л – кабельная линия напряжением 0,4 кВ;  $QF1$  и  $QF2$  – автоматические выключатели;  $QS$  – разъединитель

**Решение.** По табл. П2.7 находим предельный ток отключения для автоматического выключателя типа ВА52-39  $I_{пр а} = 40\text{ кА}$ . Ток в начале защищаемого участка принимаем таким же, как в точке  $K1$ . Так как  $I_{к1}^{(1)} > I_{к1}$ , то по условию (2.13) проверяем автомат по току однофазного КЗ. В данном случае  $40 > 13,1\text{ кА}$ . Следовательно, автомат способен отключать токи как трехфазного, так и однофазного КЗ в защищаемой цепи.

Проверим надежность отключения линии автоматическим выключателем при однофазном КЗ в точке  $K2$ . Для этого определим по формуле (2.11) ток срабатывания электромагнитного расцепителя автомата при КЗ:

$$I_{ср.р} = 10 \cdot 0,25 = 2,5\text{ кА}.$$

Надежность срабатывания теплового расцепителя проверяем по условию (2.14):  $3,6 > 3 \cdot 0,25\text{ кА}$ ;  $3,6 > 0,75\text{ кА}$ , а электромагнитного – по (2.16):  $3,6 > 1,25 \cdot 2,5\text{ кА}$ ;  $3,6 > 3,13\text{ кА}$ .

Полученные результаты показывают, что автоматический выключатель  $QF2$  успешно отключит ток однофазного КЗ.



## 2.5. Обеспечение избирательности защиты в электрических сетях напряжением до 1 кВ

Рассмотрим, как обеспечивается селективность защиты предохранителями и автоматическими выключателями на примере двухступенчатой защиты электрической сети, приведенной на рис. 2.5.

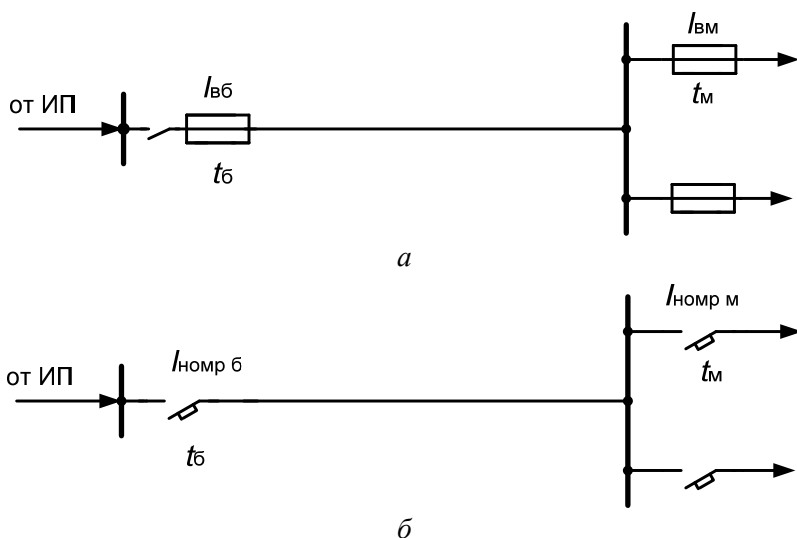


Рис. 2.5. Схема двухступенчатой защиты сети:  
а – предохранителями; б – автоматическими выключателями

Наиболее точно избирательность определяется на основе карты селективности, на которую наносятся заводские защитные характеристики последовательно включенных предохранителей и автоматических выключателей.

При наличии защитных времятоковых характеристик условие избирательности для предохранителей

$$t_{\text{б}} \geq 3t_{\text{м}},$$

где  $t_{\text{б}}$  и  $t_{\text{м}}$  – соответственно время срабатывания вышестоящей (ближе к ИП) и нижестоящей ступеней защиты при сверхтоке.

При проектировании электрооборудования селективность действия предохранителей достигается подбором номинальных токов их плавких вставок. Согласно [4] по условию избирательности защиты номинальные токи плавких вставок  $I_{вб}$  и  $I_{вм}$  двух последовательно расположенных предохранителей по направлению потока энергии должны различаться не менее чем в 1,6–2 раза:

$$I_{вб} \geq (1,6 - 2)I_{вм}. \quad (2.17)$$

По условию селективности автоматический выключатель вышележащей ступени защиты должен иметь такую защитную времятоковую характеристику, при которой время срабатывания автомата  $t_{б}$  при любом значении сверхтока превышает не менее чем в 1,5 раза время действия выключателя  $t_{м}$  нижележащей ступени защиты при таком же токе:

$$t_{б} \geq 1,5 t_{м}.$$

Селективная работа автоматических выключателей может проверяться по специальным таблицам, которые имеются в каталогах производителей электрооборудования.

По [4] для обеспечения селективности номинальные токи расцепителей вышележащей ( $I_{ном рб}$ ) и нижележащей ( $I_{ном рм}$ ) ступеней защиты должны различаться не менее чем в два раза:

$$I_{ном рб} \geq 2I_{ном рм}. \quad (2.18)$$

Токовая селективность защиты, наиболее часто используемая в распределительных сетях, является неполной, так как имеет в качестве предельного тока избирательности уставку срабатывания электромагнитного расцепителя вышележащей ступени защиты.

**Пример 2.6.** Для линии (Л) напряжением 0,4 кВ (рис. 2.6) выбрать плавкие предохранители с учетом селективности защиты. Линия питает силовой пункт (СП), в котором установлено три группы предохранителей типа ПН2-100. Номинальные токи плавких вставок предохранителей каждой группы указаны на схеме электрической сети. Расчетный ток линии  $I_p = 18,9$  А, пиковый ток  $I_{пик} = 167,2$  А.

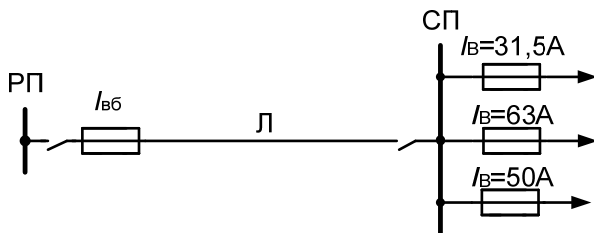


Рис. 2.6. Схема электрической сети с предохранителями для примера 2.6

**Решение.** По формулам (2.3) и (2.4) определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителей, установленных для защиты линии в РП:

$$I_{вб} \geq 18,9 \text{ А}, \quad I_{вб} \geq 167,2 / 2,5 = 66,9 \text{ А}.$$

По большему расчетному значению  $I_{вб} \geq 66,9 \text{ А}$  принимаем номинальный ток плавкой вставки  $I_{вб} = 80 \text{ А}$  для предохранителя типа ПН2-100 (табл. П2.5).

Проверяем выбранные предохранители по условию селективности (2.17). Для проверки принимаем  $I_{вм} = 63 \text{ А}$ , так как в этом случае условие избирательности защиты по отношению к меньшим значениям (31,5 и 50 А) будет соблюдаться. Расчет по (2.17) показывает, что условие селективности защиты не выполняется:

$$80 < (1,6 - 2)63 \text{ А}, \quad 80 < (100,8 - 126) \text{ А}.$$

Таким образом, для обеспечения селективности защиты необходимо выбрать предохранители типа ПН2-250 с номинальным током плавкой вставки  $I_{вб} = 125 \text{ А}$ .

**Пример 2.7.** Для линии (Л) напряжением 0,4 кВ (рис. 2.7) с учетом селективности защиты выбрать автоматический выключатель с комбинированным расцепителем. Линия питает силовой пункт (СП), в котором установлено три автоматических выключателя типа ВА52-31 с комбинированными расцепителями, номинальные токи которых указаны на схеме сети. Расчетный ток линии  $I_p = 75,2 \text{ А}$ , пиковый ток  $I_{пик} = 483,5 \text{ А}$ .

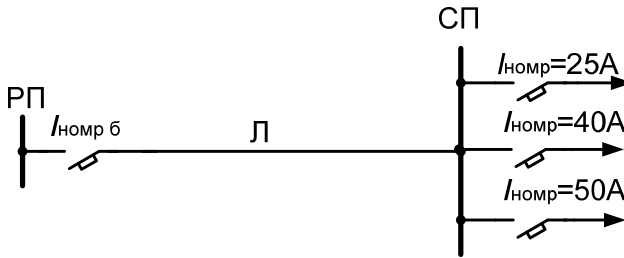


Рис. 2.7. Схема электрической сети с автоматическими выключателями для примера 2.7

**Решение.** По формулам (2.8) и (2.9) определяем номинальные токи автомата и его комбинированного расцепителя:

$$I_{\text{ном а}} \geq 75,2 \text{ А}; \quad I_{\text{ном р}} \geq 75,2 \text{ А}.$$

По табл. П2.7 выбираем автоматический выключатель типа ВА52-31, имеющий  $I_{\text{ном а}} = 100 \text{ А}$  и  $I_{\text{ном р}} = 80 \text{ А}$ .

По формуле (2.12) находим расчетное значение требуемой кратности тока отсечки автомата:

$$K_{\text{то}} = \frac{1,25 \cdot 483,5}{80} = 7,55.$$

Принимаем по табл. П2.7  $K_{\text{то}} = 10$ . В этом случае по (2.11) ток срабатывания электромагнитного расцепителя  $I_{\text{ср.р}} = 10 \cdot 80 = 800 \text{ А}$ .

При проверке селективности защиты ориентируемся на автомат с большим значением  $I_{\text{ном р}} = 50 \text{ А}$  на нижней ступени защиты. По условию избирательности защиты (2.18) номинальный ток расцепителя автомата, установленного в РП, определяется как

$$I_{\text{ном рб}} \geq 2 \cdot 50 = 100 \text{ А}.$$

Следовательно, для обеспечения селективности защиты автоматический выключатель в начале линии должен иметь  $I_{\text{ном рб}} = 100 \text{ А}$ . В РП предусматриваем установку автоматического выключателя типа ВА52-31, имеющего  $I_{\text{ном а}} = 100 \text{ А}$  и  $I_{\text{ном р}} = 100 \text{ А}$ .

## 2.6. Измерительные трансформаторы тока напряжением до 1 кВ

Измерительные трансформаторы тока устанавливаются в распределительных устройствах цеховых трансформаторных подстанций (ТП) напряжением (6–10) / 0,4 кВ и в панелях распределительных щитов. При проектировании систем электроснабжения необходимо выбирать трансформаторы тока в ТП.

Рассмотрим, как выбираются трансформаторы тока в ТП, схема которой приведена на рис. 2.8. В ТП установлены измерительные трансформаторы тока  $TA1$ – $TA3$ , необходимые для подключения амперметров и токовых цепей электрических счетчиков. Трансформатор тока  $TA4$  используется в схеме защиты нейтрали. К нему подключается реле максимального тока, которое подает отключающий импульс на автомат  $QF$  в цепи силового трансформатора  $T$  (рис. 2.8, *а*) или на выключатель нагрузки  $QW$  (рис. 2.8, *б*), установленный в шкафу ввода или в распределительном устройстве высокого напряжения.

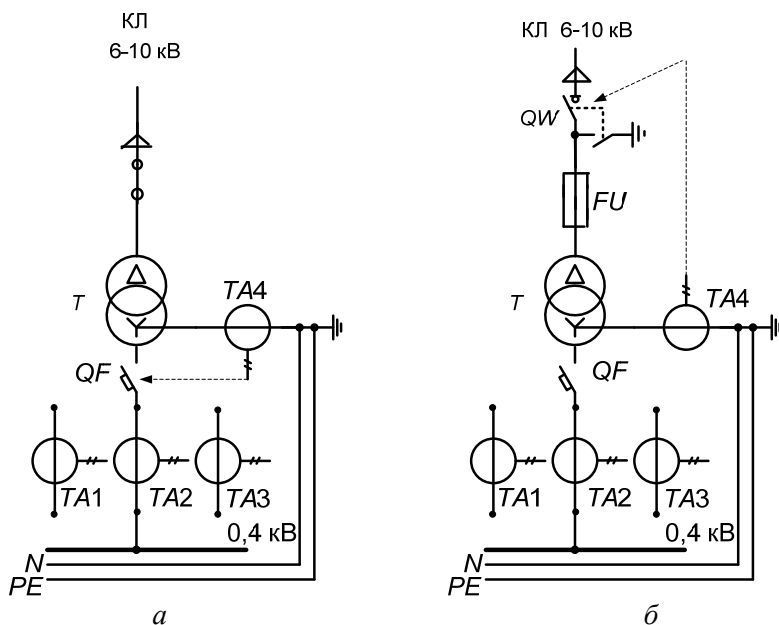


Рис. 2.8. Электрическая схема трансформаторной подстанции:  
*а* – с глухим присоединением силового трансформатора к сети 6–10 кВ;  
*б* – с присоединением трансформатора через выключатель нагрузки

При однофазной нагрузке величина тока в любой фазе не должна превышать номинальное значение, а нейтраль может иметь нагрузку не более 25 % номинальной мощности фазы при схеме соединения обмоток  $Y/Y_0$ , 40 % – при схеме  $Y/Z_0$  и 75 % – при схеме  $\Delta/Y_0$  [16].

Согласно эксплуатационным документам изготовителя в распределительных трансформаторах напряжением (6–10)/0,4 кВ серий ТМГ11, ТМГ12 и ТМГ15 ввод нейтрали со стороны низшего напряжения рассчитан на продолжительную нагрузку, равную номинальному току обмотки.

В соответствии с [1] в электроустановках напряжением до 1 кВ трансформаторы тока по режиму КЗ не проверяются. Так как в распределительных устройствах трансформаторы тока устанавливаются производителями электротехнических изделий, то при проектировании электроустановок они, как правило, не рассчитываются.

При необходимости трансформаторы тока  $TA1–TA3$  в цепях вторичного напряжения силового трансформатора выбираются по номинальному напряжению, расчетному току в цепи трансформатора в нормальном  $I_p$  и послеаварийном (ремонтном) режиме  $I_{pa}$  и классу точности.

По расчетному току в нормальном режиме измерительные трансформаторы  $TA1–TA3$  выбираются по условию

$$I_{ном1} \geq I_p, \quad (2.19)$$

где  $I_{ном1}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора.

Значение расчетного тока в цепи трансформатора можно определить по формуле

$$I_p = \frac{\beta_T S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (2.20)$$

где  $\beta_T$  – коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме;

$S_{ном}$  – номинальная мощность силового трансформатора, кВ·А;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, кВ ( $U_{ном} = 0,4$  кВ).

Трансформатор тока должен выдерживать расчетный ток послеаварийного (ремонтного) режима  $I_{pa}$  с учетом коэффициента допустимой перегрузки  $K_{пт}$ :

$$K_{пт} I_{ном1} \geq I_{pa}. \quad (2.21)$$

При расчетах электрооборудования значение  $K_{пт}$ , как правило, принимается равным 1,2.

Из формулы (2.21) получим значение номинального тока первичной обмотки

$$I_{ном1} \geq I_{pa} / K_{пт}. \quad (2.22)$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме определяется по формуле

$$I_{pa} = \frac{\beta_{та} S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (2.23)$$

где  $\beta_{та}$  – коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном или ремонтном режиме,  $\beta_{та} = 1,3-1,4$ .

С учетом (2.23) формулу (2.22) представим в следующем виде

$$I_{ном1} \geq \frac{\beta_{та} S_{ном}}{K_{пт} \sqrt{3} U_{ном}}. \quad (2.24)$$

Номинальный ток первичных обмоток измерительных трансформаторов, устанавливаемых в нейтрали силовых трансформаторов серий ТМГ11, ТМГ12 и ТМГ15, определяется по условию

$$I_{ном1} \geq \frac{S_{ном}}{K_{пт} \sqrt{3} U_{ном}}.$$

Для силовых трансформаторов других серий со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_0$  расчет выполняется по формуле

$$I_{ном1} \geq \frac{0,75 S_{ном}}{K_{пт} \sqrt{3} U_{ном}}. \quad (2.25)$$

В комплектных распределительных устройствах на напряжении до 1 кВ широко применяются шинные трансформаторы тока типа ТНШЛ-0,66 с литой изоляцией. Они выпускаются на номинальные первичные токи от 75 до 10 000 А. Их класс точности зависит от номинального первичного тока. В распределительных устройствах ТП широко используются трансформаторы с номинальным первичным током 600–5000А, которые могут иметь класс точности 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 10Р. Для расчетного учета электроэнергии следует применять трансформаторы тока класса 0,2S или 0,5S.

**Пример 2.8.** Выбрать измерительные трансформаторы тока на напряжении до 1 кВ для силового трансформатора типа ТМГ-1000/10 со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_0$ . Номинальная мощность трансформатора  $S_{\text{ном}} = 1000$  кВ·А, коэффициент загрузки в нормальном режиме  $\beta_r = 0,7$ , в послеаварийном –  $\beta_{\text{та}} = 1,4$ . На трансформаторной подстанции предусматривается технический учет электроэнергии.

**Решение.** По формуле (2.20) находим расчетный ток в цепи вторичного напряжения трансформатора в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{0,7 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1014,5 \text{ А.}$$

По условию (2.19) определяем номинальный ток измерительных трансформаторов, устанавливаемых в цепи вторичного напряжения силового трансформатора:

$$I_{\text{ном1}} \geq 1014,5 \text{ А.}$$

Номинальный ток первичной обмотки трансформатора по току послеаварийного режима определяется по выражению (2.24)

$$I_{\text{ном1}} \geq \frac{1,4 \cdot 1000}{1,2\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1690,8 \text{ А.}$$

При выборе трансформатора тока определяющим является условие (2.24). Принимаем три трансформатора тока типа ТНШЛ-0,66 с номинальным напряжением 660 В, классом точности 0,5, номиналь-



ным первичным током  $I_{\text{ном1}} = 2000$  А, номинальным вторичным током  $I_{\text{ном2}} = 5$  А (табл. П2.23).

Определим  $I_{\text{ном1}}$  трансформатора тока в нейтрали силового трансформатора по формуле (2.25):

$$I_{\text{ном1}} \geq \frac{0,75 \cdot 1000}{1,2\sqrt{3} \cdot 0,4} = 905,7 \text{ А.}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТНШЛ-0,66 с номинальным напряжением 660 В, классом точности 10Р, номинальным первичным током  $I_{\text{ном1}} = 1000$  А и номинальным вторичным током  $I_{\text{ном2}} = 5$  А.

### 3. ШИНОПРОВОДЫ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

#### 3.1. Магистральные шинопроводы

Шинопроводы применяются в помещениях с нормальной средой. Допускается их использовать в пожароопасных зонах класса П-И с ограничением допустимого тока до 65 % от номинального значения и П-Па. Они не предназначены для установки в химически активных средах и взрывоопасных зонах.

В ТП магистральные шинопроводы подключаются к небольшим распределительным устройствам (РУ) через линейный автоматический выключатель  $QF3$  или наглухо, то есть без коммутационного аппарата (рис. 3.1). Непосредственно к трансформатору, кроме главной магистрали, разрешается присоединение небольшого РУ, необходимого для подключения электрического освещения и других нагрузок, отключение которых вместе с главной магистралью недопустимо.

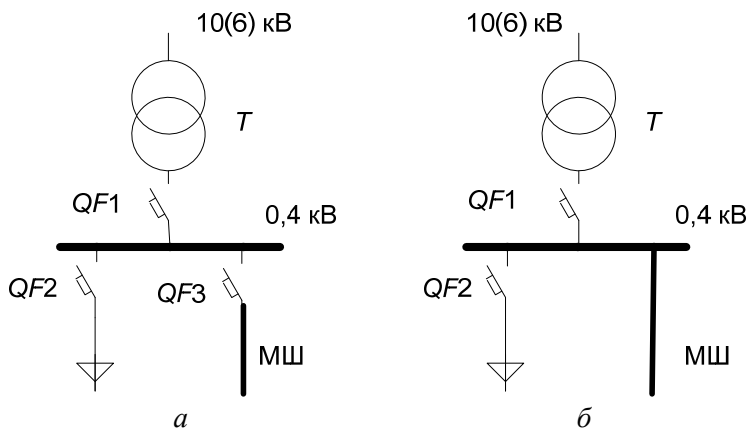


Рис. 3.1. Схема присоединения магистральных шинопроводов:  
*а* – с помощью автоматического выключателя; *б* – наглухо:  
МШ – магистральный шинопровод

При магистральных схемах питающих сетей к трансформатору с номинальной мощностью 1000 кВ·А обычно присоединяется один магистральный шинопровод, с мощностью 1600 и 2500 кВ·А – не бо-

лее двух. При одном магистральном шинпроводе его номинальный ток  $I_{\text{НОМ Ш}}$  должен быть не менее номинального тока силового трансформатора на вторичной стороне  $I_{\text{НОМ Т}}$  (по условию равнопрочности):

$$I_{\text{НОМ Ш}} \geq I_{\text{НОМ Т}}. \quad (3.1)$$

Номинальный ток трансформатора определяется по формуле

$$I_{\text{НОМ Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (3.2)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, присоединенной к вторичной обмотке трансформатора, кВ.

Если к трансформатору подключены две магистрали или по магистрали передается часть мощности трансформатора, то шинпровод должен присоединяться к шинам РУ ТП через линейный автоматический выключатель (рис. 3.1, а), выбранный по расчетному току магистрали [17].

Магистральные шинпроводы проверяются по условию (1.1) на электродинамическую стойкость к действию ударного тока КЗ в точке присоединения к РУ ТП.

В магистральном шинпроводе (рис. 3.2) потеря напряжения не должна превышать 1,5–1,8 % [18]. Ее величина при одинаковых значениях  $\cos \varphi$  нагрузки участков шинпровода вычисляется по выражению

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum_{i=1}^n I_{pi} l_i}{U_{\text{НОМ}}} (r_{0\text{ш}} \cos \varphi + x_{0\text{ш}} \sin \varphi),$$

где  $I_{pi}$  и  $l_i$  – расчетный ток, А, и длина, км,  $i$ -го участка шинпровода;

$r_{0\text{ш}}$  и  $x_{0\text{ш}}$  – удельные активное и реактивное сопротивления шинпровода, Ом/км;

$n$  – количество участков, на которых определяются потери на-  
пряжения;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, В.

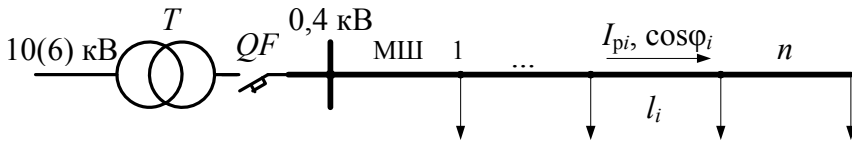


Рис. 3.2. Расчетная схема магистрального шинпровода

При разных значениях коэффициента мощности нагрузки на уча-  
стках магистрального шинпровода

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 (r_{0\text{ш}} \sum_{i=1}^n I_{pi} \cos \varphi_i l_i + x_{0\text{ш}} \sum_{i=1}^n I_{pi} \sin \varphi_i l_i)}{U_{\text{ном}}}, \quad (3.3)$$

где  $\cos \varphi_i$  – коэффициент мощности нагрузки  $i$ -го участка шинпро-  
вода.

Потери активной мощности (кВт) в магистральном шинпроводе  
определяются по формуле

$$\Delta P = 3 \cdot 10^{-3} r_{0\text{ш}} \sum_{i=1}^n I_{pi}^2 l_i,$$

а электроэнергии (кВт·ч) как

$$\Delta W = 3 \cdot 10^{-3} r_{0\text{ш}} (\sum_{i=1}^n I_{pi}^2 l_i) \tau,$$

где  $\tau$  – время максимальных потерь, ч.

Потери реактивной мощности и энергии в магистральном шин-  
проводе рассчитываются по аналогичным выражениям с использо-  
ванием  $x_{0\text{ш}}$  вместо  $r_{0\text{ш}}$ .

### 3.2. Распределительные шинопроводы

Распределительные шинопроводы (РШ) присоединяются с помощью аппаратов управления и защиты к шинам напряжением до 1 кВ ТП, распределительным пунктам или главным магистралям. Их ток электродинамической стойкости должен быть не менее ударного тока КЗ в точке присоединения к питающей сети (условие (1.1)).

Шинопроводы выбираются так, чтобы номинальный ток шинопровода  $I_{\text{ном ш}}$  был не менее его расчетного тока  $I_p$ , то есть

$$I_{\text{ном ш}} \geq I_p. \quad (3.4)$$

Расчет распределительных шинопроводов ведется в предположении равномерного распределения нагрузки по его длине. При этом значение расчетного тока шинопровода зависит от точки подключения к нему питающей линии (ПЛ). Возможные варианты подключения ПЛ к РШ показаны на рис. 3.3.

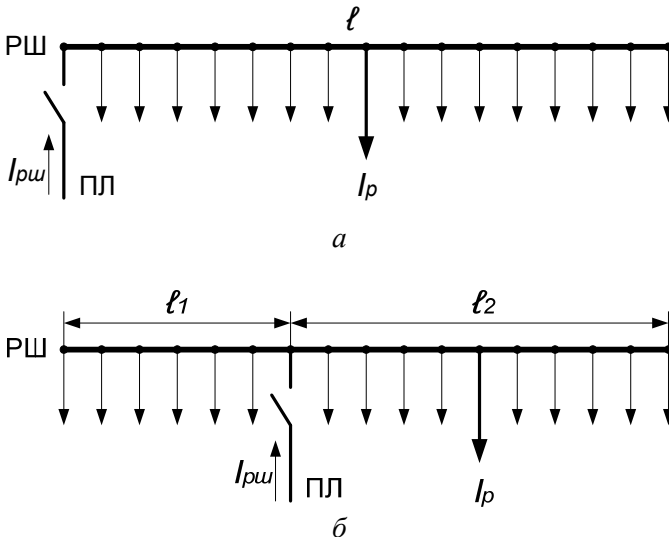


Рис. 3.3. Расчетная схема распределительного шинопровода:  
а – присоединение ПЛ в торце РШ; б – присоединение ПЛ  
на некотором расстоянии  $l_1$  от начала РШ

Если ПЛ присоединяется в торце РШ (рис. 3.3, а), то шинопровод выбирается по расчетному току группы электроприемников, питающихся от РШ, который определяется по формуле

$$I_{\text{рш}} = \frac{S_{\text{рш}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (3.5)$$

где  $S_{\text{рш}}$  – полная мощность расчетной нагрузки группы электроприемников, питающихся от шинопровода, кВ·А;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

В этом случае шинопровод выбирается по формуле (3.4) с использованием тока  $I_{\text{р}} = I_{\text{рш}}$ , а длина расчетного участка шинопровода  $l_{\text{р}}$ , для которого рассчитывается потеря напряжения, принимается равной длине шинопровода  $l$ .

При подключении питающей линии не в начале шинопровода (рис. 3.3, б) РШ выбирается по расчетному току его наиболее загруженного плеча от точки присоединения ПЛ до наиболее удаленного конца шинопровода. В точке подключения ПЛ шинопровод делится на два участка, имеющих длины  $l_1$  и  $l_2$ . Если  $l_1 > l_2$ , то  $l_{\text{р}} = l_1$ , при  $l_1 < l_2$ ,  $l_{\text{р}} = l_2$ . В том случае, когда  $l_1 = l_2$ ,  $l_{\text{р}} = 0,5l$ .

Расчетный ток участка, по которому выбирается шинопровод по условию (3.4) и рассчитывается потеря напряжения, можно найти по выражению

$$I_{\text{р}} = I_{\text{рш}} \frac{l_{\text{р}}}{l}. \quad (3.6)$$

При расчете потери напряжения в РШ нагрузка, равномерно распределенная по длине шинопровода, заменяется сосредоточенной нагрузкой  $I_{\text{р}}$  той же величины, приложенной в середине расчетного участка. Потеря напряжения (%) в РШ определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 0,5 I_{\text{р}} l_{\text{р}}}{U_{\text{ном}}} (r_{0\text{ш}} \cos \varphi + x_{0\text{ш}} \sin \varphi), \quad (3.7)$$

где  $I_{\text{р}}$  – расчетный ток распределительного шинопровода (или наиболее загруженного плеча РШ), А;

$l_p$  – расчетная длина шинпровода (или участка РШ), км;  
 $r_{0ш}$  и  $x_{0ш}$  – удельные активное и реактивное сопротивления РШ, Ом/км;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки группы электроприемников, питающихся от распределительного шинпровода.

В распределительных шинпроводах с равномерной нагрузкой потеря напряжения не должна быть больше 2–2,5 % [18].

**Пример 3.1.** Для схемы, показанной на рис. 3.4, выбрать магистральный шинпровод, присоединенный к цеховому трансформатору типа ТМГ11 мощностью  $S_{ном} = 1000$  кВ·А, а также распределительные шинпроводы РШ1 и РШ2 с нагрузками  $S_{рш1} = 270$  кВ·А и  $S_{рш2} = 160$  кВ·А соответственно. Шинпровод РШ1, имеющий длину  $l = 42$  м, подключен в точке, которая делит его на две части длиной  $l_1 = 12$  м и  $l_2 = 30$  м. Ударный ток КЗ на шинах распределительного устройства трансформаторной подстанции равен 22 кА, в точке подключения РШ1 к питающей линии – 13 кА, а РШ2 – 10 кА.

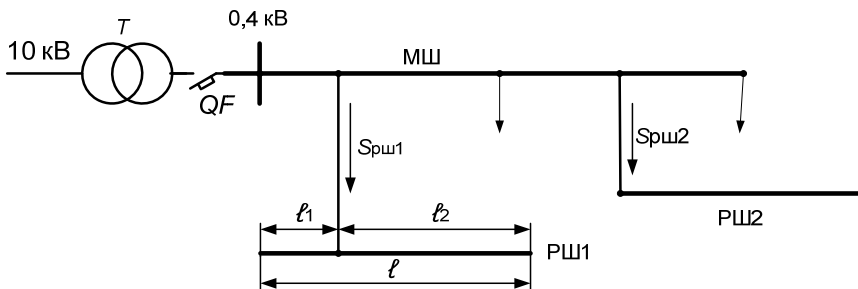


Рис. 3.4. Расчетная схема для примера 3.1

**Решение.** Магистральный шинпровод выбираем по номинальному току силового трансформатора, вычисляемого по формуле (3.2):

$$I_{ном\ T} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445,1 \text{ А.}$$

По условию (3.1) номинальный ток МШ

$$I_{ном\ ш} \geq 1445,1 \text{ А.}$$

По табл. П2.18 выбираем магистральный шинопровод типа ШМА5-1600 с  $I_{\text{ном ш}} = 1600$  А. Допустимое амплитудное значение тока КЗ ШМА5-1600 составляет 70 кА, что значительно больше ударного тока КЗ на шинах напряжения до 1 кВ ТП ( $70 > 22$  кА). Следовательно, выбранный магистральный шинопровод электродинамически стоек к действию тока КЗ.

Для выбора распределительного шинопровода РШ1 вычислим по выражению (3.5) расчетный ток группы электроприемников, питающихся от шинопровода:

$$I_{\text{р ш1}} = \frac{270}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 390,2 \text{ А.}$$

Так как  $l_1 < l_2$ , то наиболее загруженным плечом РШ1 является участок  $l_2$  длиной 30 м. По формуле (3.6) определяем расчетный ток наиболее загруженного плеча

$$I_{\text{р}} = 390,2 \frac{30}{42} = 278,7 \text{ А.}$$

Номинальный ток шинопровода РШ1 находим по условию (3.4):

$$I_{\text{ном ш1}} \geq 278,7 \text{ А.}$$

Выбираем шинопровод РШ1 типа ШРА5-400, имеющий номинальный ток  $I_{\text{ном ш1}} = 400$  А (табл. П2.19). Ток его электродинамической стойкости – 25 кА. Это больше ударного тока КЗ в точке подключения РШ1 ( $25 > 13$  кА). Следовательно, для данного шинопровода условие электродинамической стойкости (1.1) выполняется.

Определяем расчетный ток для выбора шинопровода РШ2:

$$I_{\text{р ш2}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 231,2 \text{ А.}$$

По формуле (3.4) номинальный ток шинопровода РШ2

$$I_{\text{ном ш2}} \geq 231,2 \text{ А.}$$



Выбираем шинопровод ШРА5-250. Его номинальный ток  $I_{\text{ном ш2}} = 250 \text{ А}$ , ток электродинамической стойкости – 15 кА. Так как  $15 > 10 \text{ кА}$ , то условие (1.1) выполняется.

**Пример 3.2.** От цехового трансформатора с номинальной мощностью 1600 кВ·А с помощью магистрального шинопровода (МШ) предполагается питать три группы электроприемников (рис. 3.5). Расчетные полные мощности групп:

первой –  $S_{p1} = 500 + j300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ;

второй –  $S_{p2} = 400 + j300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ;

третьей –  $S_{p3} = 300 + j200 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Нагрузки подключаются к МШ в точках, показанных на расчетной схеме. Ударный ток КЗ на шинах напряжением до 1 кВ подстанции 32 кА. Необходимо выбрать МШ и определить в нем потери напряжения.

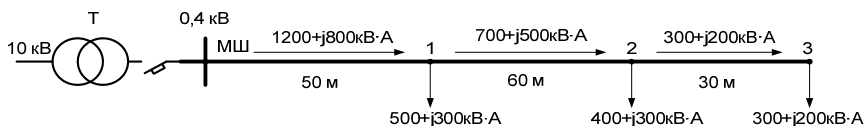


Рис. 3.5. Расчетная схема для примера 3.2

**Решение.** Определяем номинальный ток трансформатора по формуле (3.2):

$$I_{\text{ном Т}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2318,8 \text{ А}.$$

Выбираем по табл. П2.18 МШ типа ШМА5 с номинальным током  $I_{\text{ном ш}} = 2500 \text{ А}$ . Для выбранного ШМА5-2500 удельное активное сопротивление  $r_{\text{ш}} = 0,017 \text{ Ом/км}$ , реактивное  $x_{\text{ш}} = 0,008 \text{ Ом/км}$ , допустимое амплитудное значение тока КЗ – 100 кА. Условие электродинамической стойкости (1.1) для ШМА5-2500 выполняется ( $100 > 32 \text{ кА}$ ).

Используя первый закон Кирхгофа, находим активные и реактивные нагрузки участков МШ (см. рис. 3.5).

Определяем полную мощность  $S_{pi}$ , коэффициент мощности  $\cos \varphi_i$  и ток  $I_{pi}$  для каждого участка шинопровода по формулам:

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}; \quad \cos \varphi_i = \frac{P_{pi}}{S_{pi}}; \quad I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}},$$

где  $P_{pi}$  и  $Q_{pi}$  – соответственно расчетная активная (кВт) и реактивная (квар) нагрузка  $i$ -го участка шинпровода.

1 участок:

$$S_{p1} = \sqrt{1200^2 + 800^2} = 1442,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad \cos \varphi_1 = \frac{1200}{1442,2} = 0,832;$$

$$I_{p1} = \frac{1442,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2084,1 \text{ А};$$

2 участок:

$$S_{p2} = \sqrt{700^2 + 500^2} = 860,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad \cos \varphi_2 = \frac{700}{860,2} = 0,813;$$

$$I_{p2} = \frac{860,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1243,1 \text{ А};$$

3 участок:

$$S_{p3} = \sqrt{300^2 + 200^2} = 360,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad \cos \varphi_3 = \frac{300}{360,6} = 0,832;$$

$$I_{p3} = \frac{360,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 521,1 \text{ А}.$$

Находим значения  $\sin \varphi_1 = 0,555$ ,  $\sin \varphi_2 = 0,582$  и  $\sin \varphi_3 = 0,555$ , а затем рассчитываем потерю напряжения в магистральном шинпроводе по формуле (3.3):

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 100 \cdot ((0,017(2084,1 \cdot 0,832 \cdot 0,05 + 1243,1 \cdot 0,813 \cdot 0,06 + 521,1 \cdot 0,832 \cdot 0,03) + 0,008(2084,1 \cdot 0,555 \cdot 0,05 + 1243,1 \cdot 0,582 \cdot 0,06 + 521,1 \cdot 0,555 \cdot 0,03)) / 400 = 1,56 \text{ \%}.$$

**Пример 3.3.** Группу силовых электроприемников с расчетной активной нагрузкой  $P_{рш} = 180,6$  кВт и реактивной  $Q_{рш} = 135,5$  квар предполагается питать на напряжении  $0,4$ кВ от распределительного шинпровода (РШ) длиной  $54$  м. Питающая линия (ПЛ) подключается к распределительному шинпроводу на расстоянии  $18$  м от начала (рис. 3.6). Ударный ток КЗ в конце питающей линии –  $12,5$  кА. Необходимо выбрать распределительный шинпровод и определить в нем потерю напряжения.

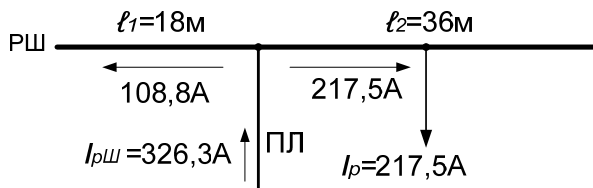


Рис. 3.6. Расчетная схема к примеру 3.3

**Решение.** Определим полную мощность нагрузки группы электроприемников, питающихся от шинпровода:

$$S_{рш} = \sqrt{P_{рш}^2 + Q_{рш}^2}; \quad S_{рш} = \sqrt{180,6^2 + 135,5^2} = 225,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Находим коэффициент мощности нагрузки РШ:

$$\cos \varphi = \frac{P_{рш}}{S_{рш}}; \quad \cos \varphi = \frac{180,6}{225,8} = 0,8.$$

По формуле (3.5) вычислим расчетный ток группы электроприемников:

$$I_{рш} = \frac{225,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 326,3 \text{ А}.$$

Наиболее загруженным плечом РШ является участок длиной  $l_2 = 36$  м. По формуле (3.6) находим расчетный ток наиболее загруженного плеча шинпровода:

$$I_p = 326,3 \frac{36}{54} = 217,5 \text{ А}.$$

Затем по выражению (3.4) определяем номинальный ток шиннопровода:

$$I_{\text{ном ш}} \geq 217,5 \text{ А.}$$

Выбираем по табл. П2.19 шиннопровод типа ШРА5-250 с  $I_{\text{ном ш}} = 250 \text{ А}$ . Для выбранного распределительного шиннопровода удельное активное сопротивление  $r_{0\text{ш}} = 0,21 \text{ Ом/км}$ , реактивное –  $x_{0\text{ш}} = 0,21 \text{ Ом/км}$ , ток электродинамической стойкости – 15 кА.

Условие электродинамической стойкости (1.1) для ШРА5-250 выполняется ( $15 > 12,5 \text{ кА}$ )

Потерю напряжения в распределительном шиннопроводе вычисляем по выражению (3.7):

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 0,5 \cdot 217,5 \cdot 0,036}{400} (0,21 \cdot 0,8 + 0,21 \cdot 0,6) = 0,5 \text{ \%}$$

### 3.3. Троллейные шиннопроводы

В состав троллейной линии (рис. 3.7) входят главные троллеи (расположенные вне крана), питающая линия (или несколько линий) к главным троллеям, коммутационные аппараты и светофоры главных троллеев.

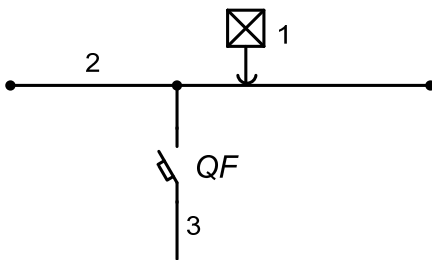


Рис. 3.7. Схема троллейной линии:

1 – крановая установка; 2 – главный троллей; 3 – питающая линия

При выборе троллейного шиннопровода определяется его номинальный ток, удовлетворяющий условиям нагрева, электродинами-

ческой стойкости (1.1) и допустимой потери напряжения в момент пика нагрузки. По условию допустимого нагрева необходимо, чтобы номинальный ток  $I_{\text{ном}}$  шинпровода был не менее расчетного тока  $I_p$  троллейной линии, то есть

$$I_{\text{ном}} \geq I_p. \quad (3.8)$$

Расчетный ток троллейной линии определяется в зависимости от количества крановых установок, питающихся по троллейной линии методами, изложенными в [12].

Потеря напряжения (%) на расчетном участке троллейной линии (от точки подключения питающей линии до наиболее удаленного конца шинпровода) рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta U_T = \frac{\sqrt{3} I_{\text{пик}} 100}{U_{\text{ном}}} (r_T \cos \varphi_T + x_T \sin \varphi_T), \quad (3.9)$$

где  $I_{\text{пик}}$  – пиковый ток линии, А;

$r_T$  и  $x_T$  – соответственно активное и реактивное сопротивление расчетного участка главного троллея, Ом;

$\cos \varphi_T$  – коэффициент мощности нагрузки троллейной линии;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, В.

Значения  $r_T$  и  $x_T$  вычисляются по следующим выражениям:

$$r_T = r_{0T} l \cdot 10^{-3}; \quad (3.10)$$

$$x_T = x_{0T} l \cdot 10^{-3}, \quad (3.11)$$

где  $r_{0T}$  и  $x_{0T}$  – удельные активное и реактивное сопротивления троллейного шинпровода, Ом/км;

$l$  – расстояние от точки подключения питающей линии до наиболее удаленного конца троллея, м.

Если от троллейной линии питается только одна подъемно-транспортная установка, то пиковый ток, создаваемый крановыми двигателями, определяется по формуле

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск max}} + I_{\text{р}} - I_{\text{ном max}},$$

где  $I_{\text{пуск max}}$  – наибольший из пусковых токов двигателей крана, принимаемый по паспортным или справочным данным при паспортном значении продолжительности включения;

$I_{\text{ном max}}$  – номинальный ток двигателя, имеющего наибольший пусковой ток, приведенный к продолжительности включения ПВ = 100 %.

При питании от троллейной линии нескольких крановых установок пиковый ток рассчитывается по выражению

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск max}} + I_{\text{р}} - k_{\text{и}} I_{\text{ном max}},$$

где  $k_{\text{и}}$  – среднее значение коэффициента использования крановой установки;

$I_{\text{ном max}}$  – номинальный паспортный ток двигателя с наибольшим пусковым током (без приведения к ПВ = 100 %).

Напряжение на зажимах крановых электродвигателей и в цепях управления ими во всех режимах работы электрооборудования крана, в том числе и при пиковом токе, должно быть не менее 85 % от номинального значения [1]. С учетом возможной потери напряжения в элементах сети до точки подключения питающей линии допустимая потеря напряжения до электродвигателя крана, как правило, не должна превышать 12 %. Эта потеря складывается из следующих составляющих [19]:

- потери напряжения в питающей линии (примерно 4–5 %);
- потери напряжения в троллее (примерно 4–5 %);
- потери напряжения в распределительной сети крана (примерно 1–2 %).

При выборе троллейных шинопроводов следует учитывать условия окружающей среды. Их нельзя применять в пожароопасных зонах классов П-I и П-II, а также во взрывоопасных зонах.

**Пример 3.4.** Выбрать троллейный шинопровод для троллейной линии длиной 72 м, от которой питается мостовой кран грузоподъемностью 10 т. Расчетный ток троллейной линии  $I_{\text{р}} = 33,8$  А, пиковый ток  $I_{\text{пик}} = 140,2$  А. Коэффициент мощности нагрузки крана  $\cos \varphi_{\text{т}} = 0,5$ . Ударный ток КЗ в конце питающей линии – 4,5 кА. Окружающая среда нормальная. Номинальное напряжение электрической сети – 400 В.

**Решение.** Для троллейной линии принимаем шинопровод типа ШТМ-76, технические характеристики которого приведены в табл. П2.22. Определим по выражению (3.8) номинальный ток шинопровода:

$$I_{\text{ном}} \geq 33,8 \text{ А.}$$

Выбираем троллейный шинопровод ШТМ-76 с номинальным током  $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$ , имеющий удельные сопротивления  $r_{0т} = 0,4 \text{ Ом/км}$  и  $x_{0т} = 0,42 \text{ Ом/км}$ , допустимое амплитудное значение тока короткого замыкания  $5 \text{ кА}$ .

Условие электродинамической стойкости (1.1) для ШТМ-76 выполняется ( $5 > 4,5 \text{ кА}$ ).

Определим по выражениям (3.10) и (3.11) активное и индуктивное сопротивление расчетного участка троллейной линии при условии подключения питающей линии в начале шинопровода:

$$r_{\text{т}} = 0,4 \cdot 72 \cdot 10^{-3} = 0,03 \text{ Ом}, \quad x_{\text{т}} = 0,42 \cdot 72 \cdot 10^{-3} = 0,03 \text{ Ом.}$$

По формуле (3.9) рассчитаем потерю напряжения (%) в троллейном шинопровode:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 140 \cdot 2 \cdot 100}{400} (0,03 \cdot 0,5 + 0,03 \cdot 0,866) = 2,49 \text{ \%}.$$

### 3.4. Троллей из профилированной стали

В помещениях с нормальной окружающей средой, а также в пожароопасных зонах классов П-Па, П-Пб, П-Пв, крановые установки могут питаться от контактных проводов (троллеев), выполненных из профилированной стали (полосовой, угловой). При относительно небольших токах для изготовления троллеев применяется круглая или полосовая сталь, а при больших нагрузках – угловая (табл. 3.1). Стальные троллеи, как правило, выполняются из угловой стали размером от  $50 \times 50 \times 5 \text{ мм}$ .

Таблица 3.1

## Допустимый ток для угловой стали

Допустимый ток, А, для размеров угловой стали, мм				
25 × 25 × 3	40 × 40 × 4	50 × 50 × 5	60 × 60 × 6	75 × 75 × 8
150	250	315	395	520

В результате расчета троллейных линий выбираются размеры угловой стали, удовлетворяющие условию нагрева и допустимой потери напряжения при пиковой нагрузке.

Размеры угловой стали выбираются по длительно допустимому току стального троллея  $I_{\text{доп}}$  по условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_p,$$

где  $I_p$  – расчетный ток троллея, определяемый в соответствии с методами, изложенными в [12].

Допустимые длительные токи для угловой стали принимаются по справочной литературе. Для некоторых размеров сечения угловой стали, наиболее применяемых на практике, эти данные приведены в табл. 3.1.

Потери напряжения (%) в стальных крановых троллеях рассчитываются по выражению

$$\Delta U = ml, \quad (3.12)$$

где  $m$  – удельная потеря напряжения, принимаемая в зависимости от максимальной величины пикового тока, %/м.

Значения удельных потерь в трехфазных сетях напряжением 380 В, выполненных из угловой стали, проложенной в одной плоскости с расстоянием между соседними фазами 25–38 см, при  $\cos \varphi = 0,4\text{--}0,7$  приведены в табл. 3.2.



Таблица 3.2

Удельные потери напряжения в крановых троллеях,  
выполненных из угловой стали

Расчетный ток, А, при размерах угловой стали, мм				<i>m</i> , % / м
40 × 40 × 4	50 × 50 × 5	60 × 60 × 6	75 × 75 × 8	
65	80	95	125	0,060
75	95	111	140	0,070
85	110	130	168	0,080
95	125	150	194	0,090
100	133	160	208	0,095
108	140	171	222	0,100
115	149	182	236	0,105
123	158	193	250	0,110
130	168	204	264	0,115
138	177	215	278	0,120
145	186	226	292	0,125
153	195	235	306	0,130
160	204	248	320	0,135
168	214	259	334	0,140
175	223	270	348	0,145
183	282	280	362	0,150
200	250	300	390	0,160
210	264	317	404	0,165
220	277	334	427	0,170
230	291	351	449	0,175
240	304	368	472	0,180
<b>250</b>	<b>315</b>	<b>395</b>	494	0,185
260	331	402	<b>520</b>	0,190
270	345	419	539	0,195
300	385	470	607	0,210
340	439	538	697	0,230
380	493	606	787	0,250
420	547	674	877	0,270
460	601	742	967	0,290
480	628	776	1012	0,300

**Примечание.** Выделенные в таблице числа соответствуют допустимым по нагреву токам угловой стали.

При работе нескольких кранов на одной троллейной линии учитывается малая вероятность их одновременной работы на удаленном конце троллея. Для этого при определении потерь напряжения длину расчетного участка  $l$  троллея при двух кранах умножают на 0,8, а при трех – на 0,7.

Если уровни напряжения на зажимах крановых двигателей не удовлетворяют требованиям действующих нормативных документов [1] (например, при большой протяженности троллейных линий и значительной их нагрузке), то применяют следующие меры для снижения потерь напряжения:

- увеличивают сечение троллея;
- изменяют схему питания троллейной линии, перенося точку подключения троллея ближе к его середине;
- применяют секционирование троллея с раздельным питанием секций;
- используют индукционную подпитку с помощью алюминиевой ленты, прокладываемой параллельно с присоединением к троллею через каждые 1,5 м.

**Пример 3.5.** Выбрать троллей длиной 84 м, от которого питаются два крана грузоподъемностью 10 и 15 т. Расчетный ток троллейной линии  $I_p = 41,0$  А, пиковый ток  $I_{\text{пик}} = 310,9$  А. Номинальное напряжение электрической сети – 400 В. Допустимая потеря напряжения в троллее 5,7 %.

**Решение.** По табл. 3.1 выбираем для троллея угловую сталь размером  $50 \times 50 \times 5$  мм с длительно допустимым током  $I_{\text{доп}} = 315$  А.

По табл. 3.2 методом линейной интерполяции находим значение удельной потери напряжения в угловой стали размером  $50 \times 50 \times 5$  мм при пиковом токе 310,9 А:

$$m = 0,18 + (310,9 - 304) / (315 - 304)(0,185 - 0,18) = 0,183 \text{ \%}/\text{м}.$$

По выражению (3.12) вычисляем потерю напряжения при условии подключения питающей линии в начале троллея длиной 84 м. Учитываем, что при питании от одного троллея двух кранов длина расчетного участка умножается на 0,8:

$$\Delta U = 0,183 \cdot 0,8 \cdot 84 = 12,3 \text{ \%}.$$

Такой вариант подключения не обеспечивает заданное значение потери напряжения ( $12,3 \% > 5,7 \%$ ).

Рассмотрим вариант подключения питающей линии в середине троллея. В этом случае длина расчетного участка, а следовательно, и потеря напряжения в троллее сокращается в два раза и составляет  $6,15 \%$ . Данное решение также не приводит к желаемому результату ( $6,15 \% > 5,7 \%$ ).

Принимаем для троллея угловую сталь большего размера  $75 \times 75 \times 8$  мм и определяем для нее значение удельной потери напряжения:

$$m = 0,13 + (310,9 - 306) / (320 - 306)(0,135 - 0,13) = 0,132 \text{ \%}/\text{м}.$$

Определяем потерю напряжения в троллее при применении угловой стали размером  $75 \times 75 \times 8$  мм и подключении питающей линии в середине троллея:

$$\Delta U = 0,132 \cdot 0,8 \cdot 42 = 4,43 \% \approx 4,4 \%$$

Полученная величина потери напряжения в троллее удовлетворяет условию задачи ( $4,4 \% < 5,7 \%$ ).

### **3.5. Распределительные устройства напряжением до 1 кВ**

Основными видами распределительных устройств на напряжении до 1 кВ являются распределительные щиты, панели, силовые пункты, ящики и осветительные щитки.

*Распределительные щиты* применяются при большом числе и больших токах присоединений. Они комплектуются из отдельных панелей (вводных, линейных, секционных, торцевых, учета электроэнергии, диспетчерского управления уличным освещением и т. д.). Щиты выпускаются в открытом и защищенном исполнении.

На рис. 3.8 для иллюстрации приведена в однолинейном исполнении принципиальная схема электрических соединений РП напряжением до 1 кВ, составленного из распределительных панелей.

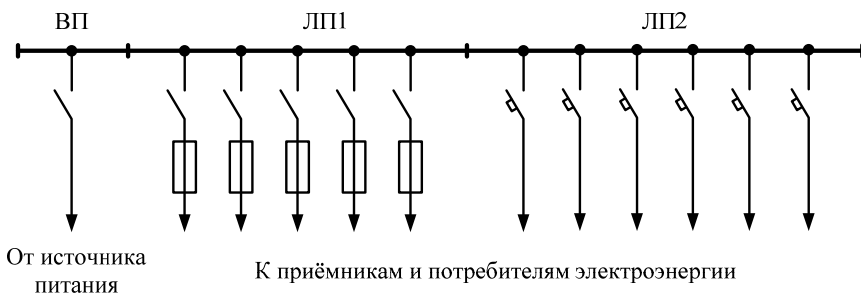


Рис. 3.8. Электрическая схема распределительного пункта:

ВП – вводная панель с рубильником; ЛП1 – линейная панель с рубильниками и предохранителями; ЛП2 – линейная панель с автоматическими выключателями

Распределительные пункты с небольшим числом присоединений относительно малой мощности называются *силовыми пунктами (СП)*, или *шкафами*. Они устанавливаются на границе между питающими и распределительными сетями и служат для распределения электроэнергии между силовыми электроприемниками, а также защиты линий распределительных сетей от сверхтоков. В зависимости от установленных в них электрических аппаратов различают СП типа ШР с плавкими предохранителями и типа ПР с автоматическими выключателями.

*Шкафы распределительные типа ШР* состоят из металлического корпуса с дверью, внутри которого на изоляторах установлена съемная сборка, представляющая собой раму с вводным рубильником (или двумя рубильниками) и предохранителями на отходящих линиях, а в некоторых типах шкафов – и на вводе (рис. 3.9 и 3.10).

Распределительные шкафы с рубильником и предохранителями на вводе (рис. 3.9, б) применяются при питании их по линии, присоединенной к магистральному шинному проводу без аппарата защиты.

В шкафу имеется от 5 до 8 трехфазных групп плавких предохранителей (*FU*) на номинальные токи до 250 А. Силовые пункты типа ШР по сравнению с СП типа ПР имеют меньшую стоимость. Однако при их применении могут возникнуть некоторые неудобства при замене перегоревших предохранителей и выводе из работы какого-нибудь электроприемника.

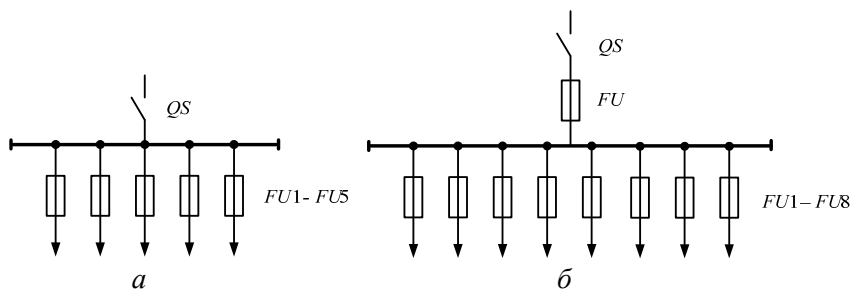


Рис. 3.9. Электрическая схема силового пункта типа ШР:  
*a* – с рубильником на вводе; *б* – с рубильником и предохранителями на вводе

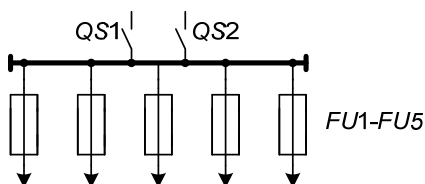


Рис. 3.10. Электрическая схема силового пункта типа ШР  
с двумя рубильниками на вводе

*Силовые пункты типа ПР* предназначены для приема и распределения электроэнергии в силовых и осветительных сетях переменного тока напряжением до 690 В (рис. 3.11). Пункты выпускаются промышленностью на номинальные токи 100; 160; 250; 400 и 630 А в навесном, утопленном и напольном исполнении. В них применяются трехполюсные и однополюсные автоматические выключатели типов ВА, АЕ и т. п.

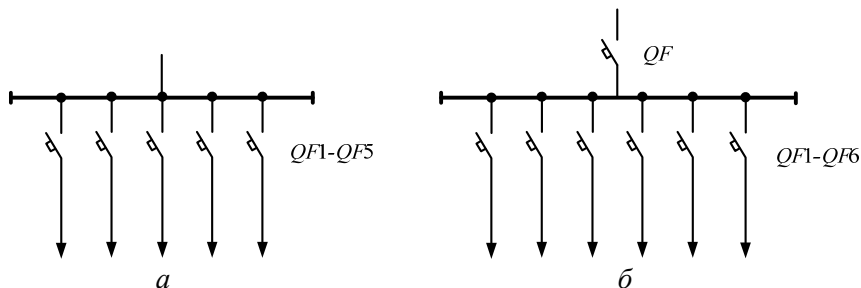


Рис. 3.11. Электрическая схема силового пункта типа ПР:  
*a* – с жазимами на вводе; *б* – с автоматическим выключателем на вводе

Инновационными разработками в электрооборудовании напряжением до 1 кВ являются *модульные распределительные устройства*, позволяющие создавать компактные распределительные щиты любой конфигурации стационарного, выдвижного и разъемного исполнения на номинальные токи до 6300 А.

Модульные системы достаточно эффективны в условиях промышленного производства. Например, панели типа НП на одной и той же площади увеличивают количество отходящих линий примерно в 1,5–2 раза.

Силовые пункты, которые служат для коммутации и защиты одной трехфазной линии напряжением 0,4/0,23 кВ, содержащие лишь один коммутационный аппарат, называются *силовыми (коммутационными) ящиками*. В них устанавливаются рубильники, рубильники с предохранителями, блоки «предохранитель–выключатель» или автоматические выключатели (рис. 3.12).

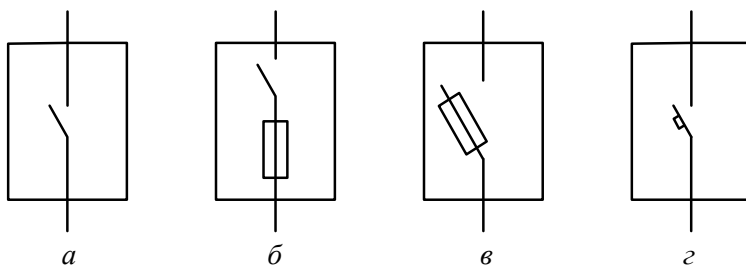


Рис. 3.12. Электрические схемы силовых ящиков:

*а* – с рубильником; *б* – с рубильником и предохранителями; *в* – с блоком «предохранитель–выключатель»; *г* – с автоматическим выключателем

В электроустановках напряжением до 1 кВ применяются силовые ящики типа ЯС, ЯВЗ, ЯРП, ЯБПВУ, ЯУ, ШС и т. п.

Коммутационные ящики применяются при подключении распределительных шинопроводов, троллейных линий, отдельных электроприемников (например, сварочных аппаратов), а также используются в помещениях с небольшим числом электроприемников, где установка СП типа ШР или ПР нецелесообразна.

В электрических осветительных сетях производственных, административно-бытовых и общественных зданий в качестве пунктов разветвления применяются *осветительные щитки* (типов ЯОУ8500,

ОП, ОЩ, ЩО8505 и др.) с однополюсными и трехполюсными автоматическими выключателями на групповых линиях.

Силовые пункты, шкафы, распределительные панели и щиты выбираются с учетом условий окружающей среды по номинальному напряжению, номинальному току, электродинамической стойкости при КЗ, количеству присоединяемых к ним линий или ответвлений к электроприемникам, их расчетным токам и требуемым защитным аппаратам.

**Пример 3.6.** Выбрать силовой пункт напряжением 0,4 кВ для подключения группы электроприемников, состоящей из семи электродвигателей, каждый из которых имеет номинальную мощность 11 кВт. Расчетный ток группы электроприемников  $I_p = 45,3$  А. Для защиты ответвлений к электродвигателям необходимы предохранители с номинальным током плавкой вставки 100 А. Ударный ток КЗ в конце линии, питающей СП,  $i_y = 9,5$  кА. Условия окружающей среды в цехе нормальные.

**Решение.** В качестве СП выбираем распределительный шкаф типа ШР11-73705 с климатическим исполнением УЗ и степенью защиты IP22 (табл. П2.14). На вводе СП имеется рубильник Р18 с номинальным током  $I_{ном} = 400$  А. Ток электродинамической стойкости силового пункта  $i_{дин} = 25$  кА. В шкафу на отходящих линиях имеется восемь трехполюсных групп предохранителей на номинальные токи 100 А.

Так как  $I_{ном} > I_p$  ( $400 > 45,3$  А), то СП подходит по номинальному току. Условие электродинамической стойкости СП (1.1) выполняется:  $25 > 9,5$  кА. Количество присоединений, имеющих в СП, позволяет питать от него семь электродвигателей. При этом одно свободное присоединение является резервным.

## **4. ВЫБОР ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ**

### **4.1. Изолированные провода и кабели напряжением до 1 кВ, способы их прокладки и условия выбора**

Электрические сети напряжением до 1 кВ промышленных предприятий конструктивно выполняются в виде шинопроводов, электропроводок и кабельных линий электропередачи.

В электропроводках производственных объектов широко применяются провода с поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами марки АПВ и медными жилами марки ПВ. При прокладке в трубах проводов, питающих сварочные установки, целесообразно применять многожильные провода марки АПРТО или ПРТО с хлопчатобумажной оплеткой, пропитанной противогнилостным составом.

В электроустановках напряжением до 1 кВ в подавляющем большинстве случаев применяются кабели с полимерной (из поливинилхлоридного пластика, полиэтилена, сшитого полиэтилена и т. д.) или резиновой изоляцией. Для прокладки внутри зданий в основном применяются кабели марок АБВГ, ВВГ, АПВВГ, ПВВГ и т. п. При прокладке в земле рекомендуется использовать кабели марок АПВБШВ, ПВББШВ и т. п., имеющие ленточную броню, защищающую оболочку и токопроводящие жилы от механических повреждений. Бронированные кабели можно прокладывать во взрывоопасных зонах.

Для питания перемещающихся электроприемников (крановых установок, подъемников и т. п.) могут применяться гибкие шланговые кабели с медными жилами марки КГ и КГН. В пожароопасных зонах классов П-I и П-II и во взрывоопасных зонах питание крановых установок осуществляется с помощью кабеля марки КГН.

На промышленном предприятии электрические внутрицеховые сети должны быть совместимы с условиями окружающей среды и производства. В зависимости от условий окружающей среды, территориального размещения электроприемников, величины и характера электрической нагрузки приемников и потребителей электроэнергии, возможных электродинамических, механических и термических воздействий на проводники, а также требований электробезопасности и технической эстетики внутренние электропроводки имеют много конструктивных исполнений (табл. 4.1).



Таблица 4.1

## Конструктивное исполнение электропроводок внутри помещений

Электропроводка	
Открытая	Скрытая
Непосредственно по поверхности строительных конструкций	Под слоем штукатурки
На монтажных полосах, лентах и струнах	В бороздах с заделкой штукатурным или гипсовым раствором
На изолирующих опорах (роликах, изоляторах, клицах)	В швах между блоками
В трубах	В трубах
В металлорукавах	В металлорукавах
В коробах с открывающимися крышками	В коробах без крышек
На лотках	В каналах и пустотах строительных конструкций
На тросах	В толще панелей при их изготовлении (замоноличенная проводка)
В плинтусных коробах	–

*Отметим, что незащищенные изолированные провода (марок АПВ, ПВ и т. п.) могут прокладываться только тремя способами: на изоляторах, в трубах и коробах.*

В открытых и скрытых электропроводках применяются стальные и пластмассовые трубы. Электропроводки в стальных трубах имеют высокую стоимость, требуют больших трудозатрат при выполнении электромонтажных работ и значительного расхода металла. Поэтому их применяют обоснованно в соответствии с [1], когда по условиям окружающей среды другие виды электропроводок недопустимы.

*На промышленных предприятиях открытая электропроводка чаще всего выполняется в трубах, коробах, металлорукавах и на лотках, скрытая – в трубах, коробах и металлорукавах.* При выполнении наружных и осветительных электрических сетей могут применяться тросовые проводки.

При проектировании электрических сетей промышленных предприятий, как правило, выбираются проводники с алюминиевыми жи-

лами, за исключением сетей во взрывоопасных зонах классов В-I и В-Iа, в которых применение проводов и кабелей с медными жилами является обязательным. Медные проводники также предусматриваются для питания переносных и передвижных электроприемников, для присоединения электротехнических устройств, установленных непосредственно на виброизолирующих опорах, для силовых цепей крановых установок, а также в некоторых других случаях [1].

При выборе проводов и жил кабелей, используемых в стационарных электроустановках напряжением до 1 кВ, необходимо учитывать их минимально допустимые сечения по механической прочности (табл. 4.2) [9].

Таблица 4.2

Минимальные сечения проводников

Назначение электрической цепи	Проводник		
	Вид	Материал	Сечение, мм <sup>2</sup>
Силовые и осветительные цепи	Кабели и изолированные провода	Медь, алюминий	1,5 2,5
Цепи сигнализации и управления	Кабели и изолированные провода	Медь	0,5
Цепи сигнализации и управления электронного оборудования	Кабели и изолированные провода	Медь	0,1
Силовые цепи	Неизолированные проводники	Медь, алюминий	10 16
Цепи сигнализации и управления	Неизолированные проводники	Медь	4

Сечения жил проводников силовых электрических сетей напряжением до 1 кВ выбираются по допустимому нагреву. Если число часов использования максимума нагрузки  $T_{\max} > 5000$  ч в год, то выбранное сечение проверяется по экономической плотности тока (кроме ответвлений к электроприемникам).

Сечения проводов и кабелей осветительных сетей выбираются по допустимому нагреву и допустимой потере напряжения. В силовых

сетях сечения проводников по потере напряжения не выбираются. Однако сети рассчитываются по потере напряжения. Если в электроустановках зданий потеря напряжения превышает 4 % [9], то принимаются меры по повышению уровня напряжения в электрических сетях, в том числе и путем увеличения сечения проводников.

Если сеть требует защиты от перегрузки, то длительно допустимые токи выбранных проводов и кабелей должны соответствовать токам аппаратов защиты, установленных в начале линии.

Кабели, применяемые в сетях напряжения до 1 кВ, проверяются по термической стойкости.

## 4.2. Выбор сечений проводников по допустимому нагреву

По допустимому нагреву сечения токопроводящих жил проводов и кабелей выбираются по условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / K_{\text{п}}, \quad (4.1)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый длительный ток проводов или кабелей, А;

$I_p$  – расчетный ток линии, А;

$K_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий фактические условия прокладки проводов и кабелей.

При выборе сечений проводников для ответвлений к отдельным электроприемникам в качестве  $I_p$  принимаются их номинальные токи  $I_{\text{ном}}$ . Причем во взрывоопасных зонах (кроме В-Іб и В-Іг) при выборе проводников ответвления к электродвигателю с короткозамкнутым ротором должно соблюдаться условие

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25I_{\text{ном}} / K_{\text{п}}.$$

*Допустимым длительным током* по нагреву называется ток, при котором устанавливается длительно допустимая температура проводника  $\Theta_{\text{жн}}$ . В соответствии с [1] установлены следующие значения  $\Theta_{\text{жн}}$ :

90 °С – для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;

80 °С – для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 3 кВ;

70 °С – для шин и неизолированных проводов;

65 °С – для кабелей и проводов с резиновой или пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ.

Значения  $I_{\text{доп}}$  приводятся в справочной литературе или технической документации производителей при условной температуре окружающей среды  $\Theta_{\text{сн}} = 15$  °С при прокладке в земле и  $\Theta_{\text{сн}} = 25$  °С – в воздухе.

Допустимые токи для изолированных проводов приведены в [1] при прокладке в стальных трубах и открыто, для кабелей – при прокладке в воздухе и земле. Значения допустимых длительных токов проводов, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, принимаются, как для проводов в трубах, а расположенных в лотках в один ряд, – как для открыто проложенных проводов.

*При использовании электропроводок в пластмассовых трубах допустимые токи проводов следует понижать на 10–15 %.*

Для электрических сетей напряжением до 1 кВ поправочный коэффициент, как правило, определяется по выражению

$$K_{\text{п}} = K_1 K_2, \quad (4.2)$$

где  $K_1$  и  $K_2$  – коэффициенты, учитывающие фактическую температуру окружающей среды и количество совместно проложенных проводников.

С учетом (4.2) формулу (4.1) представим в следующем виде:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} / (K_1 K_2). \quad (4.3)$$

Если условия среды и прокладки не отличаются от принятых в [1], то значения поправочных коэффициентов принимаются равными 1. В этом случае выражение (4.3) имеет вид

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}. \quad (4.4)$$

Поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий фактическую температуру окружающей среды, можно определить по справочной таблице [1] или рассчитать по следующей формуле [12]:

$$K_1 = \sqrt{\frac{\Theta_{\text{жн}} - \Theta_{\text{с}}}{\Theta_{\text{жн}} - \Theta_{\text{сн}}}}, \quad (4.5)$$

где  $\Theta_{\text{с}}$  – действительная температура окружающей среды.

При прокладке в трубах допустимые токи проводов в справочных таблицах приводятся с учетом коэффициента  $K_2$ . В случае прокладки более четырех одновременно нагруженных проводов в трубах, коробах, а также в лотках пучками, их допустимые токи принимаются, как для проводов, проложенных открыто, но с введением снижающего коэффициента  $K_2$ , который равен 0,68 для 5 и 6; 0,63 – для 7–9 и 0,6 – для 10–12 проводов.

Значения  $K_2$  для кабелей (кабельных линий), проложенных в земле, приведены в табл. ПЗ.18.

В соответствии с [1] на период ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10 %, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией – до 15 % номинальной на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение пяти суток. При этом нагрузка в остальное время суток не должна превышать номинального значения.

### **4.3. Проверка выбранного сечения проводников силовой сети по экономической плотности тока**

По экономической плотности тока площадь сечения проводников  $F_3$  проверяется по соотношению

$$F_3 = I_p / j_3, \quad (4.6)$$

где  $j_3$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, принимаемое в соответствии с [1].

Экономическая площадь сечения, полученная по выражению (4.6), округляется до ближайшего стандартного значения.

Значения экономической плотности тока при  $T_{\text{max}} > 5000$  ч для проводников, применяемых в электрических сетях напряжением до 1 кВ, приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Экономическая плотность тока для проводников силовых электрических сетей напряжением до 1 кВ

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , для материала жилы	
	Алюминий	Медь
Провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией	1,2	2,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией	1,6	2,7

Отметим, что для проводов и кабелей, имеющих площадь сечения до 16 мм<sup>2</sup>, значение экономической плотности тока увеличивается на 40 %.

*Сечения проводников осветительных сетей по экономической плотности тока не проверяются.*

#### 4.4. Расчет силовой электрической сети по потере напряжения

По допустимой потере напряжения в обязательном порядке выбираются сечения проводников осветительных сетей. Провода и кабели силовых электрических сетей напряжением до 1 кВ промышленных предприятий по допустимой потере напряжения, как правило, не выбираются.

При необходимости выбора сечения проводников трехфазной линии с учетом их индуктивного сопротивления можно воспользоваться следующей формулой [20]:

$$F = \frac{Pl \cdot 10^5}{\gamma U_{\text{ном}}^2 (\Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{доп р}})}, \quad (4.7)$$

где  $P$  – активная нагрузка линии, кВт;

$l$  – длина линии, м;

$\gamma$  – удельная проводимость материала проводника при действительной температуре жилы, м/(Ом·мм<sup>2</sup>);

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение линии, В;

$\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимая потеря напряжения в линии, %;

$\Delta U_{\text{доп р}}$  – допустимая потеря напряжения, обусловленная реактивной нагрузкой и индуктивным сопротивлением линии, %.

Удельная проводимость проводникового материала при действительной температуре нагрева жил  $\Theta$  определяется по выражению

$$\gamma = \frac{\gamma_0}{1 + \alpha(\Theta - 20)},$$

где  $\gamma_0$  – удельная проводимость при температуре 20 °С, м/(Ом·мм<sup>2</sup>);

$\alpha$  – температурный коэффициент электрического сопротивления, который для меди и алюминия равен 0,004  $\frac{1}{\text{°C}}$ .

Значения  $\gamma_0$  для меди составляет 55,56 м/(Ом·мм<sup>2</sup>), а для алюминия – 33,9 м/(Ом·мм<sup>2</sup>).

Величина реактивной составляющей допустимой потери напряжения вычисляется по формуле

$$\Delta U_{\text{доп р}} = \frac{Ql \cdot 10^5}{U_{\text{ном}}^2} x_0,$$

где  $Q$  – реактивная нагрузка линии, квар;

$x_0$  – предварительно принятое индуктивное сопротивление одной фазы линии, Ом/м.

Если приближенно оценить величину  $x_0$  затруднительно, то можно первоначально выбрать сечения токоведущих жил проводников по формуле (4.7) без учета  $\Delta U_{\text{доп р}}$  и по справочным таблицам принять соответствующее ему значение  $x_0$ .

При отсутствии в здании трансформаторной подстанции силовые сети рассчитываются по потере напряжения. Для расчета потери напряжения в линии трехфазного тока напряжением до 1 кВ, выраженной в %, как правило, используется следующая формула:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 100 I_p l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) / U_{\text{ном}}, \quad (4.8)$$

где  $l$  – длина линии, км;

$r_0$  и  $x_0$  – соответственно активное и индуктивное погонное сопротивление линии, Ом/км;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки линии.

#### 4.5. Проверка выбранных сечений жил кабелей напряжением до 1 кВ по термической стойкости

По термической стойкости к действию тока КЗ минимальное сечение жил кабелей определяется по выражению

$$F_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (4.9)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс от тока КЗ,  $A^2 \cdot c$ ;

$C$  – расчетный коэффициент, зависящий от материала жил проводника и его изоляции,  $A \cdot c^{0.5} / mm^2$ .

Расчетный коэффициент  $C$  имеет следующие значения [8]:

115 – для кабелей с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией, а также для соединений медных проводников, выполненных пайкой;

74 – для кабелей с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией;

135 – для кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой и этиленпропиленовой резины) и с изоляцией из сшитого полиэтилена;

87 – для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой и этиленпропиленовой резины) и с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Тепловой импульс от тока КЗ определяется по формуле

$$B_K = I_K^2 t, \quad (4.10)$$

где  $I_K$  – действующее значение тока КЗ, А;

$t$  – время отключения тока КЗ, которое определяется по времятоковым характеристикам защитных аппаратов, с.

Проверку кабелей на термическую стойкость следует выполнять по сверхтоку, обеспечивающему большее значение  $B_K$ .



#### 4.6. Обеспечение соответствия сечения проводников и устройств защиты от перегрузки

При защите электрических цепей от токов перегрузки необходимо обеспечивать согласованность применяемых проводников и защитных устройств. Плавкие предохранители и автоматические выключатели должны отключать ток перегрузки. Для этого рабочая характеристика любого устройства, защищающего проводники от перегрузки, должна соответствовать условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ном з}} \geq I_p, \quad (4.11)$$

где  $I_{\text{ном з}}$  – номинальный ток устройства защиты (плавкой вставки предохранителя, теплового или комбинированного расцепителя автомата).

В соответствии с [4] для электрических сетей, защищаемых от перегрузки, параметры аппаратов защиты  $I_3$  по отношению к  $I_{\text{доп}}$  должны иметь кратности, не превышающие значения, приведенные в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Предельные кратности номинальных токов или токов срабатывания защитных аппаратов по отношению к допустимым токовым нагрузкам проводников

Проводник	Вид защитного аппарата	$I_3$	$I_3 / I_{\text{доп}}$
Проводники с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией	Предохранитель	Номинальный ток плавкой вставки	0,8*
	Автоматический выключатель, имеющий только отсечку	Ток уставки расцепителя	0,8*
Кабели с бумажной изоляцией	Предохранитель	Номинальный ток плавкой вставки	1,0
	Автоматический выключатель, имеющий только отсечку	Ток уставки расцепителя	1,0
Проводники всех марок	Автоматический выключатель с нерегулируемой обратной зависимой от тока характеристикой	Номинальный ток расцепителя	1,0

Проводник	Вид защитного аппарата	$I_3$	$I_3 / I_{\text{доп}}$
Проводники с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией	Автоматический выключатель с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой	Ток срабатывания теплового расцепителя	1,0
Кабели с бумажной изоляцией и изоляцией из вулканизированного полиэтилена	Автоматический выключатель с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой	Ток срабатывания теплового расцепителя	1,25

\*Для проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях промышленных предприятий, допускается принимать  $I_3 / I_{\text{доп}} = 1$ .

#### 4.7. Выбор сечения нулевых проводников

Площадь сечения нулевого рабочего проводника ( $N$ ) в однофазных двухпроводных цепях принимается такой же, как и фазного проводника. Это правило распространяется на однофазные трехпроводные цепи и на многофазные цепи при площади сечения фазных проводников  $F_L$  с медной жилой до  $16 \text{ мм}^2$ , а с алюминиевой – до  $25 \text{ мм}^2$ .

В многофазных цепях с медными проводниками при  $F_L > 16 \text{ мм}^2$  и алюминиевыми при  $F_L > 25 \text{ мм}^2$  нулевые проводники  $N$  могут иметь сечение, меньшее, чем фазные проводники (но не менее чем  $16 \text{ мм}^2$  медные и  $25 \text{ мм}^2$  алюминиевые), при условии, что нулевой проводник защищен от сверхтоков. При этом пропускная способность нулевого проводника должна соответствовать его рабочему току.

Площадь сечения нулевого защитного проводника  $PE$  при сечении фазного проводника  $F_L \leq 16 \text{ мм}^2$  принимается равной  $F_L$ ; при  $F_L = 25\text{--}35 \text{ мм}^2 - 16 \text{ мм}^2$ , а при  $F_L > 35 \text{ мм}^2$  – не менее  $0,5 F_L$ . При этом защитные проводники должны быть изготовлены из того же материала, что и фазные. Во всех случаях сечение защитного проводника, не входящего в состав кабеля, должно быть не менее  $2,5 \text{ мм}^2$  при наличии защиты от механических повреждений и  $4 \text{ мм}^2$  – при ее отсутствии.

В стационарных установках системы  $TN$  функции нулевых защитного и рабочего проводников можно совместить в одном проводнике  $PEN$  при условии, что площадь его сечения не менее  $10 \text{ мм}^2$  для меди и  $16 \text{ мм}^2$  для алюминия, а рассматриваемая часть сети не защищена устройствами защитного отключения, реагирующими на дифференциальные токи.

**Пример 4.1.** Распределительный пункт (РП) цеха промышленного предприятия получает электроэнергию от ТП по линии напряжением  $0,4 \text{ кВ}$ , состоящей из двух параллельных кабелей  $K1$  и  $K2$  марки АВББШв (рис. 4.1). Кабели проложены в одной траншее с расстоянием в свету  $100 \text{ мм}$ . Температура земли  $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ . Полная расчетная мощность линии  $S_p = 245,7 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ . Время использования максимума нагрузки  $T_{\text{max}} = 3200 \text{ ч}$ . Выбрать сечение жил кабелей по условию допустимого нагрева.

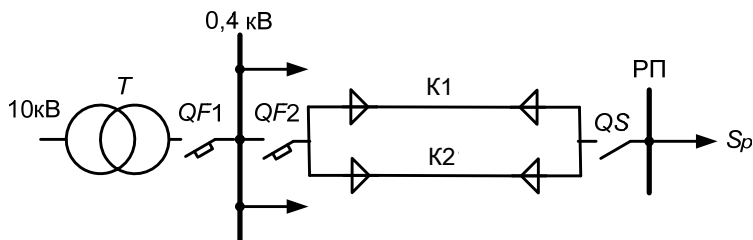


Рис. 4.1. Схема сети для примера 4.1

**Решение.** Определяем расчетный ток одного кабеля в предположении, что нагрузка между кабелями распределяется поровну:

$$I_p = S_p / (2\sqrt{3}U_{\text{ном}}), \quad I_p = 245,7 / (2\sqrt{3} \cdot 0,4) = 177,5 \text{ А}.$$

Находим поправочные коэффициенты на допустимый ток кабеля, учитывающие фактические условия прокладки в земляной траншее. Коэффициент, учитывающий температуру земли, рассчитаем по формуле (4.5):

$$K_1 = \sqrt{\frac{(65-10)}{(65-15)}} = 1,048 \approx 1,05.$$

По табл. ПЗ.18 принимаем коэффициент  $K_2 = 0,9$ , учитывающий количество совместно проложенных кабелей в одной траншее.

Так как в цехе могут быть однофазные электроприемники, выбираем для линии пятижильные кабели с нулевыми рабочими и защитными проводниками. Нагрузку будут нести фазные и нулевые рабочие жилы. В табл. ПЗ.3 нет данных по токам нагрузки для кабеля с четырьмя рабочими жилами. Поэтому принимаем допустимый ток четырехжильного кабеля, как для трехжильного, но с коэффициентом 0,92. С учетом этого рассчитаем по формуле (4.3):

$$0,92I_{\text{доп}} \geq 177,5 / (1,05 \cdot 0,9),$$

$$I_{\text{доп}} \geq 177,5 / (0,92 \cdot 1,05 \cdot 0,9) = 204,16 \approx 204,2 \text{ А.}$$

По табл. ПЗ.3 для полученного значения тока выбираем по данным для трехжильного кабеля, прокладываемого в земле, сечение токоведущих жил  $70 \text{ мм}^2$  с допустимым длительным током  $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$ . Принимаем пятижильный кабель АВБбШв  $5 \times 70-1$ .

Проверяем выбранный кабель по току послеаварийного режима при выходе из строя одного кабеля. В этом случае оставшийся в работе кабель будет нести всю нагрузку цеха. Ток в послеаварийном режиме принимаем равным удвоенному значению тока кабеля при нормальной работе:

$$I_{\text{ра}} = 2I_{\text{р}}, \quad I_{\text{ра}} = 2 \cdot 177,5 = 355 \text{ А.}$$

С учетом допустимой перегрузки на 15 % (коэффициент перегрузки  $K_{\text{пер}} = 1,15$ ) в период максимума нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение пяти суток кабель должен иметь допустимый длительный ток:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ра}} / (K_{\text{пер}} 0,92 K_1);$$

$$I_{\text{доп}} \geq 355 / (1,15 \cdot 0,92 \cdot 1,05) = 319,6 \text{ А.}$$

По данному условию необходимо принять кабель АВБбШв  $5 \times 150-1$  (или АВБбШв  $4 \times 150 + 1 \times 95-1$ ) с сечением токоведущих жил  $150 \text{ мм}^2$  с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 335 \text{ А}$ .

**Пример 4.2.** Группу электроприемников с расчетным током нагрузки  $I_{\text{р}} = 150,7 \text{ А}$  и коэффициентом мощности  $\cos \varphi = 0,85$  предполагается питать на напряжении 0,4 кВ от шин распределительно-

го устройства (РУ) ТП по кабельной линии (КЛ) электропередачи длиной 40 м (рис. 4.2). Пиковый ток линии  $I_{\text{пик}} = 420,5$  А. Ток трехфазного КЗ на шинах напряжением 0,4кВ ТП  $I_{\text{к}} = 12,0$  кА. Кабель присоединяется к РУ ТП с помощью токоограничивающего автоматического выключателя типа ВА52-35 с комбинированным расцепителем и прокладывается на металлических кронштейнах в помещении с нормальной средой. Время использования максимума нагрузки  $T_{\text{max}} = 5200$  ч.

Выбрать кабель и определить площадь сечения его токопроводящих жил при условии, что линию требуется защищать от токов КЗ и перегрузки. Определить потерю напряжения в кабельной линии.

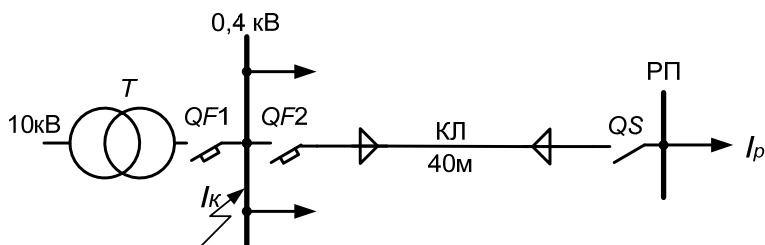


Рис. 4.2. Схема сети для примера 4.2

**Решение.** Определяем номинальный ток расцепителя автомата ВА52-35, имеющего номинальный ток 250 А, по условию (2.9):

$$I_{\text{ном р}} \geq 150,7 \text{ А.}$$

По табл. П2.7 для автомата ВА52-35 выбираем комбинированный расцепитель с номинальным током  $I_{\text{ном р}} = 160$  А. Кратность тока отсечки по отношению к  $I_{\text{ном р}}$   $K_{\text{то}} = 12$ .

Предельная коммутационная способность автомата 30 кА, что значительно больше тока КЗ в точке установки аппарата защиты.

Проверяем невозможность срабатывания автоматического выключателя при пиковом токе. Для этого по выражению (2.12) рассчитаем требуемую кратность тока отсечки:

$$K_{\text{то}} \geq \frac{1,25 \cdot 420,5}{160} = 3,3.$$

Расчетное значение  $K_{то}$  меньше принятого в автомате. Следовательно, выключатель не будет срабатывать при пиковом токе линии.

Принимаем для прокладки кабель с алюминиевыми жилами марки АВВГ. Определяем площадь сечения токопроводящих жил кабеля по допустимому нагреву расчетным током с учетом поправочно-го коэффициента 0,92 на четвертую рабочую жилу:

$$I_{доп} \geq 150,7 / 0,92 = 163,8 \text{ А.}$$

По табл. ПЗ.3 по данным для трехжильного кабеля, прокладываемого в воздухе, выбираем сечение токоведущих жил  $95 \text{ мм}^2$  с допустимым длительным током  $I_{доп} = 170 \text{ А}$ . Принимаем пятижильный кабель АВВГ  $5 \times 95-1$ .

Условие (4.11) соответствия сечения жил и аппарата защиты для выбранного кабеля выполняется

$$170 \geq 160 \geq 150,7 \text{ А.}$$

Определяем минимальное сечение жил кабеля по термической стойкости. Для этого по защитной характеристике автомата ВА52-35 [10] находим время его срабатывания  $t$  при токе КЗ  $I_k = 12,0 \text{ кА}$ . Оно составляет примерно  $0,015 \text{ с}$ .

Рассчитываем тепловой импульс от тока КЗ по формуле (4.10):

$$B_k = 12\,000^2 \cdot 0,015 = 2\,160\,000 \text{ А}^2 \cdot \text{с} = 2,16 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

По выражению (4.9) находим площадь сечения жилы по термической стойкости при расчетном коэффициенте  $C = 74 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ :

$$F_T = \frac{\sqrt{2,16 \cdot 10^6}}{74} = 19,9 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение равно  $25 \text{ мм}^2$ . Следовательно, выбранное по допустимому нагреву сечение жилы ( $95 \text{ мм}^2$ ) проходит по термической стойкости.

Так как  $T_{max} > 5000 \text{ ч}$ , сечение жил кабеля проверяется по экономической плотности тока. Значение экономической плотности тока

для кабеля с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией  $j_s = 1,6 \text{ А/мм}^2$  приведено в табл. 4.3.

Определяем сечение жил по экономической плотности тока по формуле (4.6):

$$F_s = 150,7 / 1,6 = 94,2 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение жил  $95 \text{ мм}^2$ . Следовательно, по экономической плотности тока не требуется повышать сечение токопроводящих жил кабеля. Окончательно принимаем кабель АВВГ  $5 \times 95-1$ .

По табл. ПЗ.20 находим удельные значения активного и реактивного сопротивления для кабеля с алюминиевыми жилами с пластмассовой изоляцией:  $r_0 = 0,329 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,081 \text{ Ом/км}$ . По формуле (4.8) рассчитаем потерю напряжения в кабельной линии:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot 100 \cdot 150,7 \cdot 0,04 \times \\ &\times (0,329 \cdot 0,85 + 0,081 \cdot 0,527) / 400 = 0,84 \%. \end{aligned}$$

**Пример 4.3.** Потребитель электроэнергии с расчетным током нагрузки  $I_p = 110,5 \text{ А}$  предполагается питать на напряжении  $0,4 \text{ кВ}$  от ТП по кабельной линии электропередачи. Кабель прокладывается на лотках в помещении с нормальной средой. Ток трехфазного КЗ на шинах напряжением до  $1 \text{ кВ}$  ТП  $I_k = 13,0 \text{ кА}$ . Кабель присоединяется к РУ ТП с помощью селективного автоматического выключателя типа ВА55-37 с полупроводниковым расцепителем. Номинальный ток автомата  $160 \text{ А}$ . Время использования максимума нагрузки  $T_{\max} = 4500 \text{ ч}$ . Автоматический выключатель имеет уставку времени срабатывания в зоне защиты от токов КЗ  $t = 0,1 \text{ с}$ .

**Решение.** Для электроснабжения потребителя электроэнергии выбираем кабель марки АПВ с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена и поливинилхлоридной оболочкой. По формуле (4.4) определяем допустимый длительный ток кабеля

$$I_{\text{доп}} \geq 110,5 \text{ А}.$$

По табл. ПЗ.6 для четырехжильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена выбираем сечение жилы  $35 \text{ мм}^2$  с допустимым током при прокладке в воздухе  $I_{\text{доп}} = 118 \text{ А}$ . С учетом нулевых проводников выбираем пятижильный кабель АПВВ  $5 \times 35-1$ .

Для проверки кабеля по термической стойкости определяем тепловой импульс от тока КЗ по формуле (4.10):

$$B_{\text{к}} = 13\,000^2 \cdot 0,1 = 16\,900\,000 \text{ А}^2 \cdot \text{с} = 16,9 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением до 1 кВ расчетный коэффициент  $C = 87 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ . По формуле (4.9) определяем минимальное термически стойкое сечение жил:

$$F_{\text{Т}} = \frac{\sqrt{16,9 \cdot 10^6}}{87} = 47,25 \text{ мм}^2.$$

Термически стойким является кабель с сечением токопроводящих жил  $50 \text{ мм}^2$ . В связи с этим для питающей линии выбираем кабель АПВВ  $5 \times 50-1$  с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 147 \text{ А}$  при прокладке в воздухе.



## 5. ВЫБОР КАБЕЛЕЙ И ШИН НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

### 5.1. Кабели напряжением выше 1 кВ и способы их прокладки

На напряжении выше 1 кВ кабели могут быть одножильного и трехжильного исполнения. В сетях напряжением 6–10 кВ и выше применяются преимущественно трехжильные кабели, а на линиях с большой пропускной способностью – одножильные. В кабельных сетях напряжением 6–10 кВ используются кабели с пропитанной бумажной изоляцией и герметичной оболочкой из алюминия или свинца (марок ААШв, ААБл, ААБ2л, АСБ, СБ и т. п.), а также с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) в пластмассовой оболочке (марок АПвП, ПвП, АПвВ и т. п.). На напряжении 6–35 кВ кабели с изоляцией из СПЭ выпускаются в одножильном и трехжильном исполнении, на напряжении 110–500 кВ – только в одножильном. Благодаря своим высоким термомеханическим свойствам эти кабели допускают большие токовые нагрузки, чем кабели с любой другой изоляцией.

При использовании одножильных кабелей трехфазная линия электропередачи представляет собой систему из трех изолированных проводников, расположенных по вершинам равностороннего треугольника или в одной плоскости. На рис. 5.1 в качестве иллюстрации показано возможное расположение при прокладке трех одножильных кабелей, имеющих внешний диаметр  $d$ .

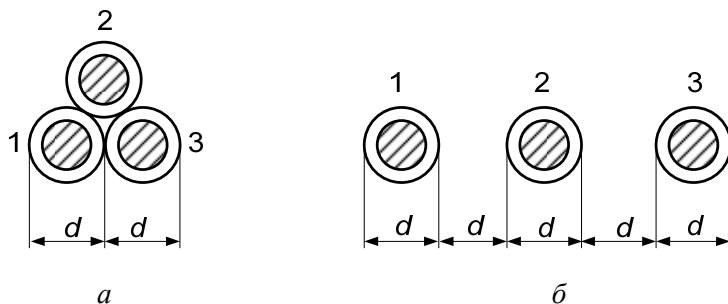


Рис. 5.1. Расположение одножильных кабелей при прокладке:  
 $a$  – по вершинам равностороннего треугольника;  $b$  – в одной плоскости

При расположении кабелей по вершинам равностороннего треугольника трехфазная линия электропередачи имеет меньшие габариты и одинаковые сопротивления токопроводящих жил. При этом несколько ухудшаются условия охлаждения кабелей, что снижает длительно допустимые по нагреву токи. Тем не менее, такое расположение одножильных кабелей наиболее часто применяется при сооружении трехфазных линий электропередачи в системах электроснабжения.

Кабели с изоляцией из СПЭ напряжением выше 1 кВ имеют экраны из медных проволок и лент, которые выполняют важную защитную функцию в рабочем и аварийном режиме. Наиболее распространена схема, предусматривающая соединение экранов по концам кабелей с их заземлением.

Кабели, имеющие изоляцию жил из СПЭ, целесообразно применять в электрических сетях напряжением 6–10 кВ промышленных предприятий вместо кабелей с бумажной пропитанной изоляцией. При одном и том же сечении токопроводящих жил линия, выполненная трехжильным кабелем, требует меньших капитальных вложений, нежели линия, состоящая из трех одножильных кабелей. Поэтому в СЭС в первую очередь следует предусматривать трехжильные кабели. Одножильные кабели с изоляцией из СПЭ используются в следующих случаях:

- при необходимости передачи большой мощности, что может иметь место в системах внешнего электроснабжения средних и крупных промышленных предприятий;

- в электрических цепях, соединяющих генераторы (трансформаторы) с шинами РУ (применение одножильных кабелей, имеющих площадь сечения токопроводящей жилы  $630 \text{ мм}^2$  и выше, позволяет отказаться от использования токопроводов или нескольких трехжильных кабелей).

Кабели напряжением выше 1 кВ могут прокладываться открыто или скрыто в земле. Прокладка в земляных траншеях, как правило, предусматривается в системах внешнего электроснабжения промышленных предприятий. На территории производственного объекта более рационально использовать открытую прокладку кабелей: на эстакадах, в галереях, на металлоконструкциях, в лотках, коробах, по строительным элементам зданий и сооружений с креплением скобами, хомутами и т. п. При обосновании кабели могут прокла-

дываться также в специальных кабельных сооружениях: блоках, каналах, туннелях и т. д.

## **5.2. Факторы, влияющие на выбор сечений токопроводящих жил кабелей напряжением 6–10 кВ**

Сечения токопроводящих жил кабелей выбираются с учетом следующих экономических и технических факторов:

- экономической плотности тока или наименьших приведенных затрат;

- длительно допустимого нагрева расчетным током в нормальном и послеаварийном (ремонтном) режиме;

- кратковременного нагрева током КЗ (термической стойкости).

Кабели, защищенные токоограничивающими предохранителями (типа ПК, ПКТ и т. п.), по термической стойкости не проверяются.

Из трех сечений, полученных по расчетам, – по экономической плотности тока (приведенным затратам), допустимому нагреву и термической стойкости при КЗ – принимается большее.

Выбранные сечения жил кабелей должны обеспечивать требуемые уровни напряжения на зажимах электроприемников с учетом устройств регулирования силовых трансформаторов и установленных средств компенсации реактивной мощности.

## **5.3. Выбор сечений токопроводящих жил кабелей напряжением 6–10 кВ по экономическим критериям**

При проектировании линий электропередачи напряжением до 220 кВ сечения проводников, как правило, выбираются по экономической плотности тока  $j_3$ , значения которой для проводов, кабелей и шин приведены в табл. 5.1. Сечения проводников определяются по формуле (4.6) и округляются до ближайшего стандартного значения [1].

Экономические сечения проводников воздушных и кабельных линий, имеющие промежуточные отборы мощности (магистральных линий), следует выбирать для каждого из участков, исходя из соответствующих расчетных токов.

Таблица 5.1

## Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	1001–3000	3001–5000	более 5000
Неизолированные про- вода 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 изоляция с жилами:			
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

Сечения проводов линий электропередачи постоянного и переменного тока напряжением 330 кВ и выше, а также проводников мощных жестких и гибких токопроводов, работающих с большим числом часов использования максимальной нагрузки, выбираются на основе технико-экономических расчетов [1].

Отметим, что для выбора экономически целесообразных сечений проводов и токопроводящих жил кабелей для линий электропередачи напряжением выше 1 кВ могут использоваться экономические интервалы токовых нагрузок [12].

**Пример 5.1.** По экономической плотности тока выбрать сечение жил кабеля с алюминиевыми жилами с изоляцией из СПЭ для линии напряжением 10 кВ, питающей механосборочный цех с расчетным током нагрузки  $I_p = 210,5$  А. Время использования максимальной нагрузки  $T_{\max} = 3500$  ч. Кабель прокладывается на металлических конструкциях.

**Решение.** По табл. 5.1 при  $T_{\max} = 3500$  ч для кабеля с пластмассовой изоляцией и алюминиевыми жилами принимаем экономическую плотность тока  $j_3 = 1,7$  А/мм<sup>2</sup>.

По выражению (4.6) определяем экономически целесообразное сечение жилы кабеля

$$F_3 = 210,5 / 1,7 = 123,8 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение токопроводящей жилы 120 мм<sup>2</sup>. Выбираем трехжильный кабель марки АПвП 3 × 120(16)-10 с допустимым длительным током при прокладке в воздухе  $I_{\text{доп}} = 291$  А (табл. П3.14). Сечение экрана – 16 мм<sup>2</sup>.

#### 5.4. Определение сечений жил кабелей по допустимому нагреву

Сечения жил кабелей напряжением выше 1 кВ, выбранных по экономическим критериям, проверяются по допустимому нагреву.

Для кабелей с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке при номинальном напряжении  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ допустимые длительные токи  $I_{\text{доп}}$  установлены в соответствии с допустимыми температурами жил кабелей  $\Theta_{\text{жн}}$  [1]:

65 °С – при  $U_{\text{ном}} = 6$  кВ;

60 °С – при  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ;

50 °С – при  $U_{\text{ном}} = 20$  и 35 кВ.

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена допустимые длительные токи указываются при температуре жил  $\Theta_{\text{жн}} = 90$  °С.

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой (например, линий, питающих РП или двухтрансформаторные ТП), проверяются по допустимому нагреву по условию

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ра}}}{K_{\text{пер}} K_1 K_2 K_3}, \quad (5.1)$$

где  $I_{pa}$  – расчетный ток линии в послеаварийном или ремонтном режиме, А;

$K_{пер}$  – кратность перегрузки, допускаемая согласно [1] и технической документации по кабелям;

$K_1$ ,  $K_2$  и  $K_3$  – поправочные коэффициенты на допустимый ток, соответственно учитывающие фактическую температуру окружающей среды, число работающих кабелей, проложенных в одной траншее, фактическое удельное тепловое сопротивление земли [1].

Поправочный коэффициент  $K_1$ , учитывающий действительную температуру окружающей среды, принимается по [1] или рассчитывается по формуле (4.5). Для кабелей с изоляцией из СПЭ значения этого коэффициента даны в табл. ПЗ.15. Поправочные коэффициенты  $K_2$  на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле, приведены в табл. ПЗ.18. Коэффициент  $K_3$  для кабелей напряжением 6–10 кВ, учитывающий действительное удельное тепловое сопротивление земли, может определяться по формуле

$$K_3 = \sqrt{\frac{S_k + S_{гн}}{S_k + S_{г}}},$$

где  $S_k$  – удельное тепловое сопротивление кабеля, К · см/Вт;

$S_{гн}$  – нормированное удельное тепловое сопротивление земли,  $S_{гн} = 120$  К · см/Вт;

$S_{г}$  – действительное удельное тепловое сопротивление земли, К · см/Вт.

Сечения жил кабелей, питающих цеховые подстанции с одним трансформатором, по допустимому нагреву проверяются по условию

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_1 K_2 K_3}. \quad (5.2)$$

При питании одното трансформаторных подстанций кабели должны длительно выдерживать номинальный ток, А, присоединенных к ним трансформаторов, определяемый по формуле

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_T} S_{\text{НОМ}i}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (5.3)$$

где  $N_T$  – количество трансформаторов, питающихся по линии в нормальном режиме;

$S_{\text{НОМ}i}$  – номинальная мощность  $i$ -го трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение кабельной линии, кВ.

Необходимо, чтобы длительный допустимый ток кабеля  $I_{\text{ДОП}}$  с учетом конкретных условий прокладки был не менее  $I_{\text{НОМ}}$ , то есть

$$I_{\text{ДОП}} \geq \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_1 K_2 K_3}. \quad (5.4)$$

Сечения жил кабелей, питающих высоковольтные электроприемники (электродвигатели, преобразователи, печные трансформаторы), по допустимому нагреву проверяются по условию (5.4). В этом случае в качестве  $I_{\text{НОМ}}$  принимается номинальный ток высоковольтного приемника электроэнергии.

Если условия прокладки одиночного кабеля являются нормальными, то значения коэффициентов  $K_1$ ,  $K_2$  и  $K_3$  принимаются равными единице и выражения (5.1), (5.2) и (5.4) имеют вид

$$I_{\text{ДОП}} \geq \frac{I_{\text{ра}}}{K_{\text{пер}}}, \quad I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{р}}, \quad I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{НОМ}}.$$

При прокладке одиночных кабелей в трубах в земле допустимые длительные токи должны приниматься, как для тех же кабелей, прокладываемых в воздухе при температуре, равной температуре земли. При смешанной прокладке кабелей (в земле и воздухе) *допустимые длительные токи должны определяться для участка трассы с худшими условиями теплоотдачи, если его длина более 10 м* [1].

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ, имеющие нагрузку меньше допустимого тока, могут быть временно перегружены на период ликвидации послеаварийного ре-

жима в течение пяти суток в соответствии с табл. 5.2 [1]. Для определения допустимой перегрузки необходимо найти коэффициент предварительной нагрузки кабеля по выражению

$$K_n = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}}.$$

Таблица 5.2

Допустимая кратковременная перегрузка для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ

Коэффициент $K_n$	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной нагрузке при длительности максимума, ч		
		1	3	6
0,6	В земле	1,50	1,35	1,25
	В воздухе	1,35	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,30	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,20	1,15	1,10

В соответствии с технической документацией [21] для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ значение коэффициента перегрузки  $K_{\text{пер}}$  при прокладке в земле можно принимать 1,17, а при прокладке в воздухе – 1,20.

**Пример 5.2.** По экономической плотности тока и допустимому нагреву выбрать сечения жил кабелей для магистральной линии напряжением 10 кВ, состоящей из участков Л1 и Л2, питающих ТП1 и ТП2 по схеме, показанной на рис. 5.2. Расчетные токи участков линии Л1 и Л2 соответственно равны  $I_{p1} = 126,7$  А и  $I_{p2} = 51,6$  А. Время использования максимальной нагрузки  $T_{\text{max}} = 4500$  ч. На подстанциях установлены трансформаторы с номинальной мощностью  $S_{\text{ном1}} = S_{\text{ном2}} = 1000$  кВ·А. Кабели прокладываются на эстакаде при температуре воздуха +30 °С.



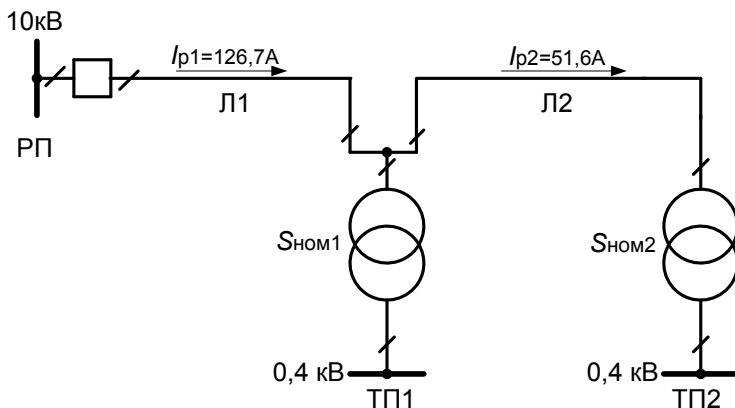


Рис. 5.2. Схема распределительной линии для примера 5.2

**Решение.** Для линии принимаем трехжильные кабели с алюминиевыми жилами и изоляцией из СПЭ. По выражению (4.6) определяем сечение жил кабеля участка линии Л2 по экономической плотности тока, приняв по табл. 5.1 при  $T_{\max} = 4500$  ч значение  $j_3 = 1,7$  А/мм<sup>2</sup>:

$$F_{32} = 51,6 / 1,7 = 30,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем для данного участка линии трехжильный кабель напряжением 10 кВ марки АПвП с сечениями токопроводящих жил 35 мм<sup>2</sup> и экрана 16 мм<sup>2</sup>. Для выбранного кабеля АПвП 3 × 35(16)-10 при прокладке на эстакаде в нормальных условиях  $I_{\text{доп}} = 151$  А (табл. ПЗ.14).

Номинальный ток трансформатора, питающегося по участку линии Л2, вычисляется по формуле

$$I_{\text{ном2}} = S_{\text{ном2}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}); \quad I_{\text{ном2}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 57,8 \text{ А}.$$

Поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий фактическую температуру, принимаем по табл. ПЗ.15:  $K_1 = 0,96$ .

Так как  $I_{\text{ном2}} > I_{p2}$ , то проверку по условию допустимого нагрева выполняем по формуле (5.4):

$$I_{\text{доп}} \geq 57,8 / 0,96 = 60,2 \text{ А}.$$

Расчеты показали, что выбранный по экономической плотности тока кабель по условию нагрева проходит ( $151 > 60,2$  А).

Аналогично определим сечение жил кабеля участка линии Л1. Сечение жил кабеля по экономической плотности тока:

$$F_{э1} = 126,7 / 1,7 = 74,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель АПвП 3 × 70(16)-10 с длительным допустимым током при прокладке в воздухе  $I_{доп} = 196 \text{ А}$  (табл. ПЗ.14).

Суммарный номинальный ток трансформаторов, питающихся по участку линии Л1, определяется по выражению (5.3):

$$I_{ном1} = (1000 + 1000) / (\sqrt{3} \cdot 10) = 115,6 \text{ А}.$$

Значение  $I_{р1} > I_{ном1}$ . Следовательно, проверку по допустимому нагреву осуществляем по условию (5.2):

$$I_{доп} \geq 126,7 / 0,96 = 131,98 \approx 132,0 \text{ А}.$$

Принятый кабель АПвП 3 × 70(16)-10 проходит по условию длительно допустимого нагрева, так как имеет большую пропускную способность ( $196 > 132 \text{ А}$ ).

**Пример 5.3.** Потребитель электроэнергии в нормальном режиме питается по двум раздельно работающим линиям напряжением 10 кВ, выполненным кабелями с изоляцией из СПЭ. Каждая линия имеет расчетный ток  $I_p = 240 \text{ А}$ . Кабели марки АПвБП 3 × 150(25)-10, сечения жил которых выбраны по экономической плотности тока, проложены в земле в разных траншеях на глубине 0,7 м. Наивысшая среднемесячная температура земли – 12 °С. Допустимый длительный ток кабеля с сечением жил 150 мм<sup>2</sup> при прокладке в земле  $I_{доп} = 300 \text{ А}$ . Выполнить проверку сечения жил кабеля по нагреву расчетным током послеаварийного режима.

**Решение.** В послеаварийном режиме отказавшая питающая линия отключается, а оставшаяся в работе линия должна обеспечивать электроснабжение потребителя. Если не ограничивать нагрузку потребителя, то расчетный ток линии в послеаварийном режиме определяется как удвоенное значение тока кабеля в нормальном режиме:

$$I_{ра} = 2I_p, \quad I_{ра} = 2 \cdot 240 = 480 \text{ А}.$$

Вычислим по формуле (4.5) поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий действительную температуру земли:

$$K_1 = \sqrt{\frac{(90-12)}{(90-15)}} = 1,02.$$

Так как данные о тепловом сопротивлении грунта отсутствуют, то принимаем коэффициент  $K_3 = 1$ .

При прокладке в земле коэффициент допустимой перегрузки кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена  $K_{пер} = 1,17$ .

По условию (5.1) проверяем кабель по допустимому нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{доп} \geq \frac{480}{1,17 \cdot 1,02} = 402,2 \text{ А}.$$

Так как допустимый ток кабеля при нормальных условиях прокладки меньше полученного значения ( $300 < 402,2 \text{ А}$ ), то кабель АПвБП  $3 \times 150(25)-10$  не проходит по условию нагрева расчетным током в послеаварийном режиме. Для каждой линии следует принять кабель АПвБП  $3 \times 300(25)-10$  с допустимым длительным током при прокладке в земле  $I_{доп} = 460 \text{ А}$  (табл. ПЗ.14).

### **5.5. Проверка сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания**

Минимально допустимое сечение жил кабеля с бумажной пропитанной изоляцией по условию нагрева при КЗ (по термической стойкости) определяется по выражению (4.9).

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией значение коэффициента  $C$  принимается следующим [22]:

– с алюминиевыми жилами при напряжении 10 кВ – 100; 6 кВ – 98  $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ ;

– медными жилами при напряжении 10 кВ – 150; 6 кВ – 147  $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ .

Тепловой импульс от тока КЗ вычисляется по следующему выражению:

$$B_k = I_{\text{п}}^2(t_{\text{отк}} + T_a), \quad (5.5)$$

где  $I_{\text{п}}$  – действующее значение периодической составляющей начального тока КЗ, А;

$t_{\text{отк}}$  – время отключения тока КЗ, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, определяемая как

$$T_a = X_{\Sigma} / (\omega R_{\Sigma}),$$

где  $X_{\Sigma}$  и  $R_{\Sigma}$  – результирующие индуктивное и активное сопротивления схемы относительно точки КЗ;

$\omega$  – угловая частота, рад/с,  $\omega = 2\pi f$  (здесь  $f$  – частота тока, Гц).

При отсутствии конкретных данных в распределительных сетях напряжением 6–10 кВ можно принимать  $T_a = 0,01$  с.

Время отключения тока КЗ определяется по формуле

$$t_{\text{отк}} = t_3 + t_{\text{в}},$$

где  $t_3$  – время действия основной защиты, с;

$t_{\text{в}}$  – время отключения выключателя, с.

В системах электроснабжения промышленных предприятий значение  $t_{\text{отк}}$  можно принимать по табл. 5.3, в которой ГПП – главная понижающая подстанция, ЦРП – центральный распределительный пункт.

Таблица 5.3

Время действия тока КЗ для различных участков сети напряжением 6–10 кВ

Участок сети	Число ступеней защиты в схеме сети	Время действия тока КЗ, с
ГПП-ЦРП	3	2,6
ГПП-РП	2	1,6 (1,1)
ЦРП-РП	2	1,6 (1,1)
ГПП-ТП	2–3	0,6
РП-ТП	2–3	0,6

**Примечание.** Значения в скобках не учитывают выдержку времени на секционном выключателе РП

Термически стойкое сечение жилы по формуле (4.9) вычисляется по току КЗ в начале линии, если она выполнена одиночным кабелем одного сечения. В тех случаях, когда линия состоит из одиночных кабелей с разными сечениями жил, расчет выполняется по току КЗ в начале каждого участка нового сечения. Если кабельная линия состоит из пучка кабелей, то есть из двух и более параллельно включенных кабелей, то кабели на термическую стойкость следует проверять по току КЗ непосредственно за пучком (по сквозному току КЗ) [1].

Кабели с изоляцией из СПЭ проверяются на термическую стойкость по допустимому односекундному току КЗ  $I_{1с}$ , значения которого для разных сечений токопроводящих жил задаются заводами-изготовителями и приводятся в технической документации на кабельную продукцию. Проверка осуществляется по условию

$$kI_{1с} \geq I_{п}, \quad (5.6)$$

где  $k$  – поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий фактическую продолжительность тока КЗ, определяемый по формуле

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{отк}}}. \quad (5.7)$$

С учетом выражения (5.7) условие (5.6) представим в следующем виде:

$$I_{1с} \geq \sqrt{t_{отк}} I_{п}. \quad (5.8)$$

Сечение экрана кабеля проверяется на термическую стойкость к действию тока двухфазного КЗ по условию

$$kI_{1сэ} \geq I_{п}^{(2)}, \quad (5.9)$$

где  $I_{1сэ}$  – допустимый односекундный ток КЗ в экране кабеля, кА;  
 $I_{п}^{(2)}$  – действующее значение периодической составляющей начального тока двухфазного КЗ.

Формулу (5.9) можно записать в виде

$$I_{1сз} \geq \sqrt{t_{отк}} I_{п}^{(2)}. \quad (5.10)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по выражению

$$I_{п}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{п}. \quad (5.11)$$

В общем случае допустимый односекундный ток в экране кабеля определяется по следующей формуле:

$$I_{1сз} = 0,203 F_{эк}, \quad (5.12)$$

где  $F_{эк}$  – площадь поперечного сечения экрана кабеля, мм<sup>2</sup>.

С учетом выражения (5.12) формулу (5.9) можно записать в виде

$$0,203 k F_{эк} \geq I_{п}^{(2)}. \quad (5.13)$$

Из формулы (5.13) выразим площадь сечения защитного экрана

$$F_{эк} \geq I_{п}^{(2)} / (0,203 k). \quad (5.14)$$

По условию (5.14) принимается ближайшее большее стандартное сечение экрана.

**Пример 5.4.** Заводской РП, имеющий расчетную нагрузку  $S_p = 12,8$  МВ·А, питается от подстанции энергосистемы по двум кабельным линиям напряжением 10 кВ (рис. 5.3). Кабели линий Л1 и Л2 прокладываются в траншеях с наивысшей среднемесячной температурой земли +15 °С. Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начале линии  $I_{п} = 9,2$  кА. Время использования максимальной нагрузки – 4200 ч. Определить сечение жил кабелей линий, питающих РП.

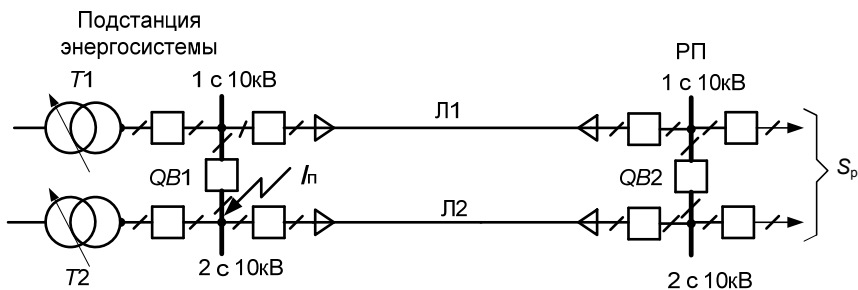


Рис. 5.3. Схема сети для примера 5.4

**Решение.** Расчетный ток линии находится из условия, что в нормальном режиме каждая линия несет половину нагрузки РП:

$$I_p = S_p / (2\sqrt{3} U_{ном}), \quad I_p = 12800 / (2\sqrt{3} \cdot 10) = 369,94 \approx 369,9 \text{ А.}$$

Принимаем для линии кабели с алюминиевыми жилами с изоляцией из СПЭ. Экономическое сечение жил кабеля определяем по формуле (4.6):

$$F_э = 369,9 / 1,7 = 217,6 \text{ мм}^2.$$

Для линий Л1 и Л2 выбираем трехжильные кабели марки АПвБП 3 × 240(25)-10 с допустимым током при прокладке в земле  $I_{доп} = 392 \text{ А}$  (табл. ПЗ.14).

Проверяем выбранное сечение жил кабеля на нагрев в послеаварийном режиме при отключении одной из линий. В этом случае по кабелю проходит ток

$$I_{ра} = 12\,800 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 739,9 \text{ А.}$$

Приняв коэффициент допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме равным 1,17, выберем сечение жил по условию (5.1):

$$I_{доп} \geq 739,9 / 1,17 = 632,4 \text{ А.}$$

Так как  $392 < 632,4 \text{ А}$ , то по условию нагрева принятый кабель не проходит. Вследствие того, что при прокладке в земле один трех-

жильный кабель с любым сечением жил не способен длительно нести такую нагрузку, то принимаем для линии три одножильных кабеля с изоляцией из СПЭ, проложенных треугольником. По табл. ПЗ.12 для каждой линии выбираем кабели с алюминиевыми жилами сечением  $630 \text{ мм}^2$  с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 695 \text{ А}$ , что соответствует условию допустимого нагрева ( $695 > 632,4 \text{ А}$ ).

Проверим выбранное сечение на термическую стойкость при КЗ. По табл. ПЗ.16 находим допустимый односекундный ток КЗ для выбранного сечения  $I_{1с} = 59,2 \text{ кА}$ . По табл. 5.3 определяем время отключения КЗ  $t_{\text{отк}} = 1,6 \text{ с}$ . Проверяем условие термической стойкости (5.8):

$$I_{1с} \geq \sqrt{1,6} \cdot 9,2 = 11,6 \text{ кА}.$$

Так как  $59,2 > 11,6 \text{ кА}$ , выбранное сечение жилы кабеля является термически стойким при КЗ.

Для выбора сечения экрана кабеля находим ток двухфазного КЗ по формуле (5.11):

$$I_{\text{п}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 9,2 = 7,96 \approx 8,0 \text{ кА}.$$

Определяем допустимый односекундный ток в экране кабеля по выражению (5.10)

$$I_{1сэ} \geq \sqrt{1,6} \cdot 8,0 = 10,12 \text{ кА}.$$

По табл. ПЗ.17 выбираем сечение экрана  $50 \text{ мм}^2$ , у которого  $I_{1сэ} = 10,2 \text{ кА}$ .

Сечение экрана можно определять также по формуле (5.14). Для примера выполним расчет

$$F_{\text{эк}} \geq 8,0 / (0,203 \cdot \frac{1}{\sqrt{1,6}}) = 49,7 \text{ мм}^2; \quad F_{\text{эк}} = 50 \text{ мм}^2.$$

Выбираем для каждой линии по три одножильных кабеля АПВП  $1 \times 630(50)-10$ . При этом определяющим стало условие нагрева расчетным током в послеаварийном режиме.



## 5.6. Выбор шин напряжением 6–10 кВ

В закрытых РУ напряжением 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами, которые крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. При токах нагрузки до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины прямоугольного поперечного сечения. При больших токах целесообразно использовать коробчатые шины, так как они имеют меньшие потери мощности и электроэнергии, вызываемые поверхностным эффектом и эффектом близости, а также обеспечивают лучшие условия охлаждения.

Шины РУ выбираются по нагреву максимальным расчетным током  $I_{\max}$  и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

Сечение шин по допустимому нагреву выбирается по условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\max} / K_1,$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый длительный ток шины, А;

$K_1$  – поправочный коэффициент, учитывающий действительную температуру окружающей среды.

При определении значения  $I_{\max}$  учитываются не только нормальные, но и послеаварийные (ремонтные) режимы работы электроустановки.

Значение коэффициента  $K_1$  вычисляется по формуле

$$K_1 = \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{с}}}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{сн}}}},$$

где  $\Theta_{\text{доп}}$  – длительная допустимая температура нагрева шин,  $\Theta_{\text{доп}} = 70$  °С;

$\Theta_{\text{с}}$  – действительная температура воздуха, °С;

$\Theta_{\text{сн}}$  – условная температура воздуха,  $\Theta_{\text{сн}} = 25$  °С.

В табл. ПЗ.25 приведены допустимые длительные токи для алюминиевых шин прямоугольного сечения. При расположении шин плашмя (рис. 5.4) допустимый ток, указанный в табл. ПЗ.25, должен быть уменьшен на 5 % для шин с шириной полос до 60 мм и на 8% –

для шин с большей шириной полос [1]. Толщину шины по механической прочности рекомендуется принимать не менее 6 мм.

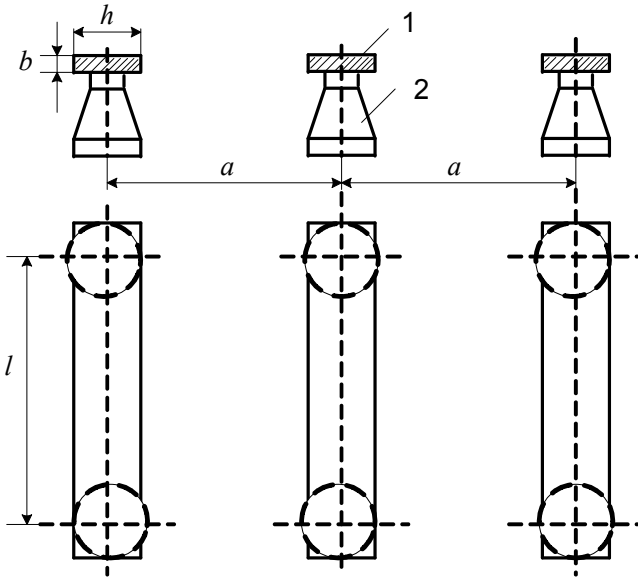


Рис. 5.4. Расположение шин плашмя на изоляторах:  
1 – шина; 2 – опорный изолятор

Проверка шин на электродинамическую стойкость выполняется сравнением механического напряжения в материале шины  $\sigma_p$  с допустимыми значениями напряжения  $\sigma_{\text{доп}}$  (табл. ПЗ.26) по условию

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_p.$$

Механическое напряжение в материале шины, возникающее под действием изгибающего момента, кгс/см<sup>2</sup>, определяется по следующему выражению:

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} \frac{i_y^2 l^2}{aW}, \quad (5.15)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ, кА;

$l$  – расстояние между опорными изоляторами, см;

$a$  – расстояние между осями шин смежных фаз, см;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>.

При расположении шин на изоляторах плашмя момент сопротивления

$$W = \frac{bh^2}{6}, \quad (5.16)$$

где  $b$  и  $h$  – соответственно меньший и больший размер сторон поперечного сечения шины, см.

Если шины на изоляторах располагаются на ребро, то момент сопротивления рассчитывается по формуле

$$W = \frac{hb^2}{6}.$$

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимально допустимого сечения по формуле

$$F_{\text{ш}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (5.17)$$

где  $B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ, А<sup>2</sup>·с, определяемый по выражению (5.5);

$C$  – расчетный коэффициент, принимаемый для алюминиевых шин 91 А·с<sup>0,5</sup>/мм<sup>2</sup>.

**Пример 5.5.** Выбрать шины РП напряжением 10 кВ и проверить их на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ. Действующее значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{\text{п}} = 11,5$  кА, время отключения КЗ  $t_{\text{отк}} = 1,1$  с, постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ  $T_{\text{а}} = 0,01$  с, ударный ток КЗ  $i_{\text{у}} = 23$  кА. Шины устанавливаются на изоляторах плашмя с расстоянием между фазами  $a = 25$  см, между изоляторами в пролете –  $l = 100$  см. Максимальный расчетный ток шин  $I_{\text{max}} = 820,0$  А.

**Решение.** Выбираем по нагреву шины с шириной полос до 60 мм. В этом случае условие выбора

$$0,95I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}} \quad \text{или} \quad I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{max}}}{0,95}.$$

Тогда при расчетном токе  $I_{\max} = 820,0$  А

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{820,0}{0,95} = 863,2 \text{ А.}$$

По табл. ПЗ.25 принимаем шины размером  $60 \times 6$  мм, имеющие площадь сечения  $360 \text{ мм}^2$  и  $I_{\text{доп}} = 870$  А.

Выполним проверку шин на электродинамическую стойкость. Момент сопротивления шин при установке их плашмя определяем по формуле (5.16):

$$W = \frac{0,6 \cdot 6^2}{6} = 3,6 \text{ см}^3.$$

Расчетное напряжение в металле шин вычисляем по выражению (5.15)

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} \frac{23^2 \cdot 100^2}{25 \cdot 3,6} = 103,4 \text{ кгс/см}^2,$$

что составляет примерно 10,3 МПа.

Для шин марки АДО  $\sigma_{\text{доп}} = 49$  МПа (табл. ПЗ.26). Так как  $\sigma_{\text{доп}} > \sigma_p$  ( $49 > 10,3$  МПа), то выбранные шины динамически устойчивы.

Проверяем шины на термическую стойкость. Для этого найдем тепловой импульс тока КЗ по формуле (5.5):

$$B_k = (11,5 \cdot 10^3)^2 (1,1 + 0,01) = 146,8 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение шин по условию термической стойкости определяется по формуле (5.17):

$$F_{\text{ш}} = \frac{\sqrt{146,8 \cdot 10^6}}{91} = 133,1 \text{ мм}^2.$$

Выбранные шины имеют сечение  $360 \text{ мм}^2$ . Так как  $360 > 133,1 \text{ мм}^2$ , то шины РП термически устойчивы.

## 6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

### 6.1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

В системах электроснабжения крупных промышленных предприятий могут применяться главные понизительные подстанции (ГПП) и подстанции глубокого ввода (ПГВ) напряжением (110–220) / (6–10) кВ.

На ГПП преимущественно используются трансформаторы с номинальной мощностью 32, 40, 63 и 80 МВ·А. Трансформаторы меньшей мощности применяются на ПГВ и ГПП предприятий с нагрузками, рассредоточенными на большой территории. Как правило, на ГПП и ПГВ устанавливаются два трансформатора с одинаковой номинальной мощностью, которая определяется по выражению

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_p}{N_T \beta_T},$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность потребителей электроэнергии на шинах низшего напряжения подстанции, кВ·А;

$N_T$  – число трансформаторов на подстанции;

$\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, который принимается равным 0,65–0,7.

При проектировании СЭС промышленных объектов силовые распределительные трансформаторы напряжением (6–10) / 0,4 кВ, как правило, выбираются в процессе расчета компенсации реактивной мощности. Предварительно необходимо принять единичную номинальную мощность  $S_{\text{ном}}$  трансформатора для рассматриваемого потребителя или группы потребителей электроэнергии. При рассредоточенной нагрузке номинальную мощность цеховых трансформаторов ориентировочно можно принимать по величине плотности нагрузки, кВ·А/м<sup>2</sup>, определяемой по выражению

$$s_y = \frac{S_{\text{рн}}}{F}, \quad (6.1)$$

где  $S_{\text{рн}}$  – расчетная полная мощность нагрузки объекта (корпуса, цеха, отделения и т.д.) на напряжении до 1 кВ, кВ·А;

$F$  – производственная площадь объекта, электроснабжение которого осуществляется от трансформаторов, м<sup>2</sup>.

Согласно [17] при выборе силовых трансформаторов напряжением (6–10) / 0,4 кВ допускается принимать следующие единичные мощности:

– 1000 и 1600 кВ·А – при  $s_y < 0,2$  кВ·А/м<sup>2</sup>;

– 1600 кВ·А – при  $s_y = 0,2–0,5$  кВ·А/м<sup>2</sup>;

– 2500 и 1600 кВ·А – при  $s_y > 0,5$  кВ·А/м<sup>2</sup>.

Трансформаторы мощностью до 630 кВ·А применяются при малой плотности нагрузок, в частности на мелких и средних объектах, на периферийных участках крупных предприятий, для административных зданий и т. п. Трансформаторы с номинальной мощностью  $S_{\text{ном}} = 1250$  кВ·А в учебных проектах предусматривать не рекомендуется, так как данная мощность не предусмотрена действующим стандартом ГОСТ 9680–77.

При сосредоточенной нагрузке потребителей номинальную мощность трансформаторов по критерию  $s_y$  принимать не следует.

Количество типоразмеров цеховых трансформаторов на предприятии должно быть минимальным (не более трех).

Если известны номинальная мощность  $S_{\text{ном}}$  и коэффициент загрузки трансформатора  $\beta_{\text{т}}$ , то минимальное число трансформаторов  $N_{\text{т min}}$ , устанавливаемых на объекте (в цехе, корпусе и т. п.), рассчитывается по выражению

$$N_{\text{т min}} \geq \frac{P_{\text{рн}}}{\beta_{\text{т}} S_{\text{ном}}}, \quad (6.2)$$

где  $P_{\text{рн}}$  – расчетная активная мощность рассматриваемого объекта на напряжении до 1 кВ, кВт.

Расчет  $N_{\text{т min}}$  производится по активной нагрузке потребителя. При этом предполагается, что реактивная мощность объекта будет покрываться как от источников, расположенных в энергосистеме, так и от батарей низковольтных конденсаторов, установленных в сетях напряжением до 1 кВ силовых трансформаторов.

Для трансформаторов цеховых ТП следует принимать следующие значения коэффициента загрузки [3]:

0,65–0,7 – для цехов с преобладающей нагрузкой электроприемников первой категории при использовании двухтрансформаторных ТП;

0,7–0,8 – для цехов с преобладающей нагрузкой электроприемников второй категории при однотрансформаторных ТП с взаимным резервированием трансформаторов на напряжении до 1 кВ;

0,9–0,95 – для цехов с преобладающей нагрузкой электроприемников второй категории при возможности использования централизованного резерва трансформаторов, а также для цехов с нагрузками электроприемников третьей категории.

При необходимости резервирования электроснабжения номинальная мощность трансформаторов двухтрансформаторных подстанций выбирается из условия питания всей нагрузки в послеаварийном режиме с учетом перегрузочной способности трансформаторов. При проектировании систем электроснабжения допустимую систематическую перегрузку масляных трансформаторов принимают равной 40 %, а сухих – 20 %.

**Пример 6.1.** Термический цех имеет расчетную активную мощность  $P_{\text{рн}} = 4400,0$  кВт, реактивную –  $Q_{\text{рн}} = 2771,3$  квар, полную –  $S_{\text{рн}} = 5200,0$  кВ·А. Производственная площадь цеха  $F = 14\,400$  м<sup>2</sup>. Требуется выбрать мощность и число трансформаторов цеховых ТП при условии полного резервирования электроснабжения потребителей.

**Решение.** По выражению (6.1) находим плотность нагрузки:

$$s_y = \frac{5200,0}{14\,400} = 0,36 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2.$$

При  $s_y = 0,36$  кВ·А/м<sup>2</sup> рекомендуется принимать  $S_{\text{ном}} = 1600$  кВ·А. Для электроснабжения цеха предусматриваем комплектные ТП (КТП) с двумя трансформаторами типа ТМГ11. Для двухтрансформаторных подстанций принимаем коэффициент загрузки трансформаторов  $\beta_{\text{т}} = 0,7$ . По формуле (6.2) определяем минимальное число трансформаторов, необходимое для питания активной нагрузки цеха:

$$N_{\text{т min}} = \frac{4400}{0,7 \cdot 1600} = 3,92.$$

Округляем полученное значение в большую сторону до целого числа:  $N_{т\ min} = 4$ . Для электроснабжения цеха принимаем две КТП с трансформаторами мощностью 1600 кВ·А.

## 6.2. Комплектные распределительные устройства

Комплектные РУ напряжением 6–10 кВ предназначены для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока промышленной частоты. Они состоят из набора типовых шкафов, оснащенных коммутационными аппаратами, силовыми и измерительными трансформаторами, разрядниками, кабельными сборками, измерительными приборами и т. п. Заводами-изготовителями РУ поставляются отдельными шкафами или блоками из нескольких шкафов в смонтированном виде с необходимой аппаратурой и всеми соединениями цепей первичной и вторичной коммутации.

В системах электроснабжения промышленных предприятий на напряжении 6–10 кВ, как правило, применяются РУ, устанавливаемые внутри помещений. Выпускаемые промышленностью комплектные распределительные устройства внутренней установки могут быть двух видов:

- стационарные одностороннего обслуживания (камеры типа КСО), которые сзади не имеют защитной стенки и устанавливаются у стены здания;

- выкатные (камеры типа КРУ), в которых высоковольтные выключатели (вакуумные, масляные и т. д.), оснащенные специальными втычными контактами, размещаются на специальной тележке.

Камеры типа КРУ дороже камер КСО. Поэтому их следует применять обоснованно при повышенных требованиях к надежности электроснабжения.

Распределительное устройство в целом состоит из совокупности ячеек. При составлении электрической схемы РУ предусматриваются следующие виды присоединений: ввод, отходящие линии, секционирующие аппараты, трансформаторы напряжения, заземляющие разъемники, трансформаторы собственных нужд, шинные мосты и т. д.

Предприятиями электротехнической промышленности выпускаются различные серии комплектных РУ с разными техническими характеристиками и схемами электрических соединений. В комплектных РУ могут устанавливаться вакуумные, элегазовые, маломасля-



ные или электромагнитные выключатели. Указанные выключатели различаются стоимостными показателями, затратами на эксплуатацию, коммутационными способностями, собственным временем включения и отключения и другими техническими характеристиками. В РУ с напряжением систем электроснабжения промышленных предприятий 6–10 кВ в основном применяются ячейки с вакуумными выключателями.

### 6.3. Высоковольтные выключатели

Выключатели выбирают таким образом, чтобы их технические характеристики были не менее расчетных. При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий выключатели выбираются по следующим основным параметрам:

– по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \quad (6.3)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{раб}}$  – рабочее напряжение сети, в которой установлен аппарат, кВ;

– току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}; \quad (6.4)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}}, \quad (6.5)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток аппарата, А;

$I_{\text{р}}$ ,  $I_{\text{ра}}$  – соответственно расчетный ток нормального и послеаварийного (ремонтного) режима, А;

– отключающей способности:

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}; \quad (6.6)$$

$$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}, \quad (6.7)$$

где  $I_{\text{к}}$ ,  $I_{\text{отк}}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке установки выключателя и его номинальный ток отключения КЗ, кА;

$S_{\text{к}}$ ,  $S_{\text{отк}}$  – соответственно расчетная и номинальная мощность отключения КЗ, МВ·А, определяемые по следующим формулам:

$$S_{\text{к}} = \sqrt{3}U_{\text{ср н}}I_{\text{к}}; \quad (6.8)$$

$$S_{\text{отк}} = \sqrt{3}U_{\text{ср н}}I_{\text{отк}}, \quad (6.9)$$

где  $U_{\text{ср н}}$  – среднее номинальное напряжение сети, кВ.

Выключатели, выбранные по условиям (6.3)–(6.7), проверяются на электродинамическую и термическую стойкость. Для проверки на электродинамическую стойкость указанное в каталогах (справочниках) амплитудное значение предельного сквозного тока  $i_{\text{дин}}$  аппарата сопоставляется с ударным током КЗ  $i_{\text{у}}$  в точке его установки. Аппарат обладает электродинамической стойкостью при КЗ, если соблюдается условие (1.1). Значение ударного тока КЗ вычисляется по формуле

$$i_{\text{у}} = k_{\text{у}}\sqrt{2}I_{\text{к}}, \quad (6.10)$$

где  $k_{\text{у}}$  – ударный коэффициент, определяемый по графику в зависимости от соотношения реактивного и активного сопротивлений [19].

Приближенно значение  $k_{\text{у}}$  можно принимать по табл. ПЗ.27 в зависимости от характеристики источника питания системы электропитания, в которой рассчитывается ток КЗ [12, 19].

Условие термической стойкости выключателя может быть записано в следующем виде:

$$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}, \quad (6.11)$$

где  $I_{\text{т}}$  – номинальный ток термической стойкости аппарата, установленный изготовителем, кА;

$t_T$  – допустимое время действия тока термической стойкости, с;

$B_K$  – расчетный тепловой импульс от тока короткого замыкания,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ , определяемый по формуле (5.5).

Секционный выключатель следует выбирать по току наиболее загруженной секции. Если расчет нагрузки по секциям РП или понижающей подстанции не выполняется, то для секционного выключателя расчетный ток принимается равным 60 % суммарного тока распределительного устройства.

**Пример 6.2.** Выбрать выключатель для трехфазной кабельной линии электропередачи напряжением 10 кВ, питающей потребителя от РП. Расчетный ток линии в нормальном режиме  $I_p = 225,5$  А, в послеаварийном  $I_{pa} = 451,0$  А. Действующее значение периодической составляющей тока КЗ на шинах РП  $I_K = 7,7$  кА, время отключения тока КЗ выключателем  $t_{отк} = 0,6$  с, постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a = 0,01$  с.

**Решение.** Выбираем вакуумный выключатель по условиям (6.3)–(6.5):

$$U_{ном} \geq 10 \text{ кВ}, \quad I_{ном} \geq 225,5 \text{ А}, \quad I_{ном} \geq 451,0 \text{ А}.$$

В табл. П4.1 этим условиям соответствует выключатель типа ВВ/TEL-10-630-У3, имеющий номинальный ток  $I_{ном} = 630$  А, номинальный ток отключения КЗ  $I_{отк} = 12,5$  кА, ток электродинамической стойкости  $i_{дин} = 32$  кА, ток термической стойкости  $I_T = 12,5$  кА, допустимое время действия тока термической стойкости  $t_T = 3$  с.

Проверяем данный выключатель по отключающей способности. Для этого предварительно рассчитаем мощность короткого замыкания и номинальную мощность отключения по формулам (6.8) и (6.9) соответственно:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,7 = 140,0 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,5 = 227,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Так как  $12,5 > 7,7$  кА и  $227,3 > 140,0$  МВ·А, то условия (6.6) и (6.7) выполняются и, следовательно, выключатель обладает требуемой отключающей способностью.

Приняв по табл. ПЗ.27 для распределительной сети напряжением 10 кВ ударный коэффициент  $k_y = 1,369$  по выражению (6.10) находим ударный ток КЗ:

$$i_y = 1,369 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,7 = 14,9 \text{ кА.}$$

По условию (1.1) проверяем выключатель на электродинамическую стойкость

$$32 > 14,9 \text{ кА.}$$

Следовательно, выключатель способен выдержать ударный ток КЗ.

Для расчета термической стойкости выключателя определим тепловой импульс от тока КЗ по выражению (5.5)

$$B_k = 7,7^2(0,6 + 0,01) = 36,2 \text{ кА}^2\cdot\text{с.}$$

Проверяем выключатель на термическую стойкость по условию (6.11):

$$12,5^2 \cdot 3 \geq 36,2 \text{ кА}^2\cdot\text{с}; \quad 468,75 > 36,2 \text{ кА}^2\cdot\text{с.}$$

Выбранный выключатель удовлетворяет условию термической стойкости.

#### **6.4. Разъединители**

Разъединители применяются в распределительных устройствах для создания видимых разрывов электрических цепей при ремонтах электрооборудования. В камерах типа КСО напряжением 6–10 кВ, к которым присоединяются линии, питающие цеховые ТП, для выключателя предусматриваются два разъединителя внутренней установки: шинный (примыкающий к шинам РУ) и линейный (примыкающий к линии электропередачи). Для ячеек выключателей, подключающих высоковольтные электроприемники или конденсаторные установки, линейные разъединители не требуются. Так как шинные и линейные разъединители устанавливаются в цепях одного тока, то они выбираются с одинаковыми техническими характеристиками.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением проверки по отключающей способности, так как разъединители не предназначены для отключения токов нагрузки и КЗ.

Для вводной ячейки РП разъединители выбираются по расчетному максимальному току потребителя, линейной – по наибольшему току присоединения.

Для распределительных устройств производственных объектов, как правило, применяются разъединители в комплекте с заземляющими ножами типа ЗР-10УЗ с током электродинамической стойкости 51 кА и допустимым тепловым импульсом от тока КЗ  $400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

**Пример 6.3.** Выбрать шинный и линейный разъединители в камере распределительного устройства с выключателем для подключения кабельной линии напряжением 10 кВ. Исходные данные для расчета приведены в примере 6.2.

**Решение.** Выбираем трехполюсные разъединители для внутренней установки типа РВЗ по условиям (6.3)–(6.5):

$$U_{\text{ном}} \geq 10 \text{ кВ}, \quad I_{\text{ном}} \geq 225,5 \text{ А}, \quad I_{\text{ном}} \geq 451,0 \text{ А}.$$

По расчетным условиям выбираем разъединитель типа РВЗ-10/630-УЗ (табл. П4.2), имеющий следующие технические характеристики: номинальное напряжение  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ , номинальный ток  $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ , ток электродинамической стойкости  $i_{\text{дин}} = 52,0 \text{ кА}$ , ток термической стойкости  $I_{\text{т}} = 20 \text{ кА}$ , допустимое время действия тока термической стойкости  $t_{\text{т}} = 4 \text{ с}$ .

Ударный ток КЗ на шинах РП  $i_{\text{у}} = 14,9 \text{ кА}$  и расчетный тепловой импульс от тока КЗ  $B_{\text{к}} = 36,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  рассчитаны в предыдущей задаче.

По формуле (1.1) выполним проверку разъединителя на электродинамическую стойкость:

$$52,0 > 14,9 \text{ кА}.$$

Следовательно, разъединитель имеет необходимую электродинамическую стойкость.

Проверку разъединителя на термическую стойкость выполним по условию (6.11):

$$20^2 \cdot 4 \geq 36,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad 1600,0 > 36,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчеты показали, что выбранный разъединитель удовлетворяет условию термической стойкости.

Принимаем шинный и линейный разъединитель типа РВЗ-10/630-УЗ.

## 6.5. Выключатели нагрузки

В электрических сетях напряжением 6–10 кВ выключатели нагрузки применяют при относительно небольших токах (400–600 А при напряжении 10 кВ) в РП, распределительных устройствах и шкафах ввода высокого напряжения комплектных ТП. Эти коммутационные аппараты могут быть с предохранителями (типа ПКТ и т. п.) или без них. В первом варианте исполнения ВН способен не только отключать и включать ток нагрузки, но и защищать электрическую цепь от сверхтоков. Во втором варианте цепь не защищается от сверхтоков. По возможности целесообразно применять ВН с высоковольтными предохранителями (например, типа ВНРп-10).

Выключатель нагрузки имеет дугогасительное устройство небольшой мощности, позволяющее отключать рабочие токи, не превышающие его номинальный ток.

Выключатели нагрузки выбираются аналогично высоковольтным выключателям по следующим условиям: напряжению (6.3); току (6.4); электродинамической стойкости (1.1); термической стойкости (6.11). Кроме того, допустимое действующее значение сквозного тока КЗ  $I_{пр\ ск}$  ВН должно быть не меньше действующего значения периодической составляющей тока КЗ  $I_k$ , то есть

$$I_{пр\ ск} \geq I_k. \quad (6.12)$$

При необходимости защиты электрической цепи от тока КЗ применяются ВН, оснащенные высоковольтными предохранителями, которые выбираются по номинальному току, напряжению и предельно отключаемому току  $I_{отк}$  (по условию (6.6)).

Номинальный ток предохранителя  $I_{ном\ пр}$ , защищающий трансформатор от токов КЗ, выбирается по условию

$$I_{ном\ пр} = (1,5 - 2,0)I_{ном\ т}, \quad (6.13)$$

где  $I_{ном\ т}$  – номинальный ток силового трансформатора, А, определяемый по формуле

$$I_{\text{НОМ Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.14)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ.

Основные типы выключателей нагрузки и предохранителей приведены в табл. П4.3 и П4.6.

**Пример 6.4.** Выбрать выключатель нагрузки в шкафу ввода высокого напряжения (ШВВН) КТП напряжением 10/0,4 кВ с трансформатором мощностью 1000 кВ·А. Расчетный ток в цепи ВН  $I_p = 46,5$  А. Действующее значение периодической составляющей тока КЗ на стороне 10 кВ ТП  $I_k = 7,16$  кА. Время отключения КЗ выключателем, установленным на источнике питания,  $t_{\text{отк}} = 0,6$  с. Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a = 0,01$  с.

**Решение.** Выбираем ШВВН с ВН и предохранителями по условиям (6.3) и (6.4):

$$U_{\text{НОМ}} \geq 10 \text{ кВ}, \quad I_{\text{НОМ}} \geq 46,5 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель нагрузки ВНРп-10/400-10зУ3 с  $I_{\text{НОМ}} = 400$  А (табл. П4.3) и предохранителями типа ПКТ. Выключатель имеет наибольший ток отключения 800 А, допустимое амплитудное значение сквозного тока КЗ (ток электродинамической стойкости)  $I_{\text{пр ск}} = i_{\text{дин}} = 25$  кА, допустимое действующее значение сквозного тока КЗ  $I_{\text{пр ск}} = 10$  кА, ток термической стойкости  $I_T = 10$  кА, допустимое время действия тока термической стойкости  $t_T = 1$  с.

Для проверки ВН на электродинамическую стойкость по выражению (6.10) определим ударный ток КЗ:

$$i_y = 1,369 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,16 = 13,9 \text{ кА}.$$

По формуле (1.1) выполним проверку ВН на электродинамическую стойкость:

$$25 \text{ кА} > 13,9 \text{ кА}.$$

Проверим ВН по условию (6.12):

$$10 \text{ кА} > 7,16 \text{ кА}.$$

По выражению (5.5) рассчитаем тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_k = 7,16^2(0,6 + 0,01) = 31,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверим ВН на термическую стойкость по условию (6.11):

$$10^2 \cdot 1 \geq 31,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad 100,0 > 36,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный выключатель нагрузки ВНРп-10/400-10зУ3 удовлетворяет условиям электродинамической и термической стойкости при КЗ.

В данном ВН установлены предохранители напряжением 10 кВ типа ПКТ. Для выбора предохранителей определим номинальный ток силового трансформатора по выражению (6.14)

$$I_{\text{ном т}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А}.$$

По выражению (6.13) находим, что номинальный ток предохранителя должен быть в диапазоне

$$I_{\text{ном пр}} = (1,5 - 2,0)57,7 = (86,6 - 115,4) \text{ А}.$$

Выбираем стандартное значение номинального тока предохранителя  $I_{\text{ном пр}} = 100 \text{ А}$ . Принимаем к установке предохранители типа ПКТ 103-10-100-12,5 У3 (табл. П4.6) с номинальным током отключения  $I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$ .

Проверим выбранные предохранители на отключающую способность по условию (6.6)

$$12,5 \text{ кА} > 7,16 \text{ кА}.$$

Следовательно, предохранители способны отключать ток КЗ в защищаемой электрической цепи.



## 6.6. Измерительные трансформаторы тока напряжением 6–10 кВ

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) в электроустановках напряжением 6–10 кВ выбираются по следующим параметрам: классу точности, номинальному напряжению, току нормального и послеаварийного режима, нагрузке вторичных цепей, термической и электродинамической стойкости.

**Класс точности** ТТ выбирается в соответствии с его назначением. Классы точности измерительных трансформаторов тока и напряжения регламентируются нормативными документами. Трансформаторы тока с классом точности 0,5S; 0,5 и 1,0 используются для электрических измерений. Для релейной защиты выбираются ТТ, имеющие необходимую номинальную предельную кратность первичного тока по отношению к его номинальному значению, при которой полная погрешность достигает 5 или 10 %. Соответственно ТТ имеют класс точности 5Р и 10Р. Нагрузка трансформатора тока и ее коэффициент мощности должны быть номинальными.

Применяемые для расчетного учета электроэнергии ТТ должны иметь класс точности не менее 0,5S. При этом каждая последовательная цепь статического счетчика должна подключаться к отдельной вторичной измерительной обмотке ТТ. Подключение ко вторичной обмотке ТТ, в которую включены счетчики расчетного учета, других измерительных приборов, средств автоматики и защиты, запрещается. Поэтому в цепях напряжением 6–10 кВ, где осуществляется расчетный учет электроэнергии, в трех фазах устанавливаются ТТ с тремя вторичными обмотками (для учета электроэнергии, электрических измерений и релейной защиты). Рекомендуется применять ТТ с сердечниками из нанокристаллических сплавов или с комбинированными сердечниками.

В системе технического учета электроэнергии допускается применять ТТ с классом точности 1,0. Здесь при использовании микропроцессорной защиты в каждой фазе устанавливаются ТТ с двумя вторичными обмотками. При защите на электромагнитных реле допустимо применение ТТ в двух фазах ( $L1$  и  $L3$ ).

**По номинальному напряжению** ТТ выбираются по условию

$$U_{\text{ном1}} \geq U_{\text{ном с}}, \quad (6.15)$$

где  $U_{\text{ном1}}$  – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока, кВ;

$U_{\text{ном с}}$  – номинальное напряжение электрической сети, кВ.

**По току нормального режима**  $I_p$  в электрической цепи выбор ТТ производится по следующему выражению:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_p, \quad (6.16)$$

где  $I_{\text{ном1}}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А.

**По току послеаварийного режима**  $I_{pa}$  в электрической цепи выбор трансформатора тока осуществляется по условию

$$k_{\text{тт}} I_{\text{ном1}} \geq I_{pa}, \quad (6.17)$$

где  $k_{\text{тт}}$  – коэффициент допустимой перегрузки ТТ,  $k_{\text{тт}} = 1,2$ .

Приняв  $k_{\text{тт}} = 1,2$ , можно записать выражение (6.17) в виде

$$I_{\text{ном1}} \geq \frac{I_{pa}}{1,2}. \quad (6.18)$$

**По мощности нагрузки вторичной обмотки** трансформатор тока выбирается для обеспечения его работы в требуемом классе точности. При этом необходимо учитывать, что его реальной нагрузкой являются не только обмотки измерительных приборов и реле, но и сопротивления соединительных проводов.

С использованием каталожных данных приборов [23] определяется нагрузка трансформатора тока для наиболее загруженной фазы. После этого вычисляется площадь сечения жил  $F$  контрольных кабелей по следующим формулам:

– при соединении двух ТТ по схеме неполной звезды:

$$F \geq \frac{\sqrt{3}I}{\gamma r_{\text{пр}}};$$

– соединении трех ТТ по схеме звезды:

$$F \geq \frac{l}{\gamma r_{\text{пр}}}, \quad (6.19)$$

где  $l$  – длина контрольного кабеля, м;

$\gamma$  – удельная проводимость материала соединительных проводников (для меди  $\gamma = 53 \text{ м} / (\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$ );

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводников, Ом.

Длина соединительных проводников рассчитывается с учетом расположения в РУ измерительных приборов и трансформаторов.

Сопротивление проводников между трансформаторами тока и приборами определяется по формуле

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{ном}2} - S_{\text{приб}} - I_{\text{ном}2}^2 r_{\text{к}}}{I_{\text{ном}2}^2}, \quad (6.20)$$

где  $S_{\text{ном}2}$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, В·А;

$S_{\text{приб}}$  – полная мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_{\text{ном}2}$  – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока,  $I_{\text{ном}2} = 5 \text{ А}$ ;

$r_{\text{к}}$  – сопротивление переходных контактов, значение которого приближенно принимается 0,1 Ом.

Номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме находится как

$$S_{\text{ном}2} = S_{\text{приб}} + I_{\text{ном}2}^2 (r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}).$$

При выборе контрольного кабеля принимается ближайшее большее стандартное сечение жил. По условию механической прочности сечение жилы проводников во вторичных цепях ТТ не должно быть

меньше  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил и  $2,5 \text{ мм}^2$  – для медных [1]. В соответствии с ГОСТ 30331.15-2001 (МЭК 364-5-52-93) в цепях вторичной коммутации электроустановок зданий должны применяться провода и кабели с медными жилами.

**По термической стойкости** ТТ проверяются по выражению

$$(k_T I_{\text{ном1}})^2 t_T \geq B_K, \quad (6.21)$$

где  $k_T$  – кратность тока термической стойкости;

$t_T$  – допустимое время действия тока термической стойкости, с.

**По электродинамической стойкости** ТТ выбирается по условию

$$k_d \sqrt{2} I_{\text{ном1}} \geq i_y, \quad (6.22)$$

где  $k_d$  – кратность тока динамической стойкости;

$i_y$  – ударный ток КЗ, кА.

Трансформаторы тока с небольшими номинальными токами могут быть недостаточно стойкими к токам КЗ. Поэтому в ряде случаев приходится выбирать ТТ с большей термической и электродинамической стойкостью на номинальный ток, превышающий ток контролируемой установки, что может привести к увеличению погрешности измерений. В цепях учета электроэнергии допускается применять трансформаторы тока с завышенными коэффициентами трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке будет составлять не менее 40 % номинального тока счетчика, а при минимальной – не менее 5 %.

Шинные трансформаторы тока на электродинамическую стойкость не проверяются, так как их устойчивость определяется устойчивостью шинной конструкции.

В электрических сетях напряжением 6–10 кВ с изолированной нейтралью для защиты от однофазных замыканий на землю, действующей на сигнализацию или отключение, на кабельных линиях электропередачи устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности (типа ТЗЛМ-УЗ и т. п.).

**Пример 6.5.** Выбрать трансформаторы тока для кабельной линии напряжением 10 кВ, отходящей от РП. К ТТ подключаются счетчик для технического учета электроэнергии и амперметр для измерения текущих значений величин тока. Расчетный ток линии в нормальном режиме  $I_p = 320,0$  А, в послеаварийном –  $I_{pa} = 640,0$  А. Действующее значение периодической составляющей тока КЗ на шинах РП  $I_k = 8,0$  кА, время отключения тока КЗ выключателем  $t_{отк} = 0,6$  с, постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ  $T_a = 0,01$  с.

**Решение.** В каждой фазе устанавливаются трансформаторы тока с двумя вторичными обмотками с классом точности 0,5/10P. Номинальная мощность вторичной обмотки составляет 10 В·А.

В расчете принимаем, что к измерительным трансформаторам подключаются токовые цепи трехфазного счетчика активной и реактивной энергии типа ЦЭ6850М, который имеет потребляемую мощность каждой цепи тока 0,1 В·А (табл. П5.2). В одной из фаз (например, L1) к ТТ также присоединяется амперметр типа Э8032М1, потребляющий не более 1,5 В·А. Таким образом, нагрузка наиболее загруженного ТТ составляет 1,6 В·А.

По условиям (6.15), (6.16) и (6.18) выбираем ТТ

$$U_{ном1} \geq 10 \text{ кВ}; \quad I_{ном1} \geq 320,0 \text{ А}; \quad I_{ном1} \geq \frac{640,0}{1,2} = 533,3 \text{ А}.$$

По расчетным данным выбираем проходной одновитковый трансформатор тока типа ТПОЛ-600/5 с изоляцией из литой синтетической смолы (табл. П4.4).

Выбранный трансформатор тока имеет следующие технические характеристики:  $U_{ном1} = 10$  кВ;  $I_{ном1} = 600$  А, номинальный вторичный ток  $I_{ном2} = 5$  А, номинальная мощность вторичной обмотки 10 В·А, номинальная нагрузка в классе точности 0,5  $z_T = 0,4$  Ом; кратность тока динамической стойкости  $k_d = 81$ , кратность тока термической стойкости  $k_T = 32$ , допустимое время действия тока КЗ  $t_T = 3$  с.

Определим тепловой импульс от тока КЗ по выражению (5.5):

$$B_k = 8,0^2(0,6 + 0,01) = 39,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверку трансформатора тока на термическую стойкость выполняем по выражению (6.21)

$$(32 \cdot 600 \cdot 10^{-3})^2 3 \geq 39,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad 1105,9 > 39,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Следовательно, выбранные трансформаторы тока термически устойчивы.

Ударный ток КЗ находим по формуле (6.10)

$$i_y = 1,369 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,0 = 15,5 \text{ кА}.$$

По условию (6.22) выполним проверку ТТ на электродинамическую стойкость

$$81 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 \geq 15,5 \text{ кА}, \quad 68,7 > 15,5 \text{ кА}.$$

Условие электродинамической стойкости трансформатора тока выполняется.

Выбираем сечение жил контрольного кабеля при соединении трансформаторов тока по схеме звезды. Для этого предварительно рассчитывается сопротивление проводников между трансформаторами тока и приборами по формуле (6.20):

$$r_{\text{пр}} = \frac{10 - 1,6 - 5^2 \cdot 0,1}{5^2} = 0,236 \text{ Ом}.$$

Приняв длину проводников  $l = 4$  м, рассчитаем по формуле (6.18) требуемое сечение жил контрольного кабеля

$$F \geq \frac{4}{53 \cdot 0,236} = 0,32 \text{ мм}^2.$$

Так как минимальное сечение жил медных проводников должно быть не менее  $2,5 \text{ мм}^2$ , то принимаем четырехжильный контрольный кабель марки КВВГ  $4 \times 2,5-0,66$ .

## 6.7. Измерительные трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) служат для преобразования высокого напряжения в низшее стандартное напряжение, удобное для измерения: 100 В и  $100/\sqrt{3}$  В. В электроустановках трехфазного тока напряжением 6–10 кВ ТН служат не только для подключения электроизмерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики, но для контроля изоляции в сетях с изолированной нейтралью. В этом случае применяется трехфазный ТН с двумя вторичными обмотками. Одна обмотка, используемая для электрических измерений, соединяется в звезду, а вторая, применяемая в системе контроля изоляции, – в разомкнутый треугольник. Вместо трехфазного ТН может использоваться три однофазных ТН с двумя вторичными обмотками, которые соединяются по соответствующим схемам. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой секции распределительного устройства напряжением 6–10 кВ.

В системах электроснабжения напряжением 6–10 кВ ТН должны защищаться со стороны высшего напряжения предохранителями типа ПКН, оборудованными системой сигнализации при их срабатывании.

Трансформаторы напряжения выбираются по классу точности, номинальному напряжению, мощности нагрузки вторичной обмотки.

**Класс точности** трансформаторов напряжения, используемых в системе учета электроэнергии, должен быть не ниже 0,5.

**По номинальному напряжению** ТН выбираются по условию

$$U_{\text{ном 1}} \geq U_{\text{ном с}}. \quad (6.23)$$

где  $U_{\text{ном 1}}$  и  $U_{\text{ном с}}$  – соответственно номинальное напряжение первичной обмотки ТН и электрической сети, кВ.

**По мощности нагрузки** вторичной обмотки ТН выбираются по следующему выражению:

$$S_{\text{ном}} \geq S_2, \quad (6.24)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность ТН в выбранном классе точности, В·А;

$S_2$  – полная мощность, потребляемая приборами, подключенными к трансформатору напряжения, В·А.

Значение потребляемой мощности приборов, присоединенных к ТН, определяется по формуле

$$S_2 = \sqrt{P_{\Sigma \text{приб}}^2 + Q_{\Sigma \text{приб}}^2}, \quad (6.25)$$

где  $P_{\Sigma \text{приб}}$ ,  $Q_{\Sigma \text{приб}}$  – суммарные активная (Вт) и реактивная (вар) мощность приборов, подключенных к трансформатору напряжения.

Приближенно значения активной и реактивной мощности приборов можно найти по следующим выражениям:

$$P_{\Sigma \text{приб}} = S_{\text{приб}} \cos \varphi_{\text{приб}};$$

$$Q_{\Sigma \text{приб}} = S_{\text{приб}} \sin \varphi_{\text{приб}},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – суммарная полная мощность приборов, присоединенных к ТН, В·А;

$\cos \varphi_{\text{приб}}$  – средневзвешенное значение коэффициента мощности приборов.

Нагрузка, подключаемая к ТН, должна быть равномерно распределена по фазам.

Сечение контрольных кабелей для цепей напряжения по механической прочности должно быть не менее 1,5 мм<sup>2</sup> для меди и 2,5 мм<sup>2</sup> – для алюминия [1].

Во вторичных цепях трансформатора напряжения, используемого для расчетного учета электроэнергии, потеря напряжения не должна быть более 0,2 %, а технического – 0,25 % от вторичного номинального напряжения измерительного трансформатора [5].

Значение потери напряжения в цепи ТН можно рассчитать по формуле

$$\Delta U \% = 100 I_p I (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) / U_{\text{ном ф}}, \quad (6.26)$$



где  $I_p$  – расчетный ток в цепи вторичной обмотки ТН, А;

$l$  – расстояние от ТН до рассматриваемого электрического счетчика (длина контрольного кабеля), км;

$r_0, x_0$  – соответственно активное и индуктивное удельное сопротивление жилы кабеля, Ом/км;

$U_{\text{ном ф}}$  – номинальное напряжение фазы вторичной обмотки ТН, В.

**Пример 6.6.** Выбрать трансформатор напряжения для электрических измерений и контроля изоляции для секции напряжением 10 кВ РП. К ТН присоединены обмотки напряжения пяти счетчиков технического учета электроэнергии типа «Гран-электро СС-301» и четыре вольтметра типа Э-8030-М1. Вольтметры измеряют напряжения фаз  $L1, L2$  и  $L3$ , а также между фазами  $L1$  и  $L3$ . Расстояние от ТН до наиболее удаленного электрического счетчика – 15 м.

**Решение.** С учетом функционального назначения требуется установить ТН с классом точности 0,5. По условию (6.23) следует выбрать ТН с номинальным напряжением первичной обмотки  $U_{\text{ном1}} = 10$  кВ.

Для секции предполагаем установку трех однофазных трансформаторов напряжения типа ЗНОЛ (однофазный трансформатор напряжения с литой изоляцией и заземленным выводом первичной обмотки). Данный трансформатор имеет две вторичные обмотки. Номинальное напряжение основной вторичной обмотки (для электрических измерений) –  $100 / \sqrt{3}$  В, дополнительной (для контроля изоляции) – 100 В. Номинальная мощность ТН  $S_{\text{ном}} = 75$  В·А в классе точности 0,5.

Для определения нагрузки вторичной обмотки ТН по справочной литературе находим потребляемую мощность присоединенных к нему приборов. Статический счетчик активной и реактивной электроэнергии типа «Гран-электро СС-301» (табл. П5.2) имеет потребляемую мощность каждой цепи напряжения  $S = 1,0$  В·А ( $\cos \varphi = 0,38$ ). Суммарная потребляемая мощность одной цепи напряжения (фазы) счетчиков  $S_c = 5 \cdot 1,0 = 5,0$  В·А.

У вольтметра типа Э8030М1 (табл. П5.1) потребляемая мощность  $S = 10,0$  В·А ( $\cos \varphi = 0,2$ ).

Для вольтметра, измеряющего междуфазное напряжение, эта мощность распределяется между соответствующими фазами поровну.

Общая вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в табл. 6.1.

Таблица 6.1

## Нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А		
		L1	L2	L3
Вольтметры	Э8030М1	10	10	10
Вольтметр	Э8030М1	5	–	5
Счетчики активной и реактивной энергии (5 штук)	«Гран-электро СС-301»	5	5	5
Итого:		20,0	15,0	20,0

Полная нагрузка вторичной обмотки наиболее загруженного однофазного ТН с учетом коэффициента мощности определяется по выражению (6.25):

$$S_2 = \sqrt{(5 \cdot 1,0 \cdot 0,38 + 15,0 \cdot 0,2)^2 + (5 \cdot 1,0 \cdot 0,925 + 15,0 \cdot 0,98)^2} = 19,9 \text{ В·А.}$$

Проверим выбранный ТН по условию (6.24). Так как  $75 > 19,9 \text{ В·А}$ , то ТН будет работать в требуемом классе точности.

Для примера выберем контрольный кабель от трансформаторов напряжения до наиболее удаленного статического счетчика.

Ток в цепи напряжения счетчика рассчитывается по формуле

$$I_p = \frac{S}{U_{\text{номф}}}, \quad I_p = \frac{1,0}{57,7} = 0,017 \text{ А.}$$

По условию механической прочности минимальное сечение медных жил контрольного кабеля равно  $1,5 \text{ мм}^2$  [1, 5]. Выбираем четырехжильный кабель марки КВВГ  $4 \times 1,5-0,66$  с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ , имеющий удельное активное сопротивление жилы  $r_0 = 12,3 \text{ Ом/км}$  и реактивное  $x_0 = 0,126 \text{ Ом/км}$ .

Рассчитаем потерю напряжения во вторичной цепи ТН по формуле (6.26):

$$\Delta U\% = 100 \cdot 0,017 \cdot 0,015 (12,3 \cdot 0,38 + 0,126 \cdot 0,925) / 57,7 = 0,002 \text{ \%}.$$

Так как  $0,002 \text{ \%} < 0,25 \text{ \%}$ , то требования нормативных документов в отношении допустимой потери напряжения выполняются.

Трансформатор напряжения подключается через высоковольтные предохранители ПКН 001-10 УЗ (табл. П4.6).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
2. Силовое и осветительное электрооборудование промышленных предприятий. Правила проектирования : ТКП 45-4.04-296–2014 (02250). – Минск : Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2014. – 87 с.
3. Электроснабжение промышленных предприятий. Правила проектирования : ТКП 45-4.04-297–2014 (02250). – Минск : Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2014. – 29 с.
4. Пожарная безопасность. Электропроводка и аппараты защиты внутри зданий. Правила устройства и монтажа : ТКП 121–2008 (02300). – Минск : МЧС, 2011. – 14 с.
5. Электроустановки напряжением до 750 кВ : ТКП 339–2011 (02230). – Минск : Минэнерго, 2011. – 329 с.
6. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей : ТКП 181–2009 (02230). – Минск : Минэнерго, 2009. – 326 с.
7. Электроустановки зданий : ГОСТ 30331.3–95 (МЭК 364-4-41–92). – Ч. 4 : Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током.
8. Электроустановки зданий : ГОСТ 30331.5–95 (МЭК 364-4-43–77). – Ч. 4 : Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока.
9. Электроустановки зданий : ГОСТ 30331.15–2001 (МЭК 364-5-52–93). – Ч. 5 : Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки.
10. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.
11. Гужов, Н. П. Системы электроснабжения / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2011. – 382 с.
12. Радкевич, В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В. Н. Радкевич, В. Б. Козловская, И. В. Колосова. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015. – 589 с.

13. Миронов, Ю. М. Электрооборудование и электроснабжение электротермических, плазменных и лучевых установок / Ю. М. Миронов, А. Н. Миронова. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 376 с.
14. Чунихин, А. А. Электрические аппараты / А. А. Чунихин. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 720 с.
15. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А. А. Федоров. – М. : Энергия, 1972. – 416 с.
16. Мукосеев, Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий / Ю. Л. Мукосеев. – М. : Энергия, 1973. – 584 с.
17. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М. : ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», 1996. – № 5. – 108 с.
18. Князевский, Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. – М. : Высшая школа, 1986. – 400 с.
19. Коновалова, Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Л. Л. Коновалова, Л. Д. Рожкова. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
20. Козловская, В. Б. Электрическое освещение / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – Минск : Техноперспектива, 2011. – 543 с.
21. Инструкция по эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6, 10, 20, 35 кВ. – 2-е изд. – ОАО «"Электрокабель" Кольчугинский завод», 2008. – 38 с.
22. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин, В. В. Прокопчик. – Минск : Вышэйшая школа, 1988. – 358 с.
23. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2014. – 447 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### Технические характеристики электродвигателей, силовых трансформаторов и конденсаторных установок

Таблица П1.1

Технические характеристики асинхронных электродвигателей  
серии АИР ( $U_{\text{ном}} = 220, 380$  и  $660$  В;  $n = 1500$  мин<sup>-1</sup>)

Тип	$P_{\text{ном}}$ , кВт	КПД, %	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$\frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{ном}}}$
АИР71А4	0,55	70,5	0,7	5
АИР71В4	0,75	73,0	0,73	5
АИР80А4	1,1	75,0	0,81	5,5
АИР80В4	1,5	78,0	0,83	5,5
АИР90L4	2,2	81,0	0,83	6,5
АИР100S4	3	82,0	0,83	7
АИР100L4	4	85,0	0,84	7
АИР112М4	5,5	87,5	0,88	7
АИР132S4	7,5	87,5	0,86	7,5
АИР132М4	11	87,5	0,87	7,5
АИР160S4	15	89,5	0,89	7
АИР160М4	18,5	90,0	0,89	7
АИР180S4	22	90,0	0,87	6,5
АИР180М4	30	91,5	0,86	7
АИР200М4	45	92,5	0,89	7
АИР225М4	55	93,0	0,89	7

Таблица П1.2

Технические характеристики крановых асинхронных электродвигателей серии *МТКФ* ( $U_{\text{ном}} = 220/380\text{В}$ ; ПВ = 40 %)

Тип двигателя	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$I_{\text{ном}}$ , А, при 380 В	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	КПД, %	$I_{\text{пуск}}$ , А, при 380 В
<i>МТКФ</i> 011-6	1,4	5,2	0,66	61,5	15
<i>МТКФ</i> 012-6	2,2	7,2	0,69	67	22
<i>МТКФ</i> 111-6	3,5	9,4	0,79	72	35
<i>МТКФ</i> 112-6	5	13,8	0,74	74	53
<i>МТКФ</i> 211-6	7,5	19,5	0,77	75,5	78
<i>МТКФ</i> 311-6	11	28,5	0,76	77,5	130
<i>МТКФ</i> 312-6	15	36	0,78	81	205
<i>МТКФ</i> 411-6	22	51	0,79	82,5	275
<i>МТКФ</i> 412-6	30	70	0,78	83,5	380

Таблица П1.3

Технические характеристики синхронных электродвигателей  
( $U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$ ;  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9$ )

Тип двигателя	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$n$ , мин <sup>-1</sup>	КПД, %	$D_1$ , кВт	$D_2$ , кВт
СТД-630-2УЗ	630	3000	95,53	2,07	3,44
СТД-800-2УЗ	800	3000	95,58	2,47	4,46
СТД-1000-2УЗ	1000	3000	95,79	3,21	3,03
СДН17-41-16УЗ	1250	375	93,76	10,0	7,79
СДН17-49-16УЗ	1600	375	94,25	10,3	10,4
СДН17-59-16УЗ	2000	375	94,95	10,4	12,0
СДН18-49-16УЗ	2500	375	94,88	13,2	13,1
СДН17-34-12УЗ	1250	500	92,86	9,08	8,53
СДН17-41-12УЗ	1600	500	93,76	9,51	11,0
СДН17-49-12УЗ	2000	500	94,76	10,0	9,36
СДН17-59-12УЗ	2500	500	95,57	8,49	10,2
СДН16-44-10УЗ	1250	600	94,01	7,79	5,23
СДН16-54-10УЗ	1600	600	94,65	8,99	7,43
СДН16-71-10УЗ	2000	600	95,38	9,64	7,5
СДН16-86-10УЗ	2500	600	95,6	10,1	10,2

Тип двигателя	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$n$ , мин <sup>-1</sup>	КПД, %	$D_1$ , кВт	$D_2$ , кВт
СДН16-39-8УЗ	1250	750	93,86	7,2	6,48
СДН16-44-8УЗ	1600	750	94,58	8,3	8,12
СДН16-54-8УЗ	2000	750	95,04	9,48	9,83
СДН16-71-8УЗ	2500	750	95,80	8,81	8,23
СДН15-39-6УЗ	1250	1000	94,45	6,77	6,98
СДН15-49-6УЗ	1600	1000	95,08	7,58	7,56
СДН15-64-6УЗ	2000	1000	95,73	8,39	7,2
СДН16-64-8 УЗ	2500	1000	96,07	9,2	8,93

Таблица П1.4

Технические характеристики синхронных электродвигателей  
серии СДН ( $U_{\text{ном}} = 6$  кВ;  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9$ )

Тип двигателя	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$n$ , мин <sup>-1</sup>	КПД, %	$D_1$ , кВт	$D_2$ , кВт
СДН15-21-16УЗ	320	375	90,12	4,46	4,1
СДН15-26-16УЗ	400	375	91,45	5,31	4,27
СДН14-36-12УЗ	400	500	92,66	3,88	2,97
СДН14-44-12УЗ	500	500	93,45	5,05	3,63
СДН15-34-12УЗ	630	500	93,82	5,16	4,72
СДН14-44-10УЗ	630	600	93,98	6,6	4,06
СДН14-56-10УЗ	800	600	94,65	5,76	4,63
СДН15-49-10УЗ	1000	600	94,68	7,66	5,36
СДН16-44-10УЗ	1250	600	95,16	7,54	6,59
СДН14-46-8УЗ	800	750	94,86	4,9	4,57
СДН14-59-8УЗ	1000	750	95,61	4,37	4,96
СДН15-30-8УЗ	1250	750	94,84	7,73	7,29
СДН15-49-8УЗ	1600	750	95,77	7,22	7,33
СДН15-64-8УЗ	2000	750	96,12	8,08	6,98
СДН16-54-8УЗ	2500	750	95,85	11,2	10,2
СДН14-49-6УЗ	1000	1000	95,37	5,62	3,91
СДН14-59-6УЗ	1250	1000	95,95	4,74	4,42
СДН15-30-6УЗ	1600	1000	95,75	7,53	6,64
СДН15-49-6УЗ	2000	1000	96,06	8,06	7,53
СДН15-64-6УЗ	2500	1000	96,5	8,13	7,74

Таблица П1.5

Технические характеристики трехфазных силовых трансформаторов  
с высшим напряжением 6–10 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ХХ	КЗ		
ТМЗ-630/10	630	1,31	7,6	5,5	1,8
ТМЗ-1000/10	1000	1,9	10,8	5,5	1,2
ТМЗ-1600/10	1600	2,65	16,5	6,0	1,0
ТМЗ-2500/10	2500	3,75	24,0	6,0	0,8
ТМГ11-400/10	400	0,83	5,4	4,5	0,8
ТМГ11-630/10	630	1,06	7,45	5,5	0,6
ТМГ11-1000/10	1000	1,4	10,8	5,5	0,5
ТМГ11-1250/10	1250	1,65	13,5	6,0	0,5
ТМГ11-1600/10	1600	2,15	16,5	6,0	0,4
ТМГ12-400/10	400	0,61	4,6	4,5	0,8
ТМГ12-630/10	630	0,8	6,7	5,5	0,6
ТМГ12-1000/10	1000	1,1	10,5	5,5	0,5
ТМГ12-1250/10	1250	1,35	13,25	6,0	0,5
ТМГ13-250/10	250	0,58	4,2	4,5	1,0
ТМГ13-400/10	400	0,83	6,0	4,5	0,8
ТМГ13-630/10	630	1,24	8,6	5,5	0,6
ТМГ13-1000/10	1000	1,6	12,4	5,5	0,5
ТМГ15-250/10	250	0,36	3,25	4,5	1,0
ТМГ15-400/10	400	0,52	4,6	4,5	0,8
ТМГ15-630/10	630	0,73	6,75	5,5	0,6
ТМГ15-1000/10	1000	0,94	10,5	5,5	0,5
ТМГ15-1250/10	1250	1,15	13,25	6,0	0,5
ТМГ21-1000/10	1000	1,2	11,6	5,5	0,5
ТМ-400/10	400	0,90	5,5	4,5	1,5
ТМ-630/10	630	1,25	7,6	5,5	1,25
ТМ-1000/10	1000	1,9	10,5	5,5	1,15
ТМ-1600/10	1600	3,3	16,5	5,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	3,85	23,5	6,5	1,0
ТСГЛ-400/10	400	1,2	3,9	5,5	2,5
ТСГЛ-630/10	630	1,65	5,73	5,5	2,0
ТСГЛ-1000/10	1000	2,15	8,4	6,0	1,5
ТСГЛ-1250/10	1250	2,25	10,6	6,0	1,0



Окончание табл. П.1.5

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ХХ	КЗ		
ТСГЛ-1600/10	1600	2,6	11,4	6,0	1,0
ТСГЛ-2500/10	2500	4,4	16,4	6,0	0,5
ТСЗГЛ-400/10	400	1,2	3,9	5,5	2,5
ТСЗГЛ-630/10	630	1,65	5,73	5,5	2,0
ТСЗГЛ-1000/10	1000	2,15	8,8	6,0	1,5
ТСЗГЛ-1250/10	1250	2,25	10,8	8,0	1,0
ТСЗГЛ-1600/10	1600	3,2	12,8	8,0	1,0
ТСЗГЛ-2500/10	2500	4,6	17,5	8,0	0,5

Таблица П1.6

Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения напряжением 110 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМН-6300/110	6 300	115	6,6; 11	10	44	10,5	1,0
ТДН-10000/110	10 000	115	6,6; 11	14	58	10,5	0,9
ТДН-16000/110	16 000	115	6,6; 11	18	85	10,5	0,7
ТРДН-25000/110	25 000	115	6,3–6,3 10,5–10,5 6,3–10,5	25	120	10,5	0,65
ТРДН-40000/110	40 000	115	6,3–6,3 10,5–10,5 6,3–10,5	34	170	10,5	0,55
ТРДН-63000/110	63 000	115	6,3–6,3 10,5–10,5 6,3–10,5	50	245	10,5	0,5
ТРДН-80000/110	80 000	115	6,3–6,3 10,5–10,5 6,3–10,5	58	310	10,5	0,45

Таблица П1.7

**Основные технические характеристики низковольтных  
комплектных конденсаторных установок**

Тип	Номинальная мощность, квар	Мощность ступени регулирования, квар	Число ступеней, шт.
1	2	3	4
АКУ 0,4-100-10У3	100	10	10
АКУ 0,4-100-25У3	100	25	4
АКУ 0,4-125-25У3	125	25	5
АКУ 0,4-150-10У3	150	10	15
АКУ 0,4-150-25У3	150	25	6
АКУ 0,4-175-25У3	175	25	7
АКУ 0,4-200-20У3	200	20	10
АКУ 0,4-200-25У3	200	25	8
АКУ 0,4-220-20У3	220	20	11
АКУ 0,4-225-25У3	225	25	9
АКУ 0,4-240-20У3	240	20	12
АКУ 0,4-250-25У3	250	25	10
АКУ 0,4-260-20У3	260	20	13
АКУ 0,4-275-25У3	275	25	11
АКУ 0,4-280-20У3	280	20	14
АКУ 0,4-300-20У3	300	20	15
АКУ 0,4-300-25У3	300	25	12
АКУ 0,4-325-25У3	325	25	13
АКУ 0,4-330-15У3	330	15	22
АКУ 0,4-350-25У3	350	25	14
АКУ 0,4-375-25У3	375	25	15
АКУ 0,4-380-20У3	380	20	19
АКУ 0,4-400-20У3	400	20	20
АКУ 0,4-400-25У3	400	25	16
АКУ 0,4-420-20У3	420	20	21
АКУ 0,4-425-25У3	425	25	17
<b>Автоматизированные конденсаторные установки настенного исполнения</b>			
АКУ 0,4-50-10У3	50	10	5
АКУ 0,4-50-12,5У3	50	12,5	4
АКУ 0,4-75-12,5У3	75	12,5	6
АКУ 0,4-100-25У3	100	100	4

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Технические характеристики электрооборудования напряжением до 1 кВ

Таблица П2.1

Технические характеристики нереверсивных магнитных пускателей  
трехфазного тока серии ПМЛ при напряжении 380 В

Тип в зависимости от степени защиты		Номинальный ток, А, в режиме АС3 при степени защиты	
<i>IP00</i>	<i>IP54</i>	<i>IP00</i>	<i>IP54</i>
ПМЛ 110004	ПМЛ 121002	10	10
ПМЛ 210004	ПМЛ 221002	25	22
ПМЛ 310004	ПМЛ 321002	40	36
ПМЛ 410004	ПМЛ 421002	63	60
ПМЛ 510004	ПМЛ 521002	80	80
ПМЛ 610004	ПМЛ 621002	125	100
ПМЛ 710004	ПМЛ 721002	200	160

Таблица П2.2

Технические характеристики нереверсивных магнитных пускателей  
трехфазного тока серии ПМА

Тип пускателя		Вели- чина	Номинальный ток, А, при напряжении, В, в зависимости от степени защиты			
			в режиме АС3		в режиме АС4	
нереверсив- ный	реверсив- ный		до 500		380	660
			<i>IP00</i>	<i>IP40, IP54</i>	<i>IP00, IP40, IP54</i>	<i>IP00, IP40, IP54</i>
ПМА 3100004	ПМА 3300004	3	40	36	16	10
ПМА 3200004	ПМА 3410004					
ПМА 4100004	ПМА 4300004	4	63	60	25	16
ПМА 4200004	ПМА 4400004					

Тип пускателя		Величина	Номинальный ток, А, при напряжении, В, в зависимости от степени защиты			
			в режиме АСЗ		в режиме АС4	
нереверсивный	реверсивный		до 500		380	660
		IP00	IP40, IP54	IP00, IP40, IP54	IP00, IP40, IP54	
ПМА 5100004	ПМА 5300004	5	100	95	40	25
ПМА 5200004	ПМА 5400004					
ПМА 6010004	ПМА 6300004	6	160	150	48	40
ПМА 6200004	ПМА 6400004					

Таблица П2.3

Данные тепловых реле РТЛ, встраиваемых  
в магнитные пускатели серии ПМЛ

Номинальный ток пускателя, А	Тепловое реле			
	Тип	Номинальный ток реле, А	Пределы регулирования тока несрабатывания теплового реле, А	Среднее значение, А
10	100104	25	0,1–0,17	0,14
	100204		0,16–0,26	0,21
	100304		0,24–0,4	0,32
	100404		0,38–0,65	0,52
	100504		0,61–1,0	0,8
	100604		0,95–1,6	1,3
	100704		1,5–2,6	2,0
	100804		2,4–4,0	3,2
	101004		3,8–6,0	5,0
	101204		5,5–8,0	6,8
25	101404	25	7,0–10,0	8,5
	101604		9,5–14,0	12,0
	102104		13,0–18,0	16,0
	102204		18,0–25,0	21,5

Номинальный ток пускателя, А	Тепловое реле				
	Тип	Номинальный ток реле, А	Пределы регулирования тока несрабатывания теплового реле, А	Среднее значение, А	
40	205304	80	23,0–32,0	27,5	
	205504		30,0–41,0	35,5	
63	205504		30,0–41,0	35,5	
	205704		38,0–52,0	45,0	
	205904		47,0–64,0	55,5	
	206104		54,0–74,0	64,0	
80	206104		54,0–74,0	64,0	
	206104		63,0–86,0	74,5	
125	310604		200	75,0–106,0	90,0
	312504			90,0–125,0	107,5
200	312504	90,0–125,0		107,5	
	316004	115,0–160,0		137,5	
	320004	145,0–200,0		172,5	

Таблица П2.4

Данные тепловых реле РТТ для магнитных пускателей серии ПМА

Номинальный ток пускателя, А	Тепловое реле			
	Тип	Номинальный ток реле, А	Пределы регулирования тока несрабатывания теплового реле, А	Среднее значение, А
40	2	40	10,6–14,3	12,5*
			13,6–18,4	16,0*
			17,0–23,0	20,0*
			21,2–28,6	25,0
			27,2–36,8	32,0*
			34,0–46,0	40,0
63		63	27,20–36,8	32,0
			34,0–46,0	40,0
			42,5–57,5	50,0*
			53,5–72,5	63,0

Номинальный ток пускателя, А	Тепловое реле			
	Тип	Номинальный ток реле, А	Пределы регулирования тока несрабатывания теплового реле, А	Среднее значение, А
100	3	100	42,5–57,5	50,0
			53,5–72,3	63,0
			68,0–92,0	80,0
			85,0–115,0	100,0
160	3	160	68,0–92,0	80,0*
			85,0–115,0	100,0
			106,0–143,0	125,0
			136,0–160,0	160,0

\*Пускатели ПМА выпускаются только на 660 В.

Таблица П2.5

## Технические данные предохранителей

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток, кА
		предохранителя	плавкой вставки	
ППН-33	380	160	2; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	50
ППН-35	380	250	40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250	50
ППН-37	380	400	40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400	50
ППН-39	380	630	100; 125; 160; 200; 250; 315; 400; 500; 630	50
ППН-41	380	1250	500; 630; 800; 1000; 1250	50
ПН2-100	380	100	31,5; 40; 50; 63; 80; 100	100
ПН2-250	380	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	100
ПН2-400	380	400	200; 250; 315; 355; 400	40
ПН2-600	380	630	315; 400; 500; 630	25
НПН2-63	380	63	6; 10; 16; 20; 25; 31; 40; 63	10
ПРС-25	380	25	6; 10; 16; 20; 25	30
ПП24-25	380	25	6; 10; 16; 20; 25	100
ПП17-3970	380	1000	500; 630; 800; 1000	120

Таблица П2.6

Технические данные автоматических выключателей серий ВА51  
с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном р}$	Предельный отключаемый ток, кА / cos φ
	выключателя	теплового расцепителя, $I_{ном р}$		
Однополюсные				
ВА 51-29	63	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 63	–	8/0,5
ВА 51-31-1	100	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10	2/0,9 2,5/0,9 3,5/0,8 5,0/0,7 7,0/0,5
Трехполюсные				
ВА 51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7; 10	1,5/0,7 2,0/0,7 3,0/0,7
ВА 51-31	100	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10	2,0/0,9 2,5/0,9 3,8/0,8 6,0/0,7 7,0/0,5
ВА 51-33	160	80; 100; 125; 160	10	12,5/0,3
ВА 51-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12	15/0,5
ВА 51-37	400	250; 320; 400	10	10,0
ВА 51-39	630	400; 500; 630	10	35/0,25

**Примечание.** Выключатели ВА51 имеют среднюю коммутационную способность.

Таблица П2.7

Технические данные автоматических выключателей серий ВА52  
с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном р}$	Предельный отключаемый ток, кА / $\cos \varphi$
	выключателя	теплового расцепителя, $I_{ном р}$		
ВА52-31, ВА52Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10	12/0,3 15/0,3 18/0,3 25/0,3
ВА52-33 ВА52Г-33	160	80; 100; 125; 160	10	28/0,25 35/0,25
ВА52-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12	30/0,25
ВА52-37	400	250; 320; 400	10	30/0,25
ВА52-39	630	250; 320; 400; 500; 630	10	40/0,25

**Примечание.** Выключатели ВА52 имеют повышенную коммутационную способность.

Таблица П2.8

Технические данные автоматических выключателей серий ВА53,  
ВА55, ВА75 с полупроводниковыми максимальными  
расцепителями

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Уставка тока расцепителя в зоне КЗ, кратная номинальному току расцепителя	Предельный отключаемый ток, кА
ВА53-37 ВА55-37	160; 250; 400	2; 3; 5; 7; 10	20
ВА53-39 ВА55-39	160; 250; 400; 630	2; 3; 5; 7; 10	25



Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Уставка тока расцепителя в зоне КЗ, кратная номинальному току расцепителя	Предельный отключаемый ток, кА
ВА53-41 ВА55-41	250; 400, 630, 1000	2; 3; 5; 7	55,0
ВА55-43	1000, 1250, 1600		31,0
ВА53-43	2500	2; 3; 5	36
ВА55-43			
ВА75-45	2500	2; 3; 5; 7	36
ВА75-47	4000	2; 3; 5	45

**Примечание.** 1. Выключатели допускают регулировку номинального тока уставки максимального расцепителя ( $I_{ном р}$ ) тремя ступенями в пределах от номинального тока до  $0,8 I_{ном}$  или до  $0,63 I_{ном}$ . Например, ВА55-37 на ток 250 А может иметь  $I_{ном р} = 250; 200$  и 157,5 А. Время срабатывания зависит от протекающего тока и регулируется тремя ступенями. При  $6I_{ном р}$  уставки времени составляют 4; 8; 16 с. При однофазных коротких замыканиях автоматы срабатывают при номинальном токе расцепителя.

2. Выключатели серий ВА55 и ВА75 – селективные, ВА53 – токоограничивающие.

Таблица П2.9

Технические данные автоматических выключателей серий ВА57 с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А	Предельный отключаемый ток, кА / $\cos \varphi$
	выключателя	теплового расцепителя, $I_{ном р}$		
ВА57-31	100	16	400	4/0,5
		20	400	6/0,5
		25	400	25/0,35
		31,5; 40	400	40/0,2
		50; 63	400; 800	40/0,2
		80; 100	400; 800; 1200	40/0,2

Окончание табл. П2.9

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А	Предельный отключаемый ток, кА / cos φ
	выключателя	теплого расцепителя, $I_{ном р}$		
ВА57-35	250	16; 20	320	3,5/0,8
		25	320	9/0,5
		31,5; 40; 50	630	10/0,3
		63	1250	15/0,3
		80	1250	25/0,25
		100	1250	30/0,25
		125	1600	35/0,25
		160	2000	35/0,25
		200; 250	2500	40/0,2
ВА-57-39	630	250	1000; 1250; 1600; 2000	40/0,25
		320	1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3200	
		400	1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 4000	
		500	1000; 1600; 2000; 2500; 5000	
		630	1250; 2000; 2500; 3200; 4000; 5000	

Таблица П2.10

## Технические данные автоматических выключателей серии АЕ

Тип выключателя	Количество полюсов, шт.	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном р}$	Предельный отключаемый ток, кА / cos φ
		выключателя	расцепителя, $I_{ном р}$		
АЕ2044	1	63	10; 12,5; 16; 20; 25 31,5; 40; 50; 63	12	5/0,7 6/0,7
АЕ2046	3	63	10; 12,5; 16; 20; 25 31,5; 40; 50; 63	12	6/0,7 7/0,5
АЕ2056	3	100	10; 12,5; 16; 20; 25 31,5; 40; 50; 63 80; 100	12	6/0,5 7/0,5 8,5/0,5

Таблица П2.11

## Технические данные основных типов панелей ЩО70

Тип панели	Номинальный ток, А, и количество присоеди- нений, шт.	Коммутационные и защитные аппараты
Линейные панели		
ЩО70-01	$100 \times 2 + 250 \times 2$	Рубильники с предохранителями ПН2
ЩО70-02	$250 \times 4$	То же
ЩО70-03	$250 \times 2 + 400 \times 2$	То же
ЩО70-04	$630 \times 1$	То же
ЩО70-05	$100 \times 6$	Разъединители $2 \times 400$ А (один на три присоединения), ВА51-31
ЩО70-08	$250 \times 4$	Разъединители $2 \times 630$ А (один на два присоединения), ВА57-35
ЩО70-09	$630 \times 2$	Разъединитель, ВА51-39
ЩО70-11	$100 \times 4$	Разъединитель $1 \times 400$ А, на $4 \times$ ВА51-31
ЩО70-23	$1000 \times 1$	Разъединитель, ВА55-41
ЩО70-24	$630 \times 1$	То же, ВА51-39
Вводные панели		
ЩО70-32	630	Рубильник, ПН2-630
ЩО70-33	1250	Рубильник $1 \times 1000$ А, ППН-41
ЩО70-34	1000	Разъединитель, ВА55-41
ЩО70-37	1600	Разъединитель, ВА55-43
ЩО70-40	2000	Разъединитель, ВА55-45
ЩО70-50	630	Разъединитель, ВА51-39
Секционные панели		
ЩО70-70	600	Рубильник
ЩО70-71	1000	То же
ЩО70-72	1000	Два разъединителя, ВА55-41
ЩО70-73	1600	То же, ВА55-43
ЩО70-75	800	Разъединители $2 \times 400$ А, ВА51-39 ( $1 \times 630$ А)

**Примечание.** 1. Приведенные линейные и вводные панели допускают ввод снизу проводами или кабелем.

2. Ток электродинамической стойкости для сборных шин до 1000 А – 30 кА, свыше 1000 А – 50 кА.

## Технические данные основных типов панелей П – XX – 94

Тип панели	Номинальный ток, А, и количество присоединений, шт.	Коммутационные и защитные аппараты
Линейные панели		
П01-94	$100 \times 2 + 250 \times 2$	Рубильники с предохранителями ПН2
П02-94	$250 \times 4$	То же
П03-94	$250 \times 2 + 400 \times 2$	То же
П04-94	$600 \times 1$	Разъединитель $1 \times 1000$ А с предохранителем ПН2
П06-94	$100 \times 2 + 250 \times 4$	Разъединители $2 \times 1000$ А (один на три присоединения), ВА57-35
П08-94	$250 \times 4$	Разъединители $2 \times 1000$ А (один на два присоединения), ВА57-35
П09-94	$600 \times 2$	Разъединители $2 \times 1000$ А, ВА51-39
П23-94	$1000 \times 1$	Разъединитель, ВА53-41
Вводные панели		
П30-94	600	Разъединитель $1 \times 1000$ А, ПН2
П31-94	1000	Разъединитель
П34-94	1000	Разъединитель, ВА53-41
П36-94	1600	Разъединитель $1 \times 1600$ А, ВА55-41
П40-94	2000	Разъединитель, ВА53-43
Секционные панели		
П71-94	1000	Разъединитель
П72-94	1000	Разъединитель $1 \times 1600$ А, ВА53-41
П73-94	1600	Разъединитель, ВА55-41

**Примечание.** 1. Приведенные линейные и вводные панели допускают ввод снизу проводами или кабелем.

2. Ток электродинамической стойкости для сборных шин до 1000 А – 30 кА, свыше 1000 А – 50 кА.

Таблица П2.13

## Шкафы распределительные серии ШР1

Тип шкафа	Номинальный ток вводного рубильника РБ, А (исполнение IP30, УЗ)	Число трехполюсных групп предохранителей (выключателей) на отходящих линиях и их номинальные токи, А
ШР1-20	250	5 × 63
ШР1-21	250	5 × 100
ШР1-22	250	2 × 63 + 3 × 100
ШР1-23	400	8 × 63
ШР1-24	400	8 × 100
ШР1-25	400	4 × 63 + 4 × 100
ШР1-26	400	5 × 250
ШР1-27	400	5 × 100 + 2 × 250
ШР1-28	400	2 × 63 + 4 × 100 + 2 × 250
ШР1-30	2 × 400	8 × 100
ШР1-31	400	8 × 100
ШР1-33	1 × 400	8 × 100; АЕ2044; АЕ2046; АЕ2056

**Примечание.** 1. Электродинамическая стойкость к токам короткого замыкания: при номинальном токе  $I_{ном}$  вводного аппарата 250 А – 10 кА; 400 А – 25 кА.

2. Трехполюсные и однополюсные автоматы могут устанавливаться в различных сочетаниях, при этом на месте одного трехполюсного допускается применять три однополюсных.

Таблица П2.14

## Шкафы распределительные серии ШР11

Тип шкафа	Номинальный ток вводного рубильника Р18, А (исполнение IP22, УЗ)	Число трехполюсных групп предохранителей на отходящих линиях и их номинальные токи, А
ШР11-73701	250	5 × 63
ШР11-73702	250	5 × 100
ШР11-73703	250	2 × 63 + 3 × 100
ШР11-73704	400	8 × 63

Тип шкафа	Номинальный ток вводного рубильника Р18, А (исполнение IP22, УЗ)	Число трехполюсных групп предохранителей на отходящих линиях и их номинальные токи, А
ШР11-73705	400	8 × 100
ШР11-73706	400	8 × 250
ШР11-73707	400	3 × 100 + 2 × 250
ШР11-73708	400	5 × 250
ШР11-73709	400	4 × 63 + 4 × 100
ШР11-73710	400	2 × 63 + 4 × 100 + 2 × 250
ШР11-73711	400	6 × 100 + 2 × 250

**Примечание.** Электродинамическая стойкость к токам короткого замыкания: при номинальном токе  $I_{ном}$  вводного аппарата 250 А – 10 кА; 400 А – 25 кА.

Таблица П2.15

## Пункты распределительные серии ПР11

Тип пункта	Номинальный ток $I_{ном}$ пункта, А	Тип вводного выключателя	Количество выключателей на отходящих линиях, шт.	Тип выключателей на отходящих линиях
ПР11-1-001	100	АЕ2056 ВА57-31	4	ВА57-31, АЕ2044, АЕ2046, АЕ2056
ПР11-1-002	100	–		
ПР11-1-003	200	ВА57-35	6	ВА57-31, ВА57-35, АЕ2044, АЕ2046, АЕ2056
ПР11-1-004	200	–	8	
ПР11-1-005	200	ВА57-35	10	
ПР11-1-006	200	–	12	
ПР11-1-007	200	ВА57-35	12	
ПР11-1-008	200	–	14	
ПР11-1-009	400 630	ВА57-39	12	
ПР11-1-010	400 630	–	14	

Тип пункта	Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ пункта, А	Тип вводного выключателя	Количество выключателей на отходящих линиях, шт.	Тип выключателей на отходящих линиях
ПР11-7-011	400 630	ВА57-39	14	ВА57-31, ВА57-35, АЕ2044, АЕ2046, АЕ2056
ПР11-7-012	400 630	–	14	

**Примечание.** 1. Цифра 1 обозначает утопленное исполнение (встраиваемое в нишу стены), цифра 7 – напольное исполнение.

2. Электродинамическая стойкость к токам короткого замыкания при  $I_{\text{ном}}$  пункта 100 А – 10 кА, 400 А – 25 кА, 630 А – 50 кА.

3. Пункты могут иметь исполнение со степенью защиты  $IP21$  и  $IP44$ . При степени защиты  $IP21$  номинальные токи выключателей снижаются на 10 %, при степени защиты  $IP44$  – на 20 %.

4. Трехполюсные и однополюсные выключатели могут устанавливаться в различных сочетаниях, при этом на месте одного трехполюсного допускается применять три однополюсных.

Таблица П2.16

## Распределительные пункты серии ПР8501

№ схемы		Номинальное напряжение, В	Число автоматов		
с зажимами на вводе	с автоматом на вводе		однополюсных ВА51-31-1	трехполюсных	
				ВА51-31	ВА51-35
001	045; ВА51-33	380	3	–	–
002	046; ВА51-33	380	6	–	–
003	047; ВА51-33	380	3	1	–
004	048; ВА51-33	660	–	2	–
005	049; ВА51-33	380	12	–	–
006	050; ВА51-33	380	6	2	–
007	051; ВА51-33	660	–	4	–
008	052; ВА51-33	660	18	–	–
009	053; ВА51-33	380	12	2	–

№ схемы		Номинальное напряжение, В	Число автоматов		
с зажимами на вводе	с автоматом на вводе		однополюсных ВА51-31-1	трехполюсных	
				ВА51-31	ВА51-35
010	054; ВА51-33	380	6	4	–
011	055; ВА51-33	660	–	6	–
019	063; ВА51-35	380	24	–	–
020	064; ВА51-35	660	18	2	–
021	065; ВА51-35	660	12	4	–
022	066; ВА51-35	660	6	6	–
023	067; ВА51-35	660	–	8	–
024	068; ВА51-35	660	30	–	–
025	069; ВА51-35	660	24	2	–
026	070; ВА51-35	660	18	4	–
027	071; ВА51-35	660	12	6	–
028	072; ВА51-35	660	6	8	–
029	073; ВА51-35	660	–	10	–
044	089; ВА51-37	660	–	10	–
153	094; ВА51-39	660	–	–	4
154	095; ВА51-39	660	–	2	2
155	096; ВА51-39	660	–	4	2
156	097; ВА51-39	660	–	6	2
157	098; ВА51-39	660	–	8	2

**Примечание.** 1. Номинальный ток ввода 160 А, рабочий ток для *IP21* – 128 А, для *IP54* – 120 А.

2. Номинальный ток ввода 250 А, рабочий ток для *IP21* – 200 А, для *IP54* – 188 А.

3. Номинальный ток ввода 400 А, рабочий ток для *IP21* – 320 А, для *IP54* – 300 А.

4. Номинальный ток ввода 630 А, рабочий ток для *IP21* – 504 А, для *IP54* – 473 А.

5. Сборные шины допускают ударный ток короткого замыкания при номинальном токе  $I_{ном}$  шкафов: 160, 250, 400 А – 25 кА; 630 А – 50 кА.



Таблица П2.17

## Силовые ящики

№ п/п	Тип	Номинальный ток аппарата, А	Номинальный ток предохранителей, А	Кратковременно выдерживаемый ток, кА
1	ЯБПВ-1	100	ПН2-100	20
	ЯБПВ-2	200	ПН2-250	20
	ЯБПВ-4	315	ПН2-400	30
2	ЯБ1-2	200	ПН2-250	20
	ЯБ1-4	315	ПН2-400	20
3	ЯРП-20	20	Е27-20	0,6
4	ЯПП-15	16	Е27-16	0,6
5	ЯРП11-311; ЯРВ-311	100	ПН2-100	5
		250	ПН2-250	8
		400	ПН2-400	11
		630	ПН2-630	16
6	ЯРП11М; Я8601	100	ППН33	5
		250	ППН35	8
		400	ППН37	11
		630	ППН39	16
7	ЯВЗ-31-1М	100	–	5
	ЯВЗ-35-1М	250	–	8
	ЯВЗ-37-1М	400	–	11

Таблица П2.18

Технические данные магистральных шинопроводов  
ШМА4 и ШМА5

Показатели	Тип шинопровода			
	ШМА4 (ШМА5)	ШМА4 (ШМА5)	ШМА4 (ШМА5)	ШМА4 (ШМА5)
Номинальный ток, А	1250	1600	2500	3200
Номинальное напряжение, В	660	660	660	660
Допустимое амплитудное значение тока КЗ, кА	70 (50)	70 (70)	70 (100)	70 (100)

Показатели	Тип шинопровода			
	ШМА4 (ШМА5)	ШМА4 (ШМА5)	ШМА4 (ШМА5)	ШМА4 (ШМА5)
Сопrotивление фазы (среднее) при номинальном токе и установившемся режиме, Ом/км: – активное – индуктивное – полное	0,0338 (0,33) 0,0161 (0,018) –(0,038)	0,0297 (0,030) 0,0143 (0,014) –(0,0330)	0,0169 (0,017) 0,0082 (0,008) –(0,019)	0,015 (0,015) 0,0072 (0,005) –(0,016)
Полное сопротивление петли фаза–нуль, Ом/км	0,0862 (0,112)	0,0872 (0,095)	0,0822 (0,032)	0,053 (0,083)
Потеря напряжения, В, на длине 100 м при номинальном токе и нагрузке, сосредоточенной в конце линии, и $\cos \varphi = 0,8$	8,93 (8,1)	9,13 (9,1)	9,7 (8,2)	9,0 (8,3)
Количество и размеры сечения шины (АДО), мм, (для ШМА5): – на фазу – на нулевой N проводник	1 × (8 × 140) 1 × (4 × 140)	1 × (8 × 160) 1 × (4 × 160)	2 × (8 × 140) 2 × (4 × 140)	2 × (8 × 160) 2 × (4 × 160)
Максимально допустимое расстояние между точками крепления, м	6	6	6	6
Степень защиты	IP44	IP44	IP44	IP44

Таблица П2.19

Основные технические данные распределительных шинопроводов  
ШРА4 и ШРА5

Показатели	Тип шинопровода			
	ШРА4-100	ШРА4(ШРА5)- 250	ШРА4(ШРА5)- 400	ШРА4(ШРА5)- 630
Номинальный ток, А	100	250	400	630
Электродинамическая стойкость, кА	7	15 (15)	25 (25)	35 (35)
Сопrotивление на фазу, Ом/км: – активное – индуктивное	– –	0,21 (0,21) 0,21 (0,21)	0,15 (0,15) 0,17 (0,17)	0,10 (0,10) 0,13 (0,13)
Полное сопротивление петли фаза–нуль, Ом/км	–	–(0,55)	–(0,49)	–(0,29)
Линейная потеря напряжения, В, на 100 м при $I_{ном}$ , $\cos \varphi = 0,8$	–	6,5 (8,5)	8,0 (7,5)	8,5 (8,5)
Степень защиты	IP44	IP44	IP44	IP44

**Примечание.** 1. Шинопровод ШРА4 – четырехпроводный нулевой ( $N$ ) провод замкнут на защитный металлический кожух и образует совмещенный  $PEN$  – проводник в системе с глухозаземленной нейтралью.

2. Шинопровод ШРА-5 – пятипроводный нулевой ( $N$ ) и защищенный ( $PE$ ) проводники разделены. При этом роль защитного проводника выполняет металлический кожух шинопровода.

3. В шинопровode ШРА4-100 применяются аппараты защиты с номинальным током 25 А.

Таблица П2.20

Ответвительные коробки шинопроводов ШРА4 и ШРА5

Тип коробки	Наименование аппарата	Номинальный ток аппарата, А	Номинальный ток шинопровода, А
У2031, У5031	Предохранитель ПН2-100	100	250, 400, 630
У2032, У5032	Разъединитель	160	250, 400, 630

Окончание табл. П2.20

Тип коробки	Наименование аппарата	Номинальный ток аппарата, А	Номинальный ток шинопровода, А
У2033, У5033	Разъединитель	250	400, 630
У5039	Автомат ВА51-33	160	250, 400, 630
У5051	Автомат ВА51-35	250	400, 630
У2038, У5038	Автомат АЕ2046	40	250, 400, 630
У2038, У5038	Автомат АЕ2056	100	250, 400, 630
У2180	Разъединитель	400	400, 630

Таблица П2.21

Основные технические данные троллейного шинопровода  
ШМТ-АУ2

Показатель	Номинальный ток, А	
	250	400
Электродинамическая стойкость, кА	10	15
Номинальный ток токосъемной каретки, А	40	–
Номинальный ток спаренной токосъемной каретки, А	–	63
Степень защиты	<i>IP21</i>	<i>IP21</i>

Таблица П2.22

Основные технические данные троллейного шинопровода  
типа ШТМ-76

Наименование параметра	Значение
Номинальный ток, А	100
Номинальный ток токосъемной каретки, А	16
Номинальный ток токосъемной спаренной каретки, А	25
Номинальное напряжение каретки, В	380
Частота, Гц	50
Допустимое амплитудное значение тока короткого замыкания, кА	5
Активное сопротивление фазы шинопровода при температуре 20 °С, Ом/км	0,40
Индуктивное сопротивление фазы, Ом/км	0,42
Полное сопротивление фазы, Ом/км	0,58
Потеря напряжения на участке 100 м, В	10,1
Степень защиты оболочки шинопровода	<i>IP42</i>
Степень защиты со стороны паза для хода каретки	<i>IP12</i>

## Технические данные трансформаторов тока типа ТНШЛ-0,66

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Номинальная частота, Гц	50, 60
<b>ТНШЛ-0,66 на токи 75–500 А</b>	
Номинальный первичный ток, А	75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 500
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности для номинального первичного тока, А:	
75, 80	0,5; 1;
100	0,5S; 0,5; 1
150	0,2; 0,5S; 0,5; 1; 10P
200–500	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 10P
<b>ТНШЛ-0,66 на токи 600–10000 А</b>	
Номинальный первичный ток, А	600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 2500; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10 000
Номинальный вторичный ток, А	1 или 5
Класс точности для номинального первичного тока, А:	
600–5000	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 10P
8000, 10 000	3; 10P

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

### Справочные материалы для расчета проводов, кабелей и шин

Таблица ПЗ.1

Допустимые длительные токи для проводов с алюминиевыми жилами  
и поливинилхлоридной изоляцией

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырёх одно- жильных	одного двух- жильного	одного трех- жильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
160	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Таблица ПЗ.2

Допустимые длительные токи для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырёх одно- жильных	одного двух- жильного	одного трех- жильного
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	–	–	–
185	510	–	–	–	–	–
240	605	–	–	–	–	–
300	695	–	–	–	–	–
400	830	–	–	–	–	–

Таблица ПЗ.3

Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токо- проводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток кабелей, А				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	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	390	310	440	270	385

**Примечание.** Допустимые токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут приниматься по приведенной выше таблице, как для трехжильных кабелей, но с коэффициентом 0,92.



Таблица ПЗ.4

Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 1 кВ с медными жилами с резиновой и пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток для кабелей, А				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	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	—	—	—	—

**Примечание.** Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут применяться по вышеприведенной таблице, как для трехжильных кабелей, но с коэффициентом 0,92.

Таблица ПЗ.5

Допустимые длительные токи для переносных шланговых шнуров и кабелей, гибких кабелей, шахтных гибких шланговых, прожекторных кабелей и переносных проводов с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток проводников, А		
	одножильных	двухжильных	трехжильных
0,5	–	12	–
0,75	–	16	14
1,0	–	18	16
1,5	–	23	20
2,5	40	33	28
4	50	43	36
6	65	55	45
10	90	75	60
16	120	95	80
25	160	125	105
35	190	150	130
50	235	185	160
70	290	235	200

*Примечание.* Токи относятся к проводникам с нулевой жилой и без нее.

Таблица ПЗ.6

Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток для кабелей, А			
	трехжильных при прокладке		четырёхжильных при прокладке	
	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	24	32	23	29
4	34	42	31	39
6	43	50	40	46
10	58	67	54	62
16	78	87	72	81
25	102	113	95	105

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток для кабелей, А			
	трехжильных при прокладке		четырёхжильных при прокладке	
	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
35	126	137	118	127
50	158	166	147	154
70	194	201	180	187
95	237	240	220	223
120	274	272	255	253
150	317	310	295	288
185	363	348	338	324
240	428	401	398	373

Таблица ПЗ.7

Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 1 кВ с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток для кабелей, А			
	трехжильных при прокладке		четырёхжильных при прокладке	
	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	24	32	23	29
2,5	32	42	30	39
4	43	54	40	50
6	57	66	53	61
10	77	87	71	81
16	101	113	94	105
25	133	147	124	137
35	164	179	152	166
50	205	217	191	202
70	262	268	244	249
95	318	316	296	294
120	372	363	346	337
150	429	410	399	381
185	488	459	454	427
240	579	529	538	492

Таблица ПЗ.8

Допустимые односекундные токи короткого замыкания кабелей напряжением до 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток односекундного КЗ кабеля, кА	
	с медной жилой	с алюминиевой жилой
4	0,54	0,36
6	0,81	0,52
10	1,36	0,87
16	2,16	1,40
25	3,46	2,24
35	4,80	3,09
50	6,50	4,18
70	9,38	6,12
95	13,03	8,48
120	16,43	10,71
150	20,26	13,16
185	25,35	16,53
240	33,32	21,70

Таблица ПЗ.9

Допустимые токовые нагрузки для кабелей с медными и алюминиевыми жилами с изоляцией сшитого полиэтилена напряжением до 1 кВ (для четырех- и пятижильных кабелей)

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Допустимые токовые нагрузки кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена даны для расчетной температуры окружающей среды 15 °С при прокладке в земле, 25 °С – при прокладке в воздухе и нормированной температуре на жиле 90 °С, А			
	с медными жилами		с алюминиевыми жилами	
	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
4	40	50	–	–
6	53	61	–	–
10	76	87	58	67
16	101	113	78	87
25	133	147	102	113
35	164	178	126	137
50	205	217	158	166
70	262	268	194	201
95	318	316	237	240
120	372	363	274	272
150	429	410	317	310
185	488	459	363	348
240	579	529	428	401

Таблица ПЗ.10

Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 1 кВ с пластмассовой изоляцией, не распространяющих горение, с низким дымо- и газовыделением (нг – LS) при прокладке в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток, А, для кабелей					
	с медными жилами			с алюминиевыми жилами		
	одно-жильных	двух-жильных	трех-жильных	одно-жильных	двух-жильных	трех-жильных
1,5	29	24	21	–	–	–
2,5	40	33	28	30	25	21
4	53	44	37	40	34	29
6	67	56	49	51	43	37
10	91	76	66	69	58	50
16	121	101	87	93	77	67
25	160	134	115	122	103	88
35	197	166	141	151	127	109
50	247	208	177	189	159	136
70	318	–	226	233	–	167
95	386	–	274	284	–	204
120	450	–	321	330	–	236
150	521	–	370	380	–	273
185	594	–	421	436	–	313
240	704	–	499	515	–	369

**Примечание.** 1. Допустимые токи для четырех- и пятижильных кабелей при нагрузке в четырех жилах в нормальном режиме принимаются как для трехжильных, но с коэффициентом 0,93.

2. Для одножильных кабелей допустимые нагрузки приведены для постоянного тока.

Таблица ПЗ.11

**Допустимые длительные токи для кабелей  
с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией  
в свинцовой или алюминиевой оболочке**

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток кабелей, А					
	одно-жильных напряжением до 1 кВ	двух-жильных напряжением до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёх-жильных напряжением до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	–	60/42	55/35	–	–	–
10	110/75	80/55	75/46	60/42	–	65/45
16	135/90	110/75	90/60	80/50	75/46	90/60
25	180/125	140/100	125/80	105/70	90/65	115/75
35	220/155	175/115	145/95	125/85	115/80	135/95
50	275/190	210/140	180/120	155/110	140/105	165/110
70	340/235	250/175	230/155	190/135	165/130	200/140
95	400/275	290/210	260/190	225/165	205/155	240/165
120	460/320	335/245	300/220	260/190	240/185	270/200
150	520/360	385/290	335/255	300/225	275/210	385/230
185	580/405	–	380/290	340/250	310/235	345/260
240	675/470	–	440/330	390/290	355/270	–

**Примечание.** Перед чертой указаны токи кабелей, прокладываемых в земле, за чертой – в воздухе.

Таблица П3.12

Допустимые длительные токи для одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Токовые нагрузки, А							
	медные жилы				алюминиевые жилы			
	прокладка в земле		прокладка в воздухе		прокладка в земле		прокладка в воздухе	
	в плоскости	треугольником	в плоскости	треугольником	в плоскости	треугольником	в плоскости	треугольником
35	221	193	250	203	172	147	188	155
50	250	225	290	240	195	170	225	185
70	310	275	360	300	240	210	280	230
95	336	326	448	387	263	253	349	300
120	380	370	515	445	298	288	403	346
150	416	413	574	503	329	322	452	392
185	466	466	654	577	371	364	518	450
240	531	537	762	677	426	422	607	531
300	590	604	865	776	477	476	693	609
400	633	677	959	891	525	541	787	710
500	697	759	1081	1025	587	614	900	822
630	762	848	1213	1166	653	695	1026	954
800	825	933	1349	1319	719	780	1161	1094

Таблица П 3.13

Допустимые длительные токи для трехжильных бронированных и небронированных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6 кВ

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Токовые нагрузки, А			
	прокладка в земле		прокладка в воздухе	
	медные жилы	алюминиевые жилы	медные жилы	алюминиевые жилы
35	164	126	179	138
50	192	148	213	165
70	233	181	263	204
95	279	216	319	248
120	316	246	366	285
150	352	275	413	321
185	396	311	417	368
240	457	358	550	432
300	557	442	630	495

Таблица П 3.14

Допустимые длительные токи для трехжильных бронированных и небронированных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Токовые нагрузки, А			
	прокладка в земле		прокладка в воздухе	
	медные жилы	алюминиевые жилы	медные жилы	алюминиевые жилы
35	192	145	196	151
50	207	156	206	159
70	253	193	255	196
95	300	233	329	255
120	340	262	374	291
150	384	300	423	329
185	433	338	479	374
240	500	392	562	441
300	573	460	635	501

Таблица П3.15

Поправочные коэффициенты на допустимые токи для кабелей из сшитого полиэтилена, учитывающие температуру окружающей среды

Условия прокладки	Поправочные коэффициенты при температуре, °С											
	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Земля	1,13	1,1	1,06	1,03	1,0	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82	0,77	0,73
Воздух	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78



Таблица ПЗ.16

Допустимые токи односекундного короткого замыкания кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6–10 кВ

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток односекундного короткого замыкания кабеля, кА	
	с медной жилой	с алюминиевой жилой
35	5,0	3,3
50	7,15	4,7
70	10,0	6,6
95	13,6	8,9
120	17,2	11,3
150	21,5	14,2
185	26,5	17,5
240	34,3	22,7
300	42,9	28,2
400	57,2	37,6
500	71,5	47,0
630	90,1	59,2
800	114,4	75,2

Таблица ПЗ.17

Допустимые токи односекундного короткого замыкания в медных экранах кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6–10 кВ

Сечение медного экрана, мм <sup>2</sup>	Ток односекундного короткого замыкания, кА
16	3,3
25	5,1
35	7,1
50	10,2
70	14,2
95	19,3

**Примечание.** Для других сечений медного экрана допустимый ток односекундного короткого замыкания принимается равным произведению коэффициента 0,203 (кА/мм<sup>2</sup>) на значение сечения медного экрана, мм<sup>2</sup>.

Таблица ПЗ.18

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	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица ПЗ.19

Значение коэффициента  $C$  для расчета сечений проводников по термической стойкости

Вид проводника	Значение $C$ , $A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2$
Шины алюминиевые	91
Кабели с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 кВ	100
Кабели с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 6 кВ	98
Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 кВ	150
Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 6 кВ	147

Таблица ПЗ.20

## Сопротивления проводов и трехжильных кабелей

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жилы при 30 °С, Ом/км (МОм/м)		Индуктивное сопротивление, Ом/км (МОм/м)			
			кабель с поясной изоляцией напряжением, кВ			три провода в трубе, кабель с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией
	алюминиевой	медной	1	6	10	
1,5	–	12,3	–	–	–	0,126
2,5	12,5	7,4	0,104	–	–	0,116
4	7,81	4,63	0,095	–	–	0,107
6	5,21	3,09	0,9	–	–	0,1
10	3,12	1,84	0,073	0,11	–	0,099
16	1,95	1,16	0,0675	0,102	0,113	0,095
25	1,25	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,091
35	0,894	0,53	0,0637	0,087	0,095	0,088
50	0,625	0,37	0,0625	0,083	0,09	0,085
70	0,447	0,265	0,0612	0,08	0,086	0,082
95	0,329	0,195	0,0602	0,078	0,083	0,081
120	0,291	0,154	0,0602	0,076	0,081	0,08
150	0,208	0,124	0,0596	0,074	0,079	0,079
185	0,169	0,1	0,0596	0,073	0,077	0,078
240	0,13	0,077	0,0587	0,071	0,075	0,077

Таблица ПЗ.21

## Электрическое сопротивление постоянному току жил кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км	
	медные жилы	алюминиевые жилы
35	0,524	0,868
50	0,387	0,641
70	0,268	0,443
95	0,193	0,320
120	0,153	0,253
150	0,124	0,206
185	0,099	0,164

Окончание табл. 3.21

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км	
	медные жилы	алюминиевые жилы
240	0,075	0,125
300	0,060	0,100
400	0,0470	0,078
500	0,037	0,061
630	0,028	0,047
800	0,022	0,037

Таблица ПЗ.22

Электрическое сопротивление переменному току жил кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Сопротивление жилы при 90 °С, Ом/км	
	медные жилы	алюминиевые жилы
35	0,668	1,113
50	0,494	0,822
70	0,342	0,568
95	0,247	0,411
120	0,196	0,325
150	0,159	0,265
185	0,128	0,211
240	0,098	0,161
300	0,079	0,130
400	0,063	0,102
500	0,051	0,080
630	0,041	0,064
800	0,032	0,051

Таблица ПЗ.23

**Индуктивное сопротивление трехжильных кабелей  
с изоляцией из сшитого полиэтилена**

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Индуктивное сопротивление одножильных кабелей, Ом/км, на номинальное напряжение			
	6 кВ при прокладке		10 кВ при прокладке	
	в плоскости	треугольником	в плоскости	треугольником
35	0,170	0,127	0,175	0,133
50	0,163	0,121	0,168	0,126
70	0,156	0,114	0,160	0,118
95	0,149	0,106	0,153	0,111
120	0,144	0,102	0,148	0,106
150	0,139	0,098	0,143	0,101
185	0,136	0,094	0,140	0,098
240	0,133	0,091	0,136	0,094
300	0,129	0,087	0,131	0,089
400	0,127	0,085	0,128	0,086
500	0,125	0,083	0,125	0,084
630	0,122	0,081	0,124	0,082
800	0,120	0,079	0,120	0,079

Таблица ПЗ.24

**Индуктивное сопротивление трехжильных кабелей  
с изоляцией из сшитого полиэтилена**

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Индуктивное сопротивление трехжильных кабелей, Ом/км, на номинальное напряжение	
	6 кВ	10 кВ
35	0,103	0,109
50	0,098	0,104
70	0,093	0,098
95	0,087	0,092
120	0,084	0,089
150	0,081	0,085
185	0,079	0,082
240	0,077	0,080
300	0,070	0,077

Таблица ПЗ.25

Допустимый длительный ток для алюминиевых шин  
прямоугольного сечения

Размеры, мм	Допустимый ток, А
25 × 3	265
30 × 4	365
40 × 4	480
40 × 5	540
50 × 5	665
50 × 6	740
60 × 6	870
80 × 6	1150
100 × 6	1425
60 × 8	1025
80 × 8	1320
100 × 8	1625
120 × 8	1900
60 × 10	1155
80 × 10	1480
100 × 10	1820
120 × 10	2070

Таблица ПЗ.26

Временные сопротивления разрыву и допустимые напряжения  
в материале шин

Материал	Марка	Площадь поперечного сечения, см <sup>2</sup>	$\sigma_B$		$\sigma_{доп} = 0,7\sigma_B$	
			МПа, не менее	кгс/мм <sup>2</sup> , не менее	МПа, не более	кгс/мм <sup>2</sup> , не более
Алюминий	АДО	До 100	70	7	49	4,9
Алюминий	АДО	От 100 до 300	60	6	42	4,2
Алюминиевый сплав	АДЗІТ	Все размеры	130	13	91	9,1
Алюминиевый сплав	АДЗІП	Все размеры	200	20	136	13,6
Алюминиевый сплав	АДЗІТ5	Все размеры	160	16	108	10,8

Таблица ПЗ.27

Значения постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания и ударного коэффициента

Характеристика источника питания системы электроснабжения, в которой рассчитывается ток короткого замыкания	Постоянная времени затухания, с	Ударный коэффициент
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушной линией напряжением, кВ:		
35	0,02	1,608
110–150	0,02–0,03	1,608–1,717
220–330	0,03–0,04	1,717–1,78
500–750	0,06–0,08	1,85–1,875
Система, связанная со сборными шинами напряжением 6–10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформатор с единичной номинальной мощностью, МВ·А:		
80 и выше	0,06–0,15	1,85–1,935
32–80	0,05–0,1	1,82–1,904
5,6–32	0,2–0,05	1,6–182
Распределительные сети напряжением 6–10 кВ	0,01	1,369

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

### Технические характеристики электрооборудования напряжением выше 1 кВ

Таблица П4.1

#### Выключатели для внутренней установки

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	Номинальный ток отклю- чения, кА	$i_{\text{дин}}$ , кА	Ток термической стой- кости, кА/допустимое время его действия, с
ВВ/TEL-10-12,5/630У2	10	630	12,5	32	12,5/3
ВВ/TEL-10-20/1000У2	10	1000	20	52	20/3
ВВ/TEL-10-20/1600У2	10	1600	20	52	20/3
ВВ-10-20/630У3	10	630	20	52	20/3
ВВ-10-20/1000У3	10	1000	20	52	20/3
ВВЭ-10-20/630У3	10	630	20	52	20/3
ВВЭ-10-31,5/1000У3	10	1000	31,5	80	31,5/3
ВВЭ-10-31,5/1600У3	10	1600	31,5	80	31,5/3
ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	1000	20	52	20/4
ВПМ-10-20/630У3	10	630	20	52	20/4
ВПМ-10-20/1000У3	10	1000	20	52	20/4
ВПМП-10-20/630У3	10	630	20	52	20/4
ВМПЭ-10-1000-20У3	10	1000	20	52	20/8
ВМПЭ-10-1600-31,5У3	10	1600	31,5	80	31,5/4

Таблица П4.2

#### Разъединители для внутренней установки

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$i_{\text{дин}}$ , кА	Ток термической стой- кости, кА/допустимое время его действия, с
РВЗ-10/630У3	10	630	52	20/4
РВЗ-10/1000 У3	10	1000	81	31,5/4
РВФЗ-10/630У3	10	630	52	20/4
РВФЗ-10/1000У3	10	1000	81	31,5/4



Таблица П4.3

## Выключатели нагрузки

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	Наиболь- ший ток отключе- ния, А	Предельный сквозной ток, кА		Ток термиче- ской стойко- сти, кА/до- пустимое время его действия, с
				ампли- тудный	действи- ующий	
ВНР-10/400-10зУ3	10	400	800	25	10	10/1
ВНР <sub>П</sub> -10/400-10зУ3	10	400	800	25	10	10/1
ВН-10/630-10зУ3	10	630	630	41	10	16/1
ВНП-10/630-10зУ3	10	630	800	51	10	20/1
ВНТЭМ-10/630-10зУ3	10	630	1000	80	10	31,5/1
ВН-11-10/200-10зУ3	10	200	400	80	10	31,5/1
ВН-16-10/200-10зУ3	10	200	400	25	10	6/10
ВНПР-10/630-10зУ3	10	630	630	41	10	16/1

Таблица П4.4

Трансформаторы тока для внутренней установки  
напряжением 10 кВ

Тип	Номинальный первичный ток $I_{\text{ном1}}$ , А	Класс точно- сти измери- тельной об- мотки	Номи- нальная нагрузка, Ом	Электроди- намическая стойкость или крат- ность	Термическая стойкость или крат- ность/до- пустимое время, с
ТПЛ-10	30; 50; 75; 100 150; 200	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 10P	0,4	250	45/3
ТПЛ-10	300	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 10P	0,4	175	45/3
ТПЛ-10	400	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 10P	0,4	165	35/3
ТПОЛ-10	600; 800	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 10P	0,4	81	32/3
ТПОЛ-10	1000	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 10P	0,4	69	27/3
ТПОЛ-10	1500	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 10P	0,4	45	18/3
ТЛК-10	30; 50 75 100; 150; 200 300; 400 600; 800; 1000; 1500	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 10P	0,4	8 25 52 81 81	1,6/3 4/3 10/3 16/3 31,5/3

Таблица П4.5

Трансформаторы напряжения для внутренней установки  
напряжением 10 кВ

Тип	Номинальная мощность, В·А, в классе точности				Предельная мощность, В·А
	0,2	0,5	1	3	
НОЛ.08	50	75	150	300	640
ЗНОЛ.09	50	75	150	300	640
ЗНОЛ.06	50	75	150	300	640
НОМ	–	75	150	300	640
ЗНОМ	–	75	150	300	640

Таблица П4.6

Плавкие предохранители

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	Номинальный ток отключения, кА
ПКТ-102-10-40-12,5У3	10	40	12,5
ПКТ-103-10-50-31,5У3	10	50	31,5
ПКТ-103-10-80-20У3	10	80	20
ПКТ-103-10-100-12,5У3	10	100	12,5
ПКТ-104-10-100-31,5У3	10	100	31,5
ПКТ-104-10-160-20У3	10	160	20
ПКТ-104-10-200-12,5У3	10	200	12,5
ПКЭ-107-10-31,5-12,5У3	10	31,5	12,5
ПКЭ-107-10-40-12,5У3		40	
ПКЭ-108-10-50-12,5У3	10	50	12,5
ПКЭ-108-10-80-12,5У3		80	

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5

### Электроизмерительные приборы

Таблица П5.1

#### Амперметры и вольтметры

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность катушки, В·А	
			напряжения	тока
Амперметр	Э8030; Э8030М1	2,5	–	2,5
Амперметр	Э8032; Э8032М1	1,5	–	1,5
Амперметр	Э8035; Э8035М1	1,5	–	1,5
Вольтметр	Э8030; Э8030М1	2,5	до 250 В – 5; 500–750 В – 10	–
Вольтметр	Э8032; Э8032М1	1,5	до 250 В – 4; до 500 В – 6; до 600 В – 8	–
Вольтметр	Э8035; Э8035М1	1,5	5	–

Таблица П5.2

#### Счетчики трехфазные для измерения активной и реактивной энергии в двух направлениях

Наименование прибора	Производитель	Класс точности		Потребляемая мощность катушки, В·А (Вт)		Степень защиты оболочки
		по активной энергии	по реактивной энергии	напряжения	тока	
Гран-Электро СС-301	НП ООО «Гран-Система-С», Республика Беларусь	0,2S; 0,5S	1,0	1	0,5	IP51
СЕ303	Концерн «Энергомера», Российская Федерация	0,5S	1,0	9 (0,8)	0,2	–

## Окончание табл. П5.2

Наименование прибора	Производитель	Класс точности		Потребляемая мощность катушки, В·А (Вт)		Степень защиты оболочки
		по активной энергии	по реактивной энергии	напряжения	тока	
СЭТ-4ТМ.02МВУ	ОАО «ВЗЭП», Республика Беларусь	0,2S; 0,5S	0,5; 1,0	2,5 (1,5)	0,1	–
Альфа А1800	СПООО «Эльстер Метроника», Российская Федерация	0,2S; 0,5S; 1; 2	0,5; 1,0; 2,0	3,6 (2)	0,01 – трансформаторное вкл.; 0,04 – непоср. вкл.	IP54
Альфа А1140		0,5S; 1	1,0; 2,0	1,3 (0,8)	$3 \cdot 10^6$ ( $2,5 \cdot 10^6$ ) – трансформаторное вкл.; $15 \cdot 10^6$ ( $12,5 \cdot 10^6$ ) – непоср. вкл.	IP53
ЦЭ6850М	Концерн «Энергомера», Российская Федерация	0,2S; 0,5; 1	0,5; 1; 2	4 (1,5)	0,1	IP51

**Примечание.** Для счетчиков активной и реактивной энергии может быть принято значение  $\cos \varphi = 0,38$ ,  $\sin \varphi = 0,925$ .

Таблица П5.3

**Счетчики трехфазные для измерения активной  
и реактивной энергии в одном направлении**

Наименование прибора	Производитель	Класс точности	Потребляемая мощность катушки, В·А (Вт)	
			напряжения	тока
ЭНЕРГИЯ 9ВУ СТКЗ	Филиал «Энергосбыт» РУП «Гомельэнерго»	0,2S; 0,5S; 1,0	3,6	0,3
СЕ301 ВУ	ООО «Фанипольский завод измерительных приборов «Энергомера», Республика Беларусь	0,5S; 1,0	9 (0,8)	0,1
СЭТ 7007.Н	ОАО «Брестский электромеханический завод», Республика Беларусь	0,5S; 1,0; 2,0	1,5	0,2

Учебное издание

**РАДКЕВИЧ** Владимир Николаевич  
**КОЗЛОВСКАЯ** Влада Борисовна  
**КОЛОСОВА** Ирина Владимировна

**ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Пособие  
для студентов специальности  
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»

Редактор *Е. С. Кочерго*  
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 31.01.2017. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 10,0. Уч.-изд. л. 7,82. Тираж 200. Заказ 877.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.  
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя  
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.