

Ю. Д. СИБИКИН

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ

УЧЕБНИК

Допущено

*Министерством образования Российской Федерации
в качестве учебника для студентов образовательных учреждений
среднего профессионального образования*

УДК 629.4.082.3(075.32)
ББК 31.29-5я723
С34

Рецензенты:

Генеральный директор НИЦ «Зарубежсхема», д-р техн. наук,
акад. РАЕН *А. П. Левин*;
директор Московского промышленного колледжа *В. В. Жигарев*;
преподаватель высшей категории Московского промышленного
колледжа *Л. Г. Александренкова*

Сибикин Ю. Д.

С34 Электроснабжение промышленных и гражданских зданий :
учеб. для студ. сред. проф. образования / Юрий Дмитриевич
Сибикин. — М. : Издательский центр «Академия», 2006. —
368 с.

ISBN 5-7695-2250-X

Приведены сведения о системах электроснабжения, даны методические рекомендации по выбору их параметров. Описано электрооборудование электростанций и подстанций, промышленных предприятий и гражданских зданий. Рассмотрена конструкция распределительных устройств, релейной защиты и автоматики. Освещены вопросы электробезопасности.

Для студентов средних профессиональных учебных заведений.

УДК 629.4.082.3(075.32)
ББК 31.29-5я723

Оригинал-макет данного издания является собственностью Издательского центра «Академия», и его воспроизведение любым способом без согласия правообладателя запрещается

© Сибикин Ю. Д., 2006

© Образовательно-издательский центр «Академия», 2006

© Оформление. Издательский центр «Академия», 2006

ISBN 5-7695-2250-X

ПРЕДИСЛОВИЕ

Стратегия развития отечественной энергетики предусматривает дальнейший рост производства электроэнергии всеми электростанциями России. К 2015 г. намечается достичь годовой выработки электроэнергии 1460 млрд кВт·ч.

Основными потребителями электроэнергии являются промышленные предприятия и гражданские здания. Они расходуют более 78 % всей электроэнергии, вырабатываемой в нашей стране.

Ввод в действие новых предприятий, расширение существующих, рост их энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологий во всех отраслях производств, огромное жилищное строительство выдвигают проблему рационального электроснабжения потребителей.

Система распределения большого количества электроэнергии должна обладать высокими техническими и экономическими показателями и базироваться на новейших достижениях современной техники. Поэтому электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования и прогрессивных схем питания, широком применении автоматизации.

В учебнике обобщен опыт последних лет проектирования электроснабжения промышленных и гражданских зданий, приведены новые технические решения в этой области. Он содержит основные сведения, позволяющие разобраться в сложном комплексе вопросов производства, распределения и потребления электроэнергии.

С его помощью студенты смогут самостоятельно выполнять расчеты электрических сетей промышленных и гражданских зданий напряжением до 1000 В, распределительных воздушных и кабельных сетей напряжением свыше 1000 В, производить расчеты токов короткого замыкания, проверять выбираемое электрооборудование и аппараты на устойчивость к действию токов короткого замыкания, составлять схемы распределения электроэнергии высокого напряжения, рассчитывать электрические нагрузки и выбирать силовые трансформаторы, производить расчет и выбор аппаратуры релейной защиты и автоматики подстанций и других электроустановок.

Особое внимание в учебнике уделено вопросам расчета электрических нагрузок, работе электроприемников, резервированию электроснабжения, повышению коэффициента мощности электроустановок, рациональной и эффективной системе их питания, требованиям охраны труда и техники безопасности.

Учебник может быть полезен также инженерно-техническим работникам, занимающимся проектированием и эксплуатацией промышленных и гражданских зданий.

Важную роль в развитии отечественной электротехнической промышленности и электроснабжения предприятий и гражданских объектов сыграли труды выдающихся русских ученых и изобретателей Б. С. Якоби, А. Н. Лодыгина, П. Н. Яблочкова, Ф. А. Пироцкого, Д. А. Лачинова, М. О. Доливо-Добровольского и др.

В 1834 г. член Петербургской Академии наук Б. С. Якоби первым в мире изобрел электродвигатель постоянного тока. Большое влияние на развитие электротехники оказала изобретенная А. Н. Лодыгиным в 1872 г. (патент получен в 1874 г.) угольная лампа накаливания. Американский ученый и изобретатель Т. Эдисон произвел свои первые опыты по электрическому освещению только в 1879 г. Талантливый русский инженер-изобретатель П. Н. Яблочков в 1876 г. получил патент на дуговую лампу без регулятора — электрическую свечу, которая положила начало первой практически применимой системе электрического освещения. Он также изобрел трансформатор и решил задачу питания группы дуговых ламп от одного генератора.

В 1874 г. Ф. А. Пироцкий произвел опыт по передаче электроэнергии на расстояние до 1 км. В 1880 г. он осуществил передачу электроэнергии по рельсам конной железной дороги в Петербурге.

Большое значение для развития электротехники имела статья Д. А. Лачинова «Электромеханическая работа» (1880 г.), опубликованная в журнале «Электричество», в которой он изложил положения (тезисы), ставшие основой современной теории передачи электроэнергии.

Гениальный русский ученый и инженер М. О. Доливо-Добровольский заложил научные и инженерные основы современных электрических систем, создав установку трехфазного переменного тока и показав все его преимущества по сравнению с постоянным током. Первый генератор и приводимый им в движение электродвигатель переменного тока были построены М. О. Доливо-Добровольским в 1888 г. В 1891 г. он, используя водяную турбину мощностью 300 л. с. и приводимый ею в движение генератор трехфазного тока мощностью 200 кВт, осуществил передачу электроэнергии по воздушной линии на расстояние 175 км. С помощью трехфазного трансформатора напряжение, создаваемое генератором

ром, повышалось до 8500 В, а на конце линии передачи понижалось до 100 В. Передаваемая электроэнергия использовалась для освещения и приведения в движение электродвигателей на выставке во Франкфурте-на-Майне.

К выдающимся изобретениям М. О. Доливо-Добровольского следует отнести также асинхронные трехфазные двигатели, являющиеся и в настоящее время основными электродвигателями, применяемыми в промышленности. Они надежны в работе, просты по конструкции, дешевы в эксплуатации.

Электрификация играет важнейшую роль в развитии всех отраслей промышленности, является стержнем экономики страны. Отсюда следует необходимость опережающих темпов роста производства электроэнергии.

В условиях разрухи, голода, гражданской войны Всероссийский съезд Советов утвердил в 1920 г. Государственный план электрификации России (ГОЭЛРО), который предусматривал в течение 10...15 лет строительство 30 новых районных электростанций общей мощностью 1750 МВт с доведением выработки электроэнергии до 8,8 млрд кВт·ч в год. Этот план был выполнен за 10 лет. С 1930 г. крупные городские районные тепловые электростанции (ГРЭС) стали постепенно объединять в энергетические системы, которые и в настоящее время остаются главными производителями электроэнергии для подавляющего большинства промышленных предприятий и городов нашей страны.

Принципом развития энергосистемы России является производство электроэнергии на крупных электростанциях, объединяемых в Единую энергосистему общей высоковольтной сетью 500...1150 кВ.

До 1960 г. самые крупные генераторы тепловых электростанций (ТЭС) имели мощность 100 МВт. На одной электростанции устанавливали 6...8 генераторов. Поэтому мощность крупных ТЭС составляла 600...800 МВт. После освоения энергоблоков (турбина—генератор) мощностью 150...200 МВт мощность крупнейших электростанций повысилась до 1200 МВт. Переход на энергоблоки мощностью 800 МВт позволил увеличить мощность некоторых ТЭС (например, Пермской ГРЭС) до 4800 МВт.

В настоящее время в энергосистемах Российской Федерации эксплуатируются более 600 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше и 2 млн км напряжением 0,4...20 кВ, свыше 17 тыс. подстанций напряжением 35 кВ и выше с общей трансформаторной мощностью почти 575 млн кВ·А и более полумиллиона трансформаторных пунктов 6...35/0,4 кВ общей мощностью 102 млн кВ·А.

Сети Российского акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» включают в себя 39 тыс. км линий электропередачи напряжением 330 кВ и

вые, 119 подстанций напряжением 330 кВ и выше с общей трансформаторной мощностью 125 млн кВ·А.

Электроэнергетика России является важнейшей жизнеобеспечивающей отраслью страны. В ее состав входят более 700 электростанций общей мощностью 215,6 млн кВт; в отрасли работают более 1 млн человек.

В современных условиях главными задачами специалистов, осуществляющих проектирование, монтаж и эксплуатацию современных систем электроснабжения промышленных предприятий и гражданских зданий, являются правильное определение электрических нагрузок, рациональная передача и распределение электроэнергии, обеспечение необходимой степени надежности электроснабжения, качества электроэнергии на зажимах электроприемников, электромагнитной совместимости приемников электрической энергии с питающей сетью, экономия электроэнергии и других материальных ресурсов.

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1. ПОНЯТИЕ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Системы электроснабжения создают для обеспечения питания приемников электроэнергии, к которым относят: электродвигатели различных механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и др.

Энергетической системой называют совокупность электростанций, подстанций и приемников электроэнергии, связанных между собой линиями электрической сети.

Электрической системой называют часть энергетической системы, состоящую из генераторов, распределительных устройств, повысительных и понизительных подстанций, линий электрической сети и приемников электроэнергии (рис. 1.1).

Различие между энергетической и электрической системами заключается в том, что в электрическую систему не входит тепловая или гидравлическая часть энергетической системы, т.е. часть, относящаяся к первичным двигателям и устройствам, которые обеспечивают их питание.

Электрическими сетями называют части электрической системы, состоящие из подстанций и линий различных напряжений. Электрические сети подразделяют по напряжению (табл. 1.1 и 1.2).

Электрическая сеть служит для передачи электроэнергии от мест ее производства к местам потребления и распределения между потребителями.

Электрическая сеть состоит из системы проводов, надлежащим образом изолированной и снабженной соответствующими аппаратами и приборами для переключений, измерений, трансформаций и регулирования напряжений и т.п.

Линии, связывающие электростанцию с понизительной подстанцией, называют линиями электропередачи.

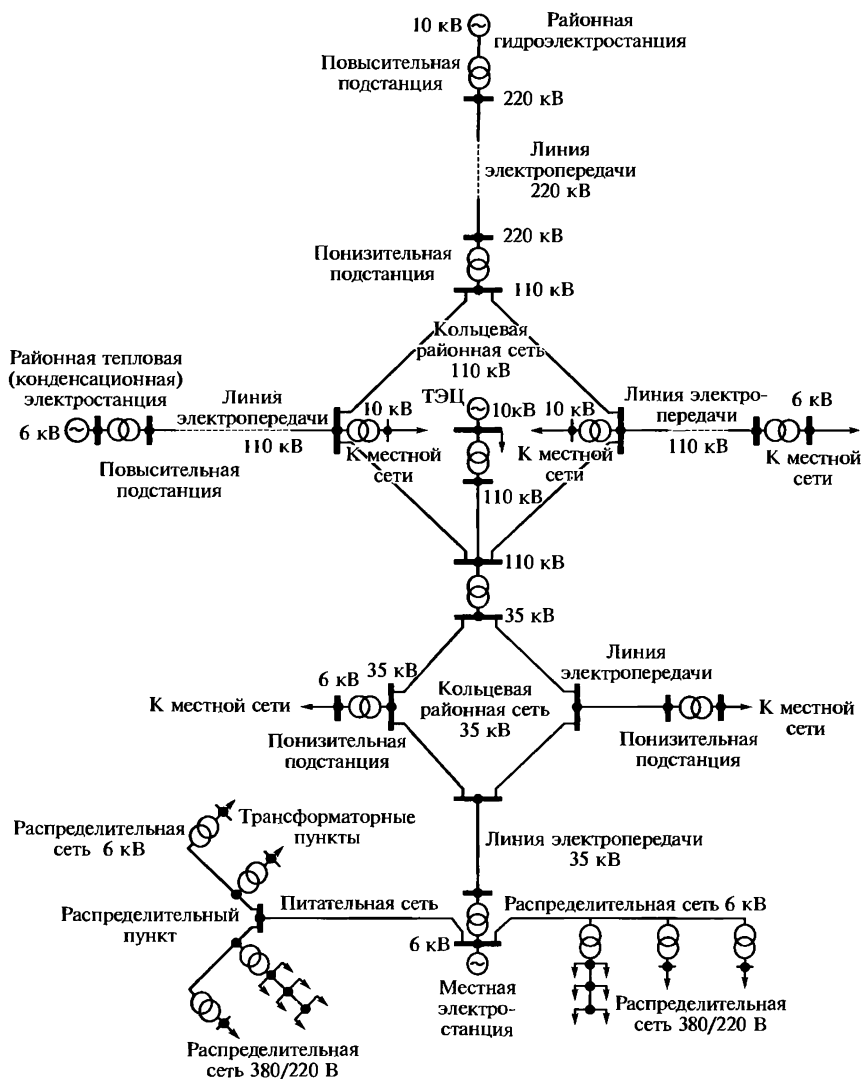


Рис. 1.1. Схема электрической системы

Электрическую часть всех вновь сооружаемых, реконструируемых, технически перевооружаемых промышленных предприятий и гражданских зданий выполняют в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

К промышленным предприятиям относят заводы (в том числе опытные заводы научно-исследовательских институтов), комбинаты, фабрики, шахты, карьеры, производственные и ремонтные базы, типографии, предприятия железнодорожного, водно-

Таблица 1.1. Номинальные напряжения электрических сетей общего назначения до 1000 В, источников и приемников электроэнергии (ГОСТ 721—97)

Напряжение, В, при постоянном токе		Напряжение, В, при переменном токе частотой 50 Гц			
сетей и приемников	источников	однофазном		трехфазном	
		сетей и приемников	источников	сетей и приемников	источников
12	12	12	12	—	—
24	24	24	24	—	—
36	36	36	36	36	36
48	48	42	42	42	42
60	60	(127)	(133)	(220/127)	(230/133)
110	115	220	230	380/220	400/230
220	230	380	—	660/380	690/400
440	460	—	—	—	—

П р и м е ч а н и е. Значения, указанные в скобках, не рекомендуются для вновь проектируемых сетей.

го, воздушного, трубопроводного и городского транспорта и др. К гражданским зданиям относят жилые и общественные объекты.

Действующими считают электроустановки, которые имеют источники электроэнергии (в том числе химические, гальванические и др.) и находятся под напряжением полностью либо частично, или такие, на которые в любой момент времени может быть подано напряжение включением коммутационной аппаратуры.

Электроснабжение предприятий разделяют на внешнее и внутреннее. Под *внешним электроснабжением* понимают комплекс сооружений, обеспечивающих передачу электроэнергии от выбранной точки присоединения к энергосистеме до приемных подстанций предприятий или гражданских зданий.

Внутреннее электроснабжение — это комплекс сетей и подстанций, расположенных, как правило, на территории предприятия и в его цехах.

Проектированию внешнего электроснабжения отдельного предприятия или комплекса гражданских зданий предшествует разработка перспективного плана развития производительных сил района на ближайшие 10... 15 лет. На основе этого плана разрабатывает-

Таблица 1.2. Номинальные междуфазные напряжения трехфазного тока свыше 1000 В электрических сетей, источников и приемников электрической энергии (ГОСТ 721—97)

Напря- жение, кВ, сетей и прием- ников	Напряже- ние, кВ, ге- нераторов и синхронных компенса- торов	Напряжение, кВ, трансформаторов и автотрансформаторов				Наибольшее рабочее напряжение электрообо- рудования, кВ
		без РПН		с РПН		
		Первич- ные обмотки	Вторич- ные обмотки	Первич- ные обмотки	Вторич- ные обмотки	
(3)	(3,15)	(3) и (3,15)	(3,15) и (3,3)	—	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6	6 и 6,3	6,3 и 6,6	7,2
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11,0	10 и 10,5	10,5 и 11,0	12,0
20	21,0	20	22,0	20 и 21,0	22,0	24,0
35	—	35	38,5	35 и 36,75	38,5	40,5
110	—	—	121	110 и 115	115 и 121	126
(150)	—	—	(165)	(158)	(158)	(172)
220	—	—	242	220 и 230	230 и 242	252
330	—	330	347	330	330	363
500	—	500	525	500	—	525
750	—	750	787	750	—	787

Примечания: 1. РПН — регулирование напряжения под нагрузкой.

2. Значения, указанные в скобках, не рекомендуются для вновь проектируемых сетей.

ся проект развития энергетической системы, в том числе сетевых устройств. В проекте развития энергосистемы намечают источники электроэнергии для данного района, их мощность и очередность строительства, определяют места расположения и схемы основных подстанций энергосистемы, от которых предполагается

осуществлять питание промышленных предприятий, городов и поселков.

Разработку проекта электроснабжения промышленного предприятия начинают с изучения технологического процесса и его особенностей. На первой стадии анализируют взаимосвязь отдельных технологических процессов и агрегатов, возможные последствия перерывов в электроснабжении всего предприятия, а также отдельных агрегатов или цехов. Рассчитывают ожидаемые электрические нагрузки цехов и отдельных крупных технологических агрегатов, а также ожидаемую расчетную нагрузку предприятия в целом. Для крупных предприятий, строящихся очередями, определяют рост нагрузок по годам.

Электроэнергия на пути от источника питания до электроприемника на современных промышленных предприятиях (независимо от их энергоемкости и характера производства), как правило, преобразуется один или несколько раз (по напряжению и току), а потоки ее, по мере приближения к потребителям, дробятся на более мелкие и разветвляются.

Преобразования электроэнергии по напряжению производят на трансформаторных подстанциях, которые (в зависимости от места расположения в схеме электроснабжения) называют *главными понизительными подстанциями* (ГПП) и *цеховыми трансформаторными подстанциями* (ТП).

Коммутационные устройства, служащие для разделения потоков электроэнергии без их преобразования по напряжению или другим электрическим параметрам, называют *распределительными пунктами* (РП). Последние могут являться элементом как сети высокого напряжения 6 (10) кВ, так и сети низкого напряжения 380/220 В.

Для внутреннего электроснабжения промышленных предприятий применяют радиальные, магистральные и смешанные схемы. Радиальные схемы получили наибольшее распространение. Магистральные схемы применяют реже, в основном в тех случаях, когда электроприемники имеют большую мощность и расположены вблизи трасс, удобных для прокладки магистралей. Чаще их применяют в сочетании с радиальными.

Принятый способ передачи электроэнергии в значительной мере определяет схему электроснабжения предприятия. На выбор схемы оказывают влияние взаимное расположение потребителей, требование к бесперебойности питания, число, мощность и напряжение источников питания, принятое напряжение сетей, значения токов короткого замыкания, условия генерального плана предприятия, конструктивные особенности и технико-экономические характеристики электротехнического оборудования. Напряжение сети, число, мощность и расположение распределительных и трансформаторных подстанций выбирают на основе технико-экономических расчетов.

Таблица 1.3. Двухбуквенные коды элементов

Первая буква кода	Группа видов элементов	Параметры видов элементов	Двух-буквенный код
<i>A</i>	Устройство (общее обозначение)		
<i>B</i>	Преобразователи неэлектрических величин в электрические (кроме генераторов и источников питания) или, наоборот, аналоговые или многообразные преобразователи или датчики для указания или измерения	Громкоговоритель Магнитострикционный элемент Детектор ионизирующих излучений Сельсин-приемник Телефон (капсюль) Сельсин-датчик Тепловой датчик Фотоэлемент Микрофон Датчик давления Пьезоэлемент Датчик частоты вращения (тахогенератор) Звукосниматель Датчик скорости	<i>BA</i> <i>BB</i> <i>BD</i> <i>BE</i> <i>BF</i> <i>BC</i> <i>BK</i> <i>BL</i> <i>BM</i> <i>BP</i> <i>BQ</i> <i>BR</i> <i>BS</i> <i>BV</i>
<i>C</i>	Конденсаторы		
<i>D</i>	Схемы интегральные, микросборки	Схема интегральная аналоговая Схема интегральная цифровая, логический элемент Устройство хранения информации Устройство задержки	<i>DA</i> <i>DD</i> <i>DS</i> <i>DT</i>
<i>E</i>	Элементы разные	Нагревательный элемент Лампа осветительная Пиропатрон	<i>EK</i> <i>EL</i> <i>ET</i>
<i>F</i>	Разрядники, предохранители, устройства защитные	Дискретный элемент защиты по току мгновенного действия	<i>FA</i>

Первая буква кода	Группа видов элементов	Параметры видов элементов	Двух-буквенный код
	.	Дискретный элемент защиты по току инерционного действия Предохранитель плавкий Дискретный элемент защиты по напряжению, разрядник	<i>FP</i> <i>FU</i> <i>FV</i>
<i>G</i>	Генераторы, источники питания	Батарея	<i>GB</i>
<i>H</i>	Устройства индикационные и сигнальные	Прибор звуковой сигнализации Индикатор символьный Прибор световой сигнализации	<i>HA</i> <i>HG</i> <i>HL</i>
<i>K</i>	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовое Реле указательное Реле электротепловое Реле промежуточное Контактор, магнитный пускатель Реле времени Реле напряжения	<i>KA</i> <i>KN</i> <i>KK</i> <i>KL</i> <i>KM</i> <i>KT</i> <i>KV</i>
<i>L</i>	Катушки индуктивности, дроссели	Дроссель люминесцентного освещения	<i>LL</i>
<i>M</i>	Двигатели		
<i>P</i>	Приборы, измерительное оборудование	Амперметр Счетчик импульсов Частотомер Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии	<i>PA</i> <i>PC</i> <i>PF</i> <i>PI</i> <i>PK</i>

	Примечание. Сочетание <i>PE</i> применять не допускается	Омметр Регистрирующий прибор Часы, измеритель времени действия Вольтметр Ваттметр	<i>PR</i> <i>PS</i> <i>PT</i> <i>PV</i> <i>PW</i>
<i>Q</i>	Выключатели и разъединители в силовых цепях	Выключатель автоматический Короткозамыкатель Разъединитель	<i>QF</i> <i>QK</i> <i>QS</i>
<i>R</i>	Резисторы	Терморезистор Потенциометр Шунт измерительный Варистор	<i>RK</i> <i>RP</i> <i>RS</i> <i>RU</i>
<i>S</i>	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	Выключатель или переключатель Выключатель кнопочный Выключатель автоматический Выключатели, срабатывающие от воздействия: уровня давления положения (путевой) частоты вращения температуры	<i>SA</i> <i>SB</i> <i>SF</i> <i>SL</i> <i>SP</i> <i>SQ</i> <i>SR</i> <i>SK</i>
<i>T</i>	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформатор тока Электромагнитный стабилизатор Трансформатор напряжения	<i>TA</i> <i>TS</i> <i>TV</i> *
<i>U</i>	Устройства связи Преобразователи электрических величин в электрические	Модулятор Демодулятор Дискриминатор	<i>UB</i> <i>UR</i> <i>UI</i>

Первая буква кода	Группа видов элементов	Параметры видов элементов	Двух-буквенный код
		Преобразователь частотный, инвертор, генератор частоты, выпрямитель	<i>UZ</i>
<i>V</i>	Приборы электровакуумные и полупроводниковые	Диод, стабилизатор Прибор электровакуумный Триодистор Тиристор	<i>VD</i> <i>VL</i> <i>VT</i> <i>VS</i>
<i>W</i>	Линии и элементы СВЧ Антенны	Ответвитель Короткозамыкатель Вентиль Трансформатор, неоднородность, фазовращатель Аттенуатор Антенна	<i>WE</i> <i>WK</i> <i>WS</i> <i>WT</i> <i>WU</i> <i>WA</i>
<i>X</i>	Соединительные контактные	Токосъемник, контакт скользящий Штырь Гнездо Соединение разборное соединитель высокочастотный	<i>XA</i> <i>XP</i> <i>XS</i> <i>XT</i> <i>XW</i>
<i>Y</i>	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнит Тормоз с электромагнитным приводом Муфта с электромагнитным приводом Электромагнитный патрон или плита	<i>YA</i> <i>YB</i> <i>YC</i> <i>YH</i>
<i>Z</i>	Устройства оконечные, фильтры, ограничители	Ограничитель Фильтр кварцевый	<i>ZL</i> <i>ZQ</i>

Внутризаводские питающие сети напряжением 6 (10) кВ от ГПП (или ТЭЦ) до РП 6 (10) кВ выполняют в виде радиальных кабельных линий или мощных магистральных токопроводов различных конструкций. Внутриплощадочные РП 6 (10) кВ в соответствии с СН 174—75 конструируют двухсекционными с одной системой сборных шин. К РП подключается распределительная кабельная сеть напряжением 6...10 кВ цеховых ТП 6 (10)/0,4 (0,66) кВ и высоковольтных электродвигателей.

В схемах и чертежах электротехнической части проектов промышленных предприятий и гражданских зданий трансформаторы, электрические машины, аппараты, светильники, выключатели, штепсельные розетки, щитки, электрические провода изображают соответствующими условными знаками. Обозначать элементы, входящие в электрическую схему, рекомендуется латинскими буквами. В соответствии с ГОСТ 2.710—81 элементы разбиты по видам на группы, которым присвоены обозначения одной буквой. Для уточнения вида элементов допускается применять двухбуквенные и многобуквенные коды. Примеры двухбуквенных кодов приведены в табл. 1.3.

1.2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрическая станция (ЭС) — это промышленное предприятие, вырабатывающее электроэнергию и обеспечивающее ее передачу потребителям по электрической сети. На электростанции происходит преобразование энергии какого-либо природного источника в механическую энергию вращения турбины и далее с помощью электрических генераторов — в электроэнергию. От того, какой природный источник энергии используется, зависит тип электростанции.

Электростанции делят на гидроэлектрические, тепловые и атомные. На гидроэлектростанциях в электроэнергию преобразуется механическая энергия водного потока, т.е. гидравлическая энергия; на тепловых электростанциях — тепловая энергия, выделяющаяся при сжигании топлива; на атомных электростанциях — тепловая энергия, выделяющаяся при делении ядер атомов урана, тория и других тяжелых элементов. В настоящее время исследуются возможности более широкого использования тепловой энергии вулканов и гейзеров на геотермальных станциях, солнечной энергии — на гелиоэлектростанциях, энергии ветра — на ветроэлектростанциях, энергии приливов и отливов — на приливных электростанциях. Имеются опытные промышленные установки, использующие эти виды энергии.

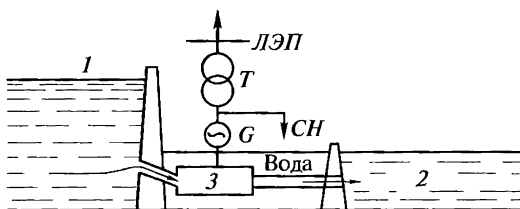


Рис. 1.2. Технологическая схема работы ГЭС:

1 — верхний бьеф; 2 — нижний бьеф; 3 — турбина; ЛЭП — линия электропередачи; T — трансформатор; G — генератор; СН — электроэнергия, отбираемая на собственные нужды ГЭС

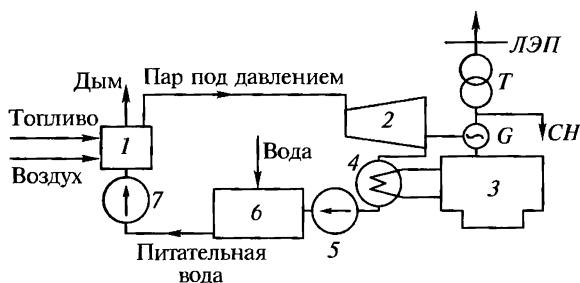


Рис. 1.3. Технологическая схема работы ТЭС:

1 — котлоагрегат; 2 — турбина; 3 — источник холодной воды; 4 — конденсатор; 5 — конденсатный насос; 6 — деаэратор; 7 — насос (остальные обозначения см. на рис. 1.2)

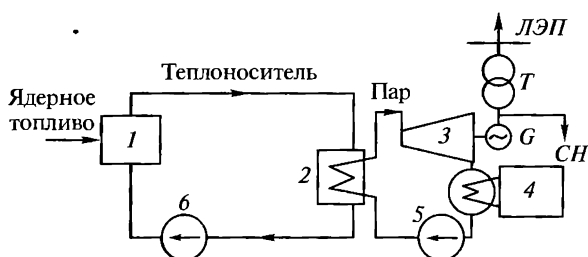


Рис. 1.4. Технологическая схема работы АЭС:

1 — ядерный реактор; 2 — парогенератор; 3 — турбина; 4 — источник холодной воды; 5 — конденсатный насос; 6 — насос (остальные обозначения см. на рис. 1.2)

Гидроэлектрическая станция (ГЭС) представляет собой совокупность сооружений, создающих напор воды, подводящих воду к турбинам и отводящих отработавшую воду из здания станции. Различные схемы преобразования энергии воды на ГЭС руслового, приплотинного и деривационного типов в настоящей книге не рассматриваются.

Технологическая схема работы ГЭС (рис. 1.2) выгодно отличается от схем работы всех других электростанций простотой процессов и надежностью элементов.

На *тепловых электростанциях* (ТЭС) энергия, выделяемая при сгорании топлива (каменного угля, торфа, сланцев, газа, нефти и др.), преобразуется в электроэнергию в соответствии с технологической схемой, указанной на рис. 1.3. Добыча, доставка и подготовка топлива к сжиганию в котлоагрегатах — сложные и дорогие процессы. Тепловая энергия, получаемая при сгорании топлива, передается воде для получения в котлоагрегате перегретого пара высокого давления (до 30 МПа) и температуры (до 650 °С).

Получение, передача к турбине и использование в турбине пара с такими параметрами — также сложные процессы. Но все технические вопросы работы ТЭС решены, и тепловые электростанции являются основой современной энергетики. Однако не устранен главный недостаток ТЭС — низкий коэффициент полезного действия (КПД). Лишь 30...40 % теплоты, полученной при сгорании топлива, используется полезно, а остальная ее часть (70...60 %) отдается охлаждающей воде при конденсации пара и дымовым газам, т. е. безвозвратно теряется.

Атомные электростанции (АЭС) — это тоже тепловые паротурбинные станции, но использующие в качестве природного источника энергии топливо особого вида — ядерное. В технологической схеме работы АЭС (рис. 1.4) роль котла выполняет ядерный реактор. Теплота, выделяющаяся в реакторе при делении ядер урана и плутония, передается теплоносителю — тяжелой воде, гелию и др. От теплоносителя тепловая энергия передается парогенератору. Далее используется та же схема преобразования энергии пара в механическую энергию паровой турбины, а затем в электроэнергию, что и на ТЭС.

В настоящее время основную часть всей вырабатываемой в стране электроэнергии обеспечивают ТЭС на органическом топливе. Тем не менее, их доля в суммарном производстве электроэнергии имела в последние годы устойчивую тенденцию к снижению, тогда как доля атомных и гидравлических электростанций, не требующих закупки быстро дорожающего топлива, увеличивалась. В условиях общего спада производства энергии АЭС и ГЭС практически сохранили выработку электроэнергии на уровне своих мощностных и системных возможностей.

Тип вновь сооружаемых электростанций выбирают на основании технико-экономических расчетов с учетом наличия природных ресурсов и типа существующих электростанций в данном районе, потребности в тепловой и электрической энергии и др. При этом стремятся обеспечить наиболее эффективное сочетание электростанций разного типа с учетом изменений выработки и потребления энергии в различные сезоны года.

Часто при освоении новых регионов в начальный период эксплуатации для временного электроснабжения применяются дизельные, газотурбинные электростанции и энергопоезда.

Основной элемент *дизельных электростанций* (ДЭС) — дизель-генератор. Как правило, в качестве первичных двигателей применяют бескомпрессорные четырех- и двухтактные дизели мощностью 5...1000 кВт, имеющие частоту вращения 375...1500 мин⁻¹. Дизели комплектуются синхронными генераторами переменного тока. По назначению ДЭС подразделяются на основные, резервные и аварийные.

Установленная мощность электростанций в мире ежегодно увеличивается на 1,5 % и должна составить в 2006 г. 3364 ГВт: ТЭС — 2169; ГЭС — 767; АЭС — 412; геотермальные электростанции (ГеоТЭС) — 16 ГВт.

Среднее за год число часов использования установленной мощности электростанций в 2004 г. составило 4464; при этом для ТЭС этот показатель равнялся 4262, для ГЭС — 3440, для АЭС — 5884 и для ГеоТЭС — 4270.

Доля атомных электростанций в общем производстве электроэнергии в мире составляет 17 %.

Доля нетрадиционных возобновляемых источников в мировом производстве электроэнергии весьма незначительна — около 2 %.

Электроснабжение потребителей осуществляется в основном от сетей энергосистем — через сетевые районы или сети распределительных компаний. Суммарная мощность электростанций самоснабжающихся предприятий составляет 7,0 % общей мощности электростанций в мире, производство электроэнергии — 7,1 %.

Более 2/3 всего мирового производства электроэнергии приходится на группу из 29 стран, входящих в состав организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). К числу крупнейших в мире производителей и потребителей электроэнергии относятся США, Китай, Япония, Россия, Канада, Германия и Франция. Около 2/3 всей электроэнергии в мире вырабатывается на органическом топливе, немного менее 1/6 — на ядерном, почти 1/5 — на гидроэнергии.

1.3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Данные о производстве электроэнергии более чем семистами электростанциями России приведена в табл. 1.4.

Единая энергосистема России — один из крупнейших в мире высокоавтоматизированных электроэнергетических комплексов, обеспечивающих производство, передачу и распределение электроэнергии и централизованное оперативно-диспетчерское управ-

**Таблица 1.4. Производство электроэнергии в России
электростанциями разных типов**

Тип электростанции	Произведено электроэнергии, млрд кВт·ч/%		
	1995 г.	1998 г.	2010 г. (прогноз)
ТЭС	<u>583,7</u> 67,8	<u>564</u> 68,3	<u>737</u> 67,0
ГЭС	<u>177,3</u> 20,6	<u>158,5</u> 19,2	<u>220</u> 20,0
АЭС	<u>99,5</u> 11,6	<u>103,5</u> 12,5	<u>143</u> 13,0
Всего	<u>860,5</u> 100	<u>826</u> 100	<u>1100</u> 100

Таблица 1.5. Баланс распределения электроэнергии в России

Показатель	1995 г.	1998 г.	2010 г. (прогноз)
Экспорт, млрд кВт·ч:			
в страны дальнего зарубежья	5,8	5,0	6,6
в страны СНГ и Балтии	14,3	14,5	19,4
Потребление на территории Рос- сии, млрд кВт·ч/%	<u>840,4</u> 100	<u>806,5</u> 100	<u>1074</u> 100
В том числе:			
в промышленности	<u>378,9</u> 45,1	<u>355</u> 44	<u>484</u> 45
в строительстве	<u>13,0</u> 1,6	<u>9,9</u> 1,2	<u>21,5</u> 2,0
в сельском хозяйстве	<u>96,2</u> 11,4	<u>77</u> 9,5	<u>107,4</u> 10,0
на транспорте	<u>64,9</u> 7,7	<u>62,5</u> 7,7	<u>75,2</u> 7,0
в коммунальном хозяйстве	<u>153,1</u> 18,2	<u>157,1</u> 19,5	<u>204,1</u> 19,0
на собственные нужды электро- станций и транспортирование электроэнергии	<u>134,3</u> 16,0	<u>145</u> 18	<u>181,8</u> 17,0

ление этими процессами. В составе ЕЭС России параллельно работают около 450 крупных электростанций различной ведомственной принадлежности суммарной мощностью более 200 млн. кВт, эксплуатируются свыше 2,5 млн км линий электропередачи различных напряжений, в том числе 30 тыс. км системообразующих ЛЭП напряжением 500, 750, 1150 кВ.

Анализ баланса распределения электроэнергии в России (табл. 1.5) показывает, что при практически неизменном за последние годы объеме поставок электроэнергии за границу суммарное ее потребление внутри страны в связи с глубоким экономическим кризисом в 1990-е гг. сокращалось в среднем примерно на 1,5 % в год. В то же время при снижении объема производства промышленной продукции в России на 9,1 % потребление электроэнергии в стране в целом уменьшилось лишь на 4 %, а в промышленности — на 4,3 %. Такие соотношения указывают на повышение удельной электроемкости промышленного производства.

В связи с наметившейся в 1999 г. стабилизацией экономики в стране на перспективу до 2015 г. прогнозируется повышение потребления электроэнергии опережающими темпами по сравнению с ростом объемов производства и услуг в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте и в быту.

1.4. ВЛИЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ

Любая деятельность человека, требующая производства энергии и превращения ее в формы, пригодные для конечного использования, оказывает сопутствующие воздействия, которые при достижении определенного уровня наносят ущерб окружающей среде. Воздействия такого рода возникают как на тепловых электростанциях, преобразующих энергию различных видов органического топлива в электрическую, так и на гидравлических электростанциях, у которых в отличие от тепловых нет никаких вредных выбросов в атмосферу.

Степень загрязнения тепловыми электростанциями окружающей среды зависит от типа и мощности ТЭС. Выбросы диоксида серы, оксида азота, оксида углерода, а также золы имеют место на всех ТЭС, разница заключается только в объеме этих выбросов. В окружающую среду с подогретой водой и горячими газами рассеивается более 60 % исходной энергии топлива. Это является характерным показателем используемых в настоящее время термодинамических циклов. Указанные потери теплоты не могут быть радикально снижены при дальнейшем совершенствовании суще-

ствующей технологии паротурбинных электростанций, если не принимать во внимание комбинированное производство теплоты и электроэнергии, доля которого в общем производстве энергии ограничена. Необходимо учитывать, что выработанная энергия в процессе ее передачи и потребления также в значительной мере превращается в теплоту и рассеивается в окружающую среду — природные водоемы и атмосферу.

При подборе места сооружения ТЭС нужно уделять особое внимание выбору площадей для золоотвалов, имеющих внушительные размеры. Так, для первой очереди Рязанской ГРЭС отвал шлаков занял площадь более 150 га.

Если раньше гидроэлектростанции считались чистыми и безвредными предприятиями по выработке электроэнергии, то в последнее время их подвергают критике из-за затопления обширных территорий.

Замедление течения рек из-за сооружения плотин ГЭС ведет к загрязнению воды, появлению вредных сине-зеленых водорослей, которые способствуют размножению бактерий, несущих эпидемии. Искусственно созданные водохранилища преимущественно низконапорных электростанций занимают большие площади, что вызывает размыв и переформирование берегов, нарушение режима рыбного хозяйства, изменения микроклимата, приводящие иногда к природному дискомфорту (туманы, повышенная влажность и т.д.).

Как показала авария на Чернобыльской АЭС, атомные электростанции могут оказать крайне вредное влияние на биосферу. За рубежом нередко весьма пессимистические высказывания в отношении безопасности работы АЭС и хранения ядерных отходов. Ряд ученых считают, что развитие ядерной энергетики создаст потенциальную опасность для жизни всего человечества.

Передача электроэнергии на расстояние связана с сооружением ЛЭП и отводом под них значительных полос земли. Создаваемые ЛЭП электромагнитные поля вызывают помехи в системах связи, неблагоприятно влияют на человека и все живые организмы. В настоящее время это влияние еще плохо изучено; проблема приобретет особую остроту при переходе Единой энергетической системы на напряжение 500...750 кВ и использовании сверхвысоких напряжений 1150, 1500 и 3000 кВ.

Ведущиеся в настоящее время работы по компенсации электромагнитных полей от высоковольтных ЛЭП (в частности, путем расщепления фаз и создания в этих фазах сдвига максимумов) позволяют делать обнадеживающие прогнозы.

В интересах нынешнего и будущих поколений в России принимаются необходимые меры для охраны и научно обоснованного рационального использования земли и ее недр, водных ресурсов, растительного и животного мира, для сохранения в чистоте воз-

духа и воды, обеспечения воспроизводства природных богатств и улучшения окружающей среды.

В настоящее время поставлены задачи по совершенствованию технологических процессов в целях сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду и улучшения очистки отходящих газов от вредных примесей, увеличения выпуска высокоэффективных газопылеулавливающих аппаратов, водоочистного оборудования, а также приборов и автоматических станций контроля за состоянием окружающей среды.

При использовании природных ресурсов необходимо соблюдать следующие основные правила:

мероприятия по охране природы выполнять на научной основе;

местные интересы подчинять общенародным, а интересы текущего момента — интересам будущего;

немедленно проводить в жизнь регламентирующие указания по использованию природных ресурсов.

К мероприятиям по борьбе с загрязнением атмосферы электростанциями, транспортом и промышленными предприятиями относятся:

увеличение высоты труб на электростанциях и металлургических комбинатах для обеспечения норм выбросов сернистых отходов и рассеяния оксидов азота;

применение ротоклонов, электрофильтров и механических золоуловителей, обеспечивающих улавливание до 99,5 % вредных примесей;

удаление оксидов серы из дымовых газов;

улучшение сжигания топлива;

удаление серы из топлива;

переход на малосернистое топливо;

переход в городах на централизованное теплоснабжение, чтобы избежать загрязнения воздуха от мелких котельных;

переход в больших городах на электрификацию процессов в коммунальном хозяйстве и в быту, включая отопление;

внедрение безотходных технологий в промышленности и на транспорте;

строгое соблюдение санитарных норм для всех источников, загрязняющих атмосферу.

Основными мероприятиями по борьбе с загрязнением воды являются:

внедрение оборотных систем водоснабжения;

создание надежных очистных сооружений;

внедрение новых безотходных технологий;

разработка и применение новых санитарных норм.

Охрана почвы и ландшафта является важным звеном комплексной проблемы охраны окружающей среды. Предприятия, органи-

зации и учреждения, разрабатывающие месторождения полезных ископаемых открытым или подземным способом, производящие геолого-разведочные, строительные или иные работы на предоставленных во временное пользование сельскохозяйственных землях или лесных угодьях, обязаны за свой счет приводить эти земельные участки в состояние, пригодное для использования в сельском, лесном или рыбном хозяйстве.

В связи с этим необходимо производить рекультивацию земель, в целях борьбы с эрозией почвы сажать лесозащитные полосы. Для уменьшения расхода плодородной земли под полосы отчуждения следует шире использовать кабельные линии, вести разработку сверхпроводящих и криогенных ЛЭП.

Открытые распределительные устройства, занимающие большие территории в городах, в будущем будут выполняться закрытыми и размещаться под землей.

Для уменьшения загрязнений окрестностей ТЭС твердыми отходами предпринимают меры к поставке на электростанции топлива с меньшим содержанием породы, а также всемерно увеличивают масштабы использования золы и шлака для строительства.

1.5. ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С НЕЙТРАЛЯМИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Нейтралью называют общую точку обмоток многофазных генераторов, трансформаторов, а также провод, соединенный с этой точкой. Заземленная нейтральная точка (или провод) называется *нулевой*. Конструктивное исполнение заземления нейтралей или изолирования их от земли оказывает большое влияние на безопасность эксплуатации электроустановок.

Электроустановки трехфазного переменного тока напряжением до и выше 1000 В работают как с изолированной, так и с заземленной нейтралью. В сети с *изолированной нейтралью* (рис. 1.5) нейтраль генераторов и трансформаторов изолированы от земли или связаны с заземляющим устройством через аппараты, имеющие большое сопротивление (например, трансформаторы напряжения), либо через реакторы и катушки, компенсирующие емкостный ток сети.

При нарушении изоляции одной фазы в какой-либо точке сети с изолированной нейтралью возникает однофазное замыкание на землю. Напряжение этой фазы относительно земли становится равным нулю, напряжение двух других фаз относительно земли — равным междуфазному напряжению, а зарядные токи этих двух фаз увеличиваются в 3 раза по сравнению с зарядным током одной фазы в нормальном режиме работы.

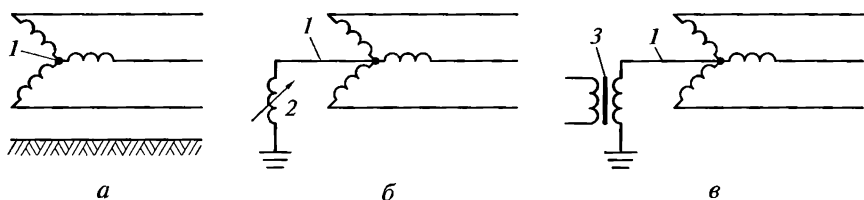


Рис. 1.5. Сеть с изолированной нейтралью:

а — нейтраль полностью изолирована; *б* — в нейтраль включена катушка, компенсирующая емкостный ток сети; *в* — в нейтраль включена обмотка трансформатора напряжения; 1 — нейтраль; 2 — компенсирующая катушка; 3 — трансформатор напряжения

Из-за малой величины ток замыкания практически не влияет на систему междуфазных напряжений и режим работы приемников электроэнергии. Поэтому при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью допускается не отключать линию питания в течение 2 ч, необходимых для обнаружения места повреждения и устранения замыкания.

Для исключения перехода однофазного замыкания в междуфазное определяют допустимый ток $I_{\text{доп}}$, который, протекая в течение 1...2 ч, не вызывает перехода в междуфазное короткое замыкание. Значение $I_{\text{доп}}$ находится в пределах от 5 до 30 А. Нижний предел принят для генераторов, верхний — для кабелей напряжением 6 кВ. Для воздушных линий напряжением 35 кВ $I_{\text{доп}} = 10$ А, для кабелей напряжением 10 кВ — $I_{\text{доп}} = 20$ А.

В России с изолированной нейтралью работают следующие сети:
 трехфазные сети напряжением 3...35 кВ;
 трехфазные трехпроводные сети напряжением до 1000 В;
 двухпроводные сети постоянного тока напряжением до 1000 В;
 все сети напряжением до 1000 В, для которых требуются защитные меры, не связанные с защитным заземлением (например, двойная изоляция) по условиям охраны труда.

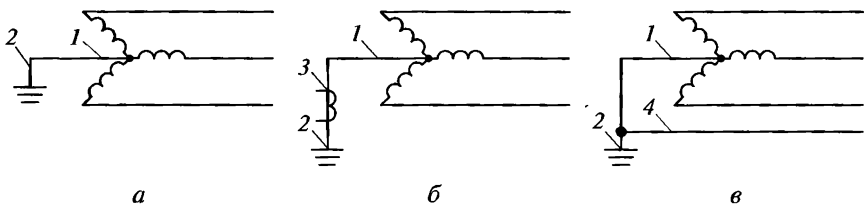


Рис. 1.6. Сеть с заземленной нейтралью:

а — глухое заземление нейтрали; *б* — глухое заземление нейтрали через трансформатор тока; *в* — трехфазная четырехпроводная сеть с заземленным нулевым проводом; 1 — нейтраль; 2 — заземление; 3 — трансформатор тока; 4 — нулевой провод

В сети с **заземленной нейтралью** (рис. 1.6) нейтрали генераторов и трансформаторов присоединены к заземляющим устройствам непосредственно или через малое сопротивление (например, трансформатор тока). Заземление нейтрали является рабочим, оно обеспечивает работу электроустановки в нормальных и аварийных условиях.

Если ток замыкания на землю превышает допустимый для элементов данной сети, то для снижения основной емкостной составляющей тока в месте повреждения нейтраль соединяют через настроенные индуктивности (дугогасящие катушки), благодаря чему ток в месте замыкания может оказаться равным нулю. Дугогасящие катушки, существенно уменьшая ток замыкания на землю, исключают возможность возникновения устойчивой дуги и уменьшают вероятность перехода замыкания фазы на землю в междуфазное короткое замыкание. Такие сети называют сетями с **резонансно-заземленной нейтралью**.

В сетях с **глухозаземленной нейтралью** большие токи однофазного короткого замыкания являются причиной усложнения и удорожания заземляющих устройств, но при этом изоляция фазных проводов может быть рассчитана на фазное напряжение (а не на междуфазное, как в предыдущих двух случаях), что особенно существенно при напряжениях 110 кВ и выше.

Для повышения надежности питания потребителей при частых отключениях из-за замыканий на землю эффективно применять автоматическое повторное включение.

Для ограничения тока короткого замыкания до значений, не превышающих ток трехфазного короткого замыкания, в системах электроснабжения применяют заземление нейтралей не всех работающих трансформаторов, а только их части. Число заземленных нейтралей регулируется диспетчером системы электроснабжения.

Для возможности разземления нейтралей применяют однополюсные заземлители 30Н, параллельно с которыми устанавливаются разрядники. Разрядник защищает изоляцию нулевых выводов обмоток на случай работы с разземленной нейтралью. Этот разрядник выбирают по классу изоляции на одну ступень ниже линейной изоляции.

В России глухое заземление нейтрали применяют:

- в сетях напряжением 110 кВ и выше;
- четырёхпроводных сетях на 380/220 В;
- трехпроводных сетях постоянного тока.

В электроустановках напряжением свыше 1000 В прикосновение к фазе весьма опасно при любом режиме нейтрали. В электрических сетях напряжением 3...35 кВ нейтрали источников питания, как правило, изолированы или связаны с заземляющим устройством через аппараты, имеющие большое индуктивное со-

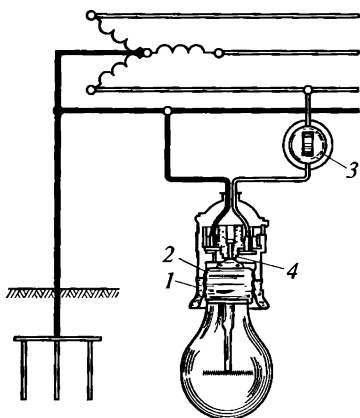


Рис. 1.7. Включение лампы на фазное напряжение в трехфазной четырехпроводной сети:

1 — патрон; 2 — нарезка патрона, подключаемая к нулевому проводу; 3 — выключатель, устанавливаемый только в фазный провод; 4 — пяточка лампы, подключаемая к фазному проводу

противление (например, реакторы). Электрические сети напряжением 110 кВ и выше работают с глухим заземлением нейтралей трансформаторов.

Электроустановки напряжением до 1000 В питаются в основном от сетей двух типов: трехпроводных с нейтралью, полностью изолированной от земли или соединенной с ней через сопротивление; четырехпроводных с глухозаземленной нейтралью. В сетях второго типа четвертый провод соединен с заземленной нейтралью и является рабочим проводом, с его помощью потребителей (осветительную нагрузку) включают на фазное напряжение (рис. 1.7).

Контрольные вопросы

1. Назовите основные типы электростанций и расскажите о принципе выработки электроэнергии в каждом случае.
2. Какие нетрадиционные способы получения электрической энергии вы знаете?
3. Перечислите меры защиты окружающей среды при эксплуатации электростанций.
4. Перечислите основные элементы системы электроснабжения и укажите назначение каждого из них.
5. Какие требования предъявляются к системам электроснабжения?
6. Что понимают под внешним и внутренним электроснабжением предприятия?
7. Охарактеризуйте современное состояние электроэнергетики России.
8. Как обозначают электрооборудование и аппаратуру в схемах электроснабжения промышленных предприятий?
9. Как влияют энергетические сооружения на окружающую среду?
10. Для чего и какими способами выполняют заземление нейтралей в электрических сетях?

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИЛОВОМ И ОСВЕТИТЕЛЬНОМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Приемником электроэнергии называют электрическую часть производственной установки, получающую электроэнергию от источника и преобразующую ее в механическую, тепловую, химическую, световую энергию, в энергию электростатического или электромагнитного поля.

Электропотребителем называют совокупность электроприемников производственных установок цеха, корпуса, предприятия, присоединенных с помощью электрических сетей к общему пункту электропитания.

В зависимости от вида энергии, в который преобразуется электроэнергия, различают следующие типы приемников электроэнергии: электрические приводы машин и механизмов; электротермические, электрохимические и электролизные установки; преобразовательные установки; установки электроосвещения; установки электростатического и электромагнитного поля; устройства искровой обработки; устройства контроля и испытания изделий (рентгеновские аппараты, установки ультразвука и т.д.). Приведенное подразделение приемников электроэнергии представляет собой их классификацию по технологическому назначению.

Электрический привод — это электромеханическое устройство, предназначенное для приведения в движение механизмов или машин, в котором источником механической энергии служит электродвигатель. Электропривод состоит из преобразователя, электродвигателя или группы электродвигателей, передаточного, управляющего и рабочего органов.

В зависимости от способа передачи энергии от двигателя к рабочим органам механизмов электроприводы бывают групповые, индивидуальные или многодвигательные.

Групповым называют привод, в котором один двигатель приводит в движение с помощью трансмиссий группу рабочих машин или рабочих органов одной машины.

Индивидуальным называют привод, в котором двигатель приводит в движение только один рабочий орган машины. По сравнению с групповым индивидуальный привод позволяет упростить кинематическую схему рабочей машины. Иногда двигатель встраивают в механизм так, что он образует с рабочим органом единое целое.

В многодвигательном приводе отдельные рабочие органы машины приводятся в движение самостоятельными двигателями через систему передачи.

Движение электропривода, как и всякого механизма, подчиняется законам динамики. Вращающий момент $M_{\text{дв}}$, развиваемый электродвигателем, в любой момент времени уравнивается суммой момента статического сопротивления $M_{\text{с}}$ и динамического (инерционного) момента $M_{\text{дин}}$:

$$M_{\text{дв}} = M_{\text{с}} + M_{\text{дин}}. \quad (2.1)$$

Это уравнение называют *уравнением движения электропривода*.

Одним из главных потребителей электроэнергии является электропривод металлообрабатывающих станков.

На промышленных предприятиях часто применяют различные краны, предназначенные для вертикального и горизонтального перемещения грузов. По способу передвижения их делят на перемещающиеся по рельсовым путям и самоходные. Электрооборудование кранов, перемещающихся по рельсовым путям, подключают к стационарным источникам электроэнергии напряжением 380/220 В. Многие из современных кранов — это машины с многодвигательным приводом. В них применяются преимущественно асинхронные электродвигатели промышленной частоты (50 Гц) с фазным ротором. Краны имеют значительную мощность (30... 250 кВт и более), поэтому их энергетические показатели зависят от режима работы.

Подъемно-транспортные устройства работают в повторно-кратковременном режиме. В связи с резкими изменениями нагрузки коэффициент мощности также изменяется в значительных пределах, в среднем от 0,3 до 0,8.

Двигатели компрессоров, вентиляторов и насосов работают в продолжительном режиме и в зависимости от их мощности подключаются на напряжение от 0,4 до 10 кВ. Питание двигателей осуществляется током промышленной частоты.

Электротермические установки промышленных предприятий в зависимости от метода нагрева (сопротивления, дуговой, индукционный, электронный) делят на следующие группы: дуговые электропечи для плавки черных и цветных металлов, установки индукционного нагрева для плавки и термообработки металлов и сплавов, электрические печи сопротивления и электросварочные установки.

Электроснабжение электротермических установок имеет ряд особенностей, связанных с различием характера их нагрузок.

Дуговые электрические печи используют как сталеплавильные, рудно-термические и печи косвенного действия для плавки цветных металлов. Это мощные электроприемники низкого нестандартного напряжения (110...750 В), подключаемые через специальные печные трансформаторы к источникам переменного тока напряжением 6...35 кВ, а также к шинам 110, 154 кВ. Номинальная мощность печных агрегатов от 0,4 (печи 0,5 т) до 125 МВ·А (220 т), в перспективе — до 250 МВ·А (360 т). Большая мощность дуговых электропечей и резкопеременный характер их нагрузки оказывают большое влияние на работу всей системы электроснабжения.

Печи сопротивления прямого и косвенного действия потребляют меньше энергии, чем дуговые сталеплавильные печи. Большая их часть имеет мощность до 2000 кВт и подключается к сети напряжением 380 В, коэффициент мощности близок к 1,0. Печи сопротивления выполняют трехфазными и однофазными. В случае однофазного исполнения, если не приняты соответствующие меры, эти печи могут быть причиной недопустимой несимметрии в системе электроснабжения.

Электронные плавильные печи, вакуумные печи и печи шлакового переплава применяют для выплавки металлов самой высокой чистоты и с наилучшими свойствами. Мощность их примерно такая же, как и у печей сопротивления. По требующейся надежности электроснабжения эти печи относят к электроприемникам повышенной категории, так как выплаваемый ими металл является очень дорогим. Для электропечей других типов необходимо резервирование электроснабжения, так как при перерыве питания на время более 30 мин могут возникнуть их повреждения, требующие длительного ремонта.

Индукционные плавильные печи промышленной частоты 50 Гц, повышенной частоты 0,5...10 кГц и высокой частоты $10^2...10^5$ кГц представляют собой трехфазную электрическую нагрузку «спокойного» режима работы, т. е. мало изменяющуюся в процессе плавки.

Для работы электросварочных установок постоянного тока переменный ток трехфазной системы напряжением 380/220 В преобразуется в постоянный напряжением 30...32 В. Электросварочные установки переменного тока работают при частоте 50 Гц и напряжении 380/220 В; они представляют собой однофазную нагрузку в виде сварочных трансформаторов для дуговой сварки и сварочных аппаратов для контактной сварки. Сварка на переменном токе характеризуется повторно-кратковременным режимом работы, неравномерной нагрузкой фаз и низким коэффициентом мощности (0,3...0,45 для дуговой и 0,4...0,7 для контактной сварки).

Электрохимические и электролизные установки (электролитические ванны для электролиза воды, растворов, расплавов цветных металлов; установки электрохимических процессов в газе; ванны для гальванических покрытий: омеднения, никелирования, хромирования, оцинкования и т.п.) работают на постоянном токе, который получают от преобразовательных подстанций, выпрямляющих трехфазный переменный ток. Электролитический процесс требует постоянства выпрямленного тока, для чего необходимо регулирование напряжения. Коэффициент мощности таких установок 0,8...0,9.

По условиям работы электролизеров допускается перерыв электроснабжения на несколько часов. Но из-за обратного перемещения металла в раствор ванны, обусловленного обратной ЭДС в электролизерах, получают недовыпуск продукции и перерасход электроэнергии. Поэтому электроснабжение электролизных установок осуществляется обязательно от двух источников. Электрохимические установки металлопокрытий и лужения относят к I категории нагрузок по надежности электроснабжения. Мощность одной электролизной установки достигает 100...130 МВт.

Установки электростатического поля применяют для создания направленного движения капель при электроокраске, улавливания твердых взвешенных частиц в газе с помощью электрофильтров (очистка дымовых газов), разделения смесей жидкости и газа, различающихся по размерам и электропроводности. Питание таких установок производится от сети напряжением 0,4 кВ, но внутри установки напряжение повышается. Мощность установки составляет сотни киловатт.

Преобразовательные установки служат для преобразования переменного тока промышленной частоты 50 Гц трехфазной системы в постоянный ток или переменный ток иной частоты. Такие установки используются для питания электродвигателей машин, работающих на постоянном токе, станций для зарядки аккумуляторов, сварочных установок постоянного тока, ручного электроинструмента, работающего на повышенной частоте, и других потребителей.

Мощность преобразовательных установок, применяемых на промышленных предприятиях, достаточно велика. Коэффициент мощности этих установок колеблется в пределах 0,7...0,8. Нагрузка на стороне переменного тока симметричная по фазам и, как правило, равномерная.

Еще одной группой приемников электроэнергии является ручной электроинструмент: электродрели, электрогайковерты, электротруборезы, электросверлилки, электрорубанки, ручные электропилы, электромолотки, глубинные вибраторы и др. Они отличаются высоким КПД, относительно несложным устройством, надежностью и простотой в эксплуатации. Номиналь-

ная мощность большинства ручных электроинструментов составляет от 0,27 до 1,5... 1,6 кВт.

Установки электроосвещения представляют собой однофазную электрическую нагрузку. При правильной их группировке можно получить равномерную нагрузку по фазам (с несимметрией до 10 %). Характер нагрузки изменяется в зависимости от времени суток, года и географического положения объекта. Частота тока общепромышленная — 50 Гц. Коэффициент мощности для ламп накаливания равен 1, для газоразрядных ламп — 0,6. Для осветительных установок применяют напряжение от 12 до 220 В. На тех предприятиях, где отключение освещения угрожает безопасности людей, применяют специальные системы аварийного освещения.

Источники света характеризуются номинальным напряжением (В), номинальной мощностью (Вт), световым потоком (лм), световой отдачей (лм/Вт), т. е. отношением излучаемого светового потока к потребляемой мощности, средним сроком службы (ч), цветопередачей.

В установках электроосвещения производственных зданий часто применяют галогенные лампы типов КГ220-1000, КГ220-1500 и КГ220-2000 на напряжение 220 В мощностью соответственно 1000, 1500 и 2000 Вт. Их световая отдача 22 лм/Вт, продолжительность горения 2 тыс. ч. Галогенная лампа представляет собой трубку из кварцевого стекла диаметром около 11 мм, длиной 189... 335 мм с цоколями для подводки питания на концах. Такие лампы применяют в специальных светильниках и прожекторах. При горении лампа должна находиться в горизонтальном положении (допустимое отклонение не более 4°).

Лампы накаливания малоэкономичны, так как значительная часть энергии идет на нагрев окружающей среды, а также на излучение, приходящееся на участки спектра, лежащие за пределами видимости.

Газоразрядные лампы (люминесцентные и ртутные типа ДРЛ) весьма чувствительны к падению напряжения питающей сети. При снижении напряжения на 10 % и более от номинального лампы начинают гореть неустойчиво и при дальнейшем понижении могут погаснуть, а не горевшие лампы — не зажечься.

Люминесцентные лампы низкого давления изготавливают на напряжение 220 В. По цветности излучения различают следующие люминесцентные лампы: ЛБ — белого цвета, ЛХБ — холодно-белого цвета, ЛД — дневного цвета, ЛТЦ — тепло-белого цвета, ЛТБ — с розовато-пурпурным оттенком, ЛДЦ — с цветопередачей, близкой к дневному свету. Находят также применение лампы с внутренним отражающим диффузным слоем типа ЛРБ (рефлекторные), используемые в светильниках без отражателей.

Расчеты показывают, что применение высокоэкономичных люминесцентных ламп, световой КПД которых в 3—4 раза выше

КПД ламп накаливания, позволяет сократить расход электроэнергии в 2—3 раза.

Дуговые ртутные лампы типа ДРЛ являются лампами высокого давления с исправленной цветопередачей. Исправление цветопередачи ртутного разряда в них достигается люминофором, нанесенным на внутреннюю поверхность колбы лампы.

Технические характеристики ламп приведены в подразд. 4.1.

2.2. ПОНЯТИЕ О КАЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Показатели качества электроэнергии. Обеспечение качества электроэнергии на зажимах приемников электроэнергии — одна из наиболее сложных задач, решаемых в процессе проектирования и эксплуатации систем электроснабжения. Появление в системах электроснабжения мощных электродвигателей, вентильных преобразователей и других приемников с резкопеременной нагрузкой создало проблему их электромагнитной совместимости с системой электроснабжения, успешное решение которой обеспечивает рациональную работу как этих приемников, так и приемников со спокойной нагрузкой, присоединенных к той же системе (освещение, электродвигатели длительного режима работы и др.).

Показатели качества электроэнергии регламентируются требованиями ГОСТ 13109—97.

К показателям качества электроэнергии для трехфазных сетей переменного тока относятся:

- отклонение напряжения;
- колебание напряжения;
- коэффициенты несимметрии и неуравновешенности напряжения;
- коэффициент несинусоидальности напряжения;
- отклонение частоты;
- колебания частоты.

Соответствие перечисленных параметров указанному стандарту способствует увеличению выпуска продукции и общей рентабельности производства.

Отклонение напряжения V — это разность между действительным значением напряжения U и его номинальным значением U_n для сети, возникающая при сравнительно медленном изменении режима работы, когда скорость изменения напряжения меньше 1 % в секунду:

$$V = U - U_n. \quad (2.2)$$

При понижении напряжения возрастает скольжение и уменьшается частота вращения асинхронных двигателей, являющихся

основными электродвигателями, применяемыми в промышленности. При этом возрастает потребляемый ток, двигатели перегреваются, быстрее изнашивается их изоляция. Вращающий момент асинхронного двигателя пропорционален квадрату напряжения, поэтому при понижении напряжения затрудняются пуск и самозапуск двигателей под нагрузкой. В связи с этим установлены пределы отклонения напряжения на зажимах электродвигателей, станций управления от -5 до $+10\%$.

Весьма чувствительны к изменению напряжения косинусные конденсаторы. Их реактивная мощность пропорциональна квадрату подводимого напряжения. При понижении напряжения на 10% мощность конденсатора снижается до 81% от номинальной. Повышение напряжения на 10% увеличивает реактивную мощность конденсатора до 121% и приводит к его перегрузке, поэтому для конденсаторов допускается увеличение напряжения не более чем на 10% .

Отклонение напряжения оказывает значительное влияние на работу электросварочных установок, ухудшая качество сварки. Для рационального ведения этого процесса отклонение напряжения на сварочных установках должно составлять не более $\pm 5\%$.

Высокие требования к качеству напряжения предъявляют осветительные установки. При отклонениях напряжения изменяются сила света ламп накаливания и срок их службы. Сила света изменяется пропорционально изменению напряжения в третьей степени. Повышение напряжения на 10% сокращает срок службы ламп накаливания примерно в 3 раза.

В соответствии с ГОСТ 13109—97 допускается отклонение напряжения на зажимах электроосветительных приборов от $-2,5$ до $+5\%$.

Под *колебанием напряжения* V_t подразумевается изменение напряжения в сети со скоростью более $1\%/с$:

$$V_t = U_{нб} - U_{нм}, \quad (2.3)$$

где $U_{нб}$ и $U_{нм}$ — соответственно наибольшее и наименьшее действующие напряжения в кратковременном процессе его изменения, $\%$ от номинального значения.

Колебания напряжения ограничиваются частотой их возникновения. Для зрительного восприятия наиболее опасными считаются колебания частот, возникновения которых находится в пределах $1 \dots 10$ Гц. Допустимое значение V_t при этом составляет примерно 1% . Если колебания возникают не чаще 10 раз в час, то это значение возрастает до $1,5\%$, если же не более одного раза в час — до 4% .

Допустимые значения колебаний напряжения в сетях, от которых питаются электроосветительные установки и радиоприборы, определяют по формуле

$$V_t = 1 + \frac{\Delta t}{m} \leq 1 \%, \quad (2.4)$$

где m — частота возникновения колебаний, $1/\text{ч}$; Δt — средний интервал между моментами возникновения колебаний, мин.

Для обеспечения нормируемого ГОСТ 13109—97 режима напряжения применяются различные способы и средства регулирования напряжения.

Способы регулирования:

- регулирование напряжения на шинах центра питания;
- изменение сопротивления элементов сети;
- изменение реактивного тока, протекающего в сети;
- изменение коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов (линейных регуляторов).

Средства регулирования:

трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН):

- линейные регуляторы;
- управляемые батареи конденсаторов;
- синхронные двигатели с автоматическими регуляторами возбуждения.

Кроме того, можно использовать трансформаторы с переключением без возбуждения (ПБВ), неуправляемые батареи конденсаторов, синхронные двигатели без автоматического регулирования возбуждения.

Несимметрия напряжений и токов трехфазной системы — один из важнейших критериев качества электроэнергии. Причина появления несимметрии напряжений и токов — различные несимметричные режимы системы электроснабжения.

Широкое применение различного рода однофазных установок значительной мощности привело к существенному увеличению доли несимметричных нагрузок. Подключение таких мощных несимметричных однофазных нагрузок к трехфазным сетям вызывает в системах электроснабжения длительный несимметричный режим, характеризующийся несимметрией напряжений и токов.

В системах электроснабжения различают кратковременные (аварийные) и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы.

Несимметрия напряжений и токов, обусловленная несимметрией элементов электрической сети, называется продольной. Примером продольной несимметрии могут служить неполнофазные режимы воздушных линий. Несимметрия характерна также для специальных систем электропередачи: два провода — земля (ДПЗ); два провода — рельсы (ДПР), два провода — труба (ДПТ) и т. д.

Несимметрия напряжений и токов, вызванная подключением к сети много- и однофазных несимметричных нагрузок, называется поперечной.

Несимметрия характеризуется коэффициентом несимметрии напряжения K_n — отношением напряжения обратной последовательности основной частоты U_2 к номинальному линейному напряжению U_1 :

$$K_n = \frac{U_2}{U_1} 100, \quad (2.5)$$

а также коэффициентом неуравновешенности напряжения K_{0U} — отношением напряжения нулевой последовательности основной частоты U_0 к номинальному фазному напряжению U_n :

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_n} 100. \quad (2.6)$$

Коэффициент несимметрии напряжения служит нормированным показателем качества электрической энергии. В соответствии с ГОСТ 13109—97 $K_n \leq 2\%$ длительно допустим на зажимах любого трехфазного симметричного приемника электрической энергии. В случаях, когда коэффициент несимметрии оказывается больше, должны быть приняты меры к его снижению.

Несинусоидальность формы кривой напряжения и тока также определяет качество электроэнергии. Широкое внедрение приемников электрической энергии с нелинейными вольт-амперными характеристиками, обусловленное потребностями увеличения экономической эффективности производства, привело к отрицательному влиянию этих приемников на электрические параметры режима сети. К элементам систем электроснабжения (СЭС) с нелинейными вольт-амперными характеристиками относятся вентильные преобразователи (ртутные и полупроводниковые), электросварочные установки, газоразрядные источники света, а также трансформаторы и электродвигатели. Характерная особенность этих устройств — потребление ими из сети несинусоидальных токов при подведении к их зажимам несинусоидального напряжения.

Токи высших гармоник, проходя по элементам сети, вызывают падения напряжения на сопротивлениях этих элементов, которые, накладываясь на основную синусоиду напряжения, приводят к искажению формы кривой напряжения.

Степень несинусоидальности напряжения сети принято характеризовать коэффициентом несинусоидальности напряжения $K_{нс}$, который представляет собой отношение действующего значения гармонической составляющей несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты:

$$K_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_n} 100, \quad (2.7)$$

где U_v , U_1 — действующие значения соответственно v -й и первой гармоник напряжения; n — значение гармоники напряжения, соответствующей нормируемому отклонению.

Форма кривой напряжения у приемников электроэнергии нормируется ГОСТ 13109—97, который допускает отклонение действующего значения напряжения всех высших гармоник от действующего значения напряжения основной частоты не более 5 %.

Для снижения влияния высших гармоник на напряжение устанавливаются силовые фильтры, уменьшают число фаз выпрямления.

Отклонение частоты Δf — это разность между действительным f и номинальным f_n значениями основной частоты, выраженная в герцах:

$$\Delta f = f - f_n. \quad (2.8)$$

Указанное отклонение может быть также выражено в процентах от номинального значения основной частоты:

$$\Delta f_{\%} = \frac{f - f_n}{f_n} 100. \quad (2.9)$$

В нормальном режиме работы энергетической системы допускаются усредненные за 10 мин отклонения частоты $\pm 0,1$ Гц. Допускается временная работа энергетической системы с усредненными за 10 мин отклонениями частоты $\pm 0,2$ Гц.

Колебания частоты δf — это изменения частоты, происходящие со скоростью 0,2 Гц/с. Они определяются как разность между наибольшим $f_{\text{нб}}$ и наименьшим $f_{\text{нм}}$ значениями основной частоты за определенный промежуток времени и выражаются в герцах:

$$\delta f = f_{\text{нб}} - f_{\text{нм}}. \quad (2.10)$$

Колебания частоты могут быть также выражены в процентах от наибольшего значения основной частоты:

$$\delta f_{\%} = \frac{f_{\text{нб}} - f_{\text{нм}}}{f_{\text{нб}}} 100. \quad (2.11)$$

В установившемся режиме частота во всей энергетической системе (связанной сетями переменного тока) одинакова и определяется частотой вращения генераторов. Последняя, в свою очередь, определяется частотой вращения первичных двигателей — турбин, которые имеют специальный регулятор частоты враще-

ния (первичное регулирование), обладающий сравнительно большой инерцией (до 5 %). Это значит, что частота вращения турбины зависит от механической нагрузки на ее валу и определяется расходом энергоносителя (пар, вода). Электрическая нагрузка турбин непрерывно изменяется, поэтому должна изменяться и частота вращения генераторов (турбогенераторов). При росте нагрузки частота вращения (и частота сети) снижается, а при уменьшении возрастает.

В настоящее время поддержание допустимого размаха колебаний частоты в энергетических системах во время аварийного отключения источников питания обеспечивается устройствами аварийной автоматической разгрузки по частоте (ААРЧ), которые отключают часть менее ответственных потребителей.

Нормализация параметров качества электроэнергии в каждом отдельном случае решается по-разному.

Практически все показатели качества электроэнергии зависят от потребляемой промышленными электроприемниками реактивной мощности. Поэтому вопросы качества электроэнергии необходимо рассматривать в непосредственной связи с вопросами компенсации реактивной мощности.

Надежность электроснабжения. Надежность системы электроснабжения и отдельных ее элементов зависит от самых разных факторов, определяемых как внутренними особенностями системы, так и воздействием внешних условий.

Отказы и другие характеристики надежности по своей физической природе носят случайный характер, поэтому при количественной оценке уровней надежности электроустановок или схем электроснабжения в современных условиях широко используют математический аппарат теории вероятностей и математической статистики.

Отклонения от закономерности, порождаемые множеством неучтенных связей, называют *случайными событиями*.

Величину, которую можно оценить количественно и которая в зависимости от случая принимает различные значения, называют случайной. Точное значение случайной величины предсказать невозможно. В зависимости от множества значений, принимаемых случайными величинами, их делят на дискретные и непрерывные. Случайная величина дискретного типа принимает только отдельные значения, которые можно пронумеровать. Случайная величина непрерывного типа может принимать все значения из некоторого интервала числовой оси.

Случайные величины обозначают прописными буквами латинского алфавита, а их возможные значения — соответствующими строчными буквами. Например, случайная величина X может принимать значения $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$. Каждое из этих значений возможно, но недостоверно, поэтому X может принять то или иное значение с некоторой вероятностью:

Таблица 2.1. Рекомендуемые категории надежности электроснабжения потребителей в зависимости от характера производства и вида оборудования

Цех или отделение	Категория надежности	Оборудование
Механические и сборочные цехи для производства: серийного мелкосерийного*	2 3	Станки холодной обработки металлов, вентиляторы
Инструментальные цехи для производства: серийного мелкосерийного*	2 3	Станки холодной обработки металлов, печи для термической обработки, вентиляторы
Деревообрабатывающие цехи для производства: серийного мелкосерийного*	2 3	Станки, электропилы, вентиляторы
Термические цехи	2	Печи для термической обработки, вентиляторы
Кузнечные, прессовые и штамповочные цехи для производства: серийного мелкосерийного*	2 3	Ковочные молоты, прессы, печи для нагрева и термической обработки, вентиляторы
Литейные участки: разливочные краны с механизированной подачей смеси без механизированной подачи смеси	1 2 1	Электродвигатели разливочных кранов Транспортеры смесеприготовительных отделений, бегуны, заливочные конвейеры Приводы вентиляторов для дутья вагранок
Сталеплавильные цехи	1 2	Механизмы дуговых сталеплавильных печей, разливочные краны Вентиляторы, транспортеры смесеприготовительного отделения
Сварочные цехи серийного и мелкосерийного производства*	3	Сварочные аппараты, умформеры
Малярные цехи**	2	Механизмы** окрасочных камер, вентиляторы

Цех или отделение	Категория надежности	Оборудование
Цехи металлопокрытий	2	Двигатели-генераторы, полупроводниковые преобразователи
Вспомогательные цехи и общезаводские установки	1 3	Пожарные насосы Зарядные станки, электрооборудование электроремонтных и ремонтно-механических цехов

* Цехи и отделения относят ко второй категории надежности, если их остановка вызывает простой других цехов, относимых ко второй категории надежности.

** Машины для окраски и сушильные аппараты относят к первой категории надежности, если в них возможно образование взрывоопасных смесей.

жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных объектов промышленности и городского хозяйства. Электроприемниками первой категории являются сооружения с массовым скоплением людей (театры, стадионы, универмаги), электрифицированный транспорт (метрополитен, железные дороги), больницы, предприятия связи, высотные здания, группы городских потребителей с суммарной нагрузкой выше 10 000 кВ·А, некоторые силовые установки (вращающиеся печи с дутьем). Они должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (рис. 2.1, а), причем перерыв в электроснабжении допускается только на время автоматического ввода резервного питания, но не более чем на 1 мин.

Ко второй категории относят электроприемники, допускающие перерыв в электроснабжении (не более 30 мин), необходимый для включения резервного питания (рис. 2.1, б) дежурным персоналом предприятия или выездной бригадой электроснабжающей организации. Электроприемниками второй категории являются ряд электроустановок промышленных предприятий, а также жилые дома с электроплитами, жилые дома высотой от 5 до 10 этажей с газовыми плитами, учебные заведения, лечебные и детские учреждения, силовые установки, допускающие перерывы в электроснабжении без повреждения основного оборудования, группы городских потребителей с общей нагрузкой от 400 до 10 000 кВ·А.

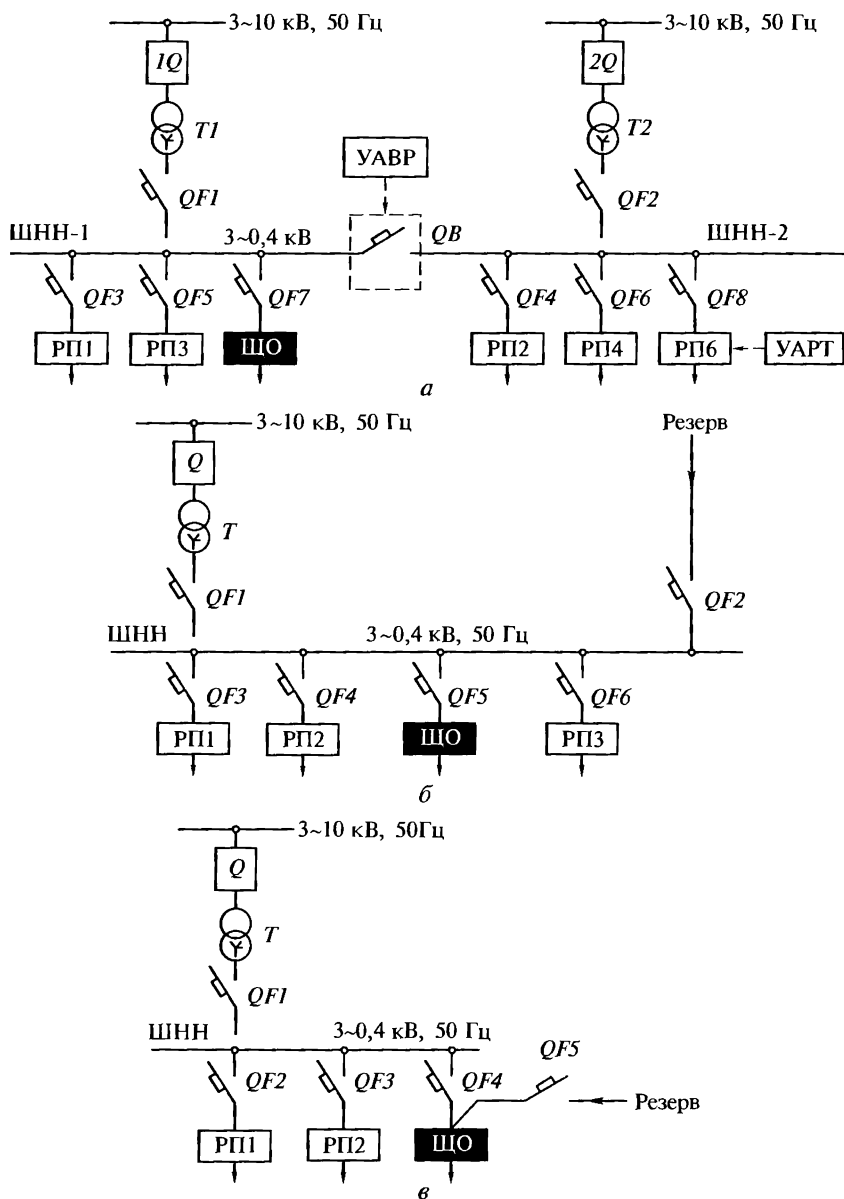


Рис. 2.1. Варианты цеховых схем электроснабжения потребителей первой (а), второй (б) и третьей (в) категорий:

УАВР — устройство автоматического включения резерва; УАПТ — устройство автоматической разгрузки по току; ШНН — шина низшего напряжения; РП — распределительный пункт; ШО — щит освещения (рабочего); Q — силовой выключатель высокого напряжения; T — трехфазный трансформатор; QF — автоматический выключатель

К третьей категории относят все остальные электроприемники, для которых допустимы перерывы в электроснабжении на время ремонта поврежденного элемента системы электроснабжения (рис. 2.1, в), но не более одних суток.

Появление новых химических производств, высокопроизводительных металлургических агрегатов и ряда других электроприемников выдвигает необходимость распространения требований первой категории при проектировании на все большее число потребителей. При этом, чтобы избежать излишних затрат, целесообразно подразделить электроприемники, отнесенные к первой категории, т.е. выделить среди них такие, которые должны быть отнесены к наивысшей категории.

В связи с этим в практику проектирования введена еще одна группа электроприемников, так называемая «особая группа первой категории». К ней относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых угрожает жизни и здоровью людей, взрывом, пожаром, порчей основного технологического оборудования. Для этих электроприемников кроме двух основных источников питания должен предусматриваться третий независимый источник, достаточный для безаварийной остановки производства. В качестве таких источников могут быть использованы небольшие дизельные электростанции, аккумуляторные батареи и т.п.

Схема электроснабжения электроприемников особой группы первой категории должна обеспечивать:

- постоянную готовность третьего независимого источника и автоматическое его включение при исчезновении напряжения на обоих основных источниках питания;

- перевод независимого источника в режим горячего резерва при выходе из работы одного из двух основных источников питания.

Мощность третьего независимого источника должна быть минимальной, обеспечивающей питание только электроприемников особой группы, необходимых для безаварийной остановки производства. К этим источникам не должны подключаться другие электроприемники.

Большинство промышленных предприятий имеет потребителей первой и второй категорий, поэтому их электроснабжение осуществляется не менее чем по двум линиям электропередачи. Наиболее целесообразны следующие две схемы:

- линии питания закреплены на отдельных опорах и идут по разным трассам;

- каждая подстанция питается от двух цепей линий, подвешенных на разных опорах.

Как исключение питание потребителей первой категории по одной двухцепной ЛЭП допускается только при отсутствии потребителей, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова предприятия. Пропускную способность линий

выбирают так, чтобы при выходе из строя одной из них оставшиеся обеспечивали бы питание потребителей первой и второй категорий, необходимых для работы основных цехов предприятия. При отсутствии точных данных о мощности потребителей первой и второй категорий пропускную способность линий, остающихся в работе при аварийном режиме, рекомендуется выбирать с обеспечением 60...80 % всей расчетной нагрузки.

2.3. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И СХЕМЫ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Конструктивное исполнение сетей. Сети напряжением до 1000 В различаются между собой конструкцией применяемых проводников, способами изоляции и прокладки. Классификация сетей по конструктивным признакам приведена на рис. 2.2.

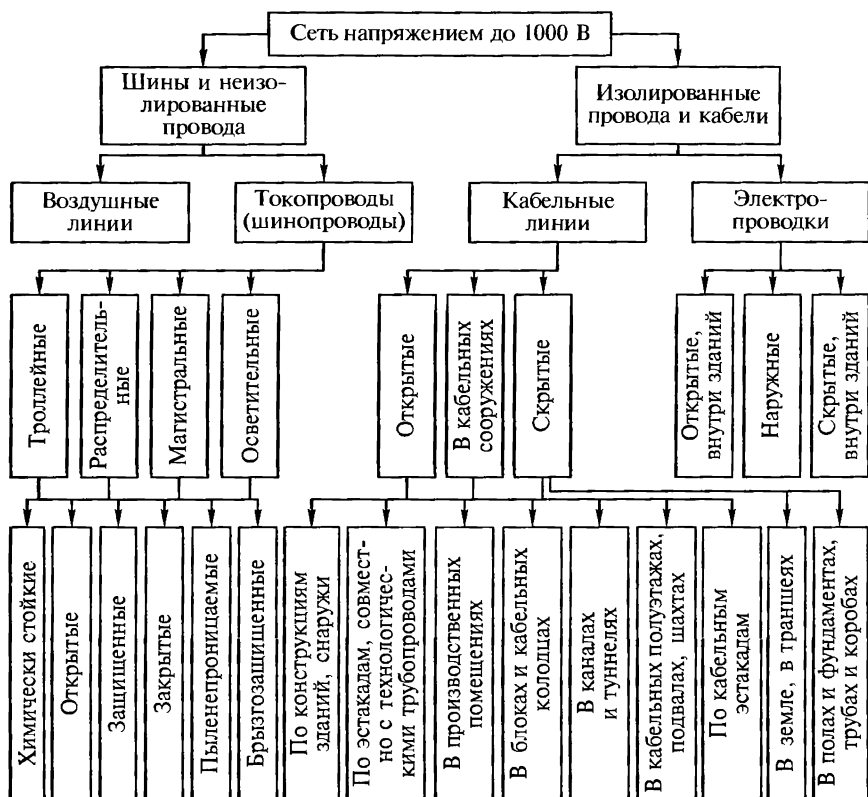


Рис. 2.2. Классификация сетей по конструктивным признакам

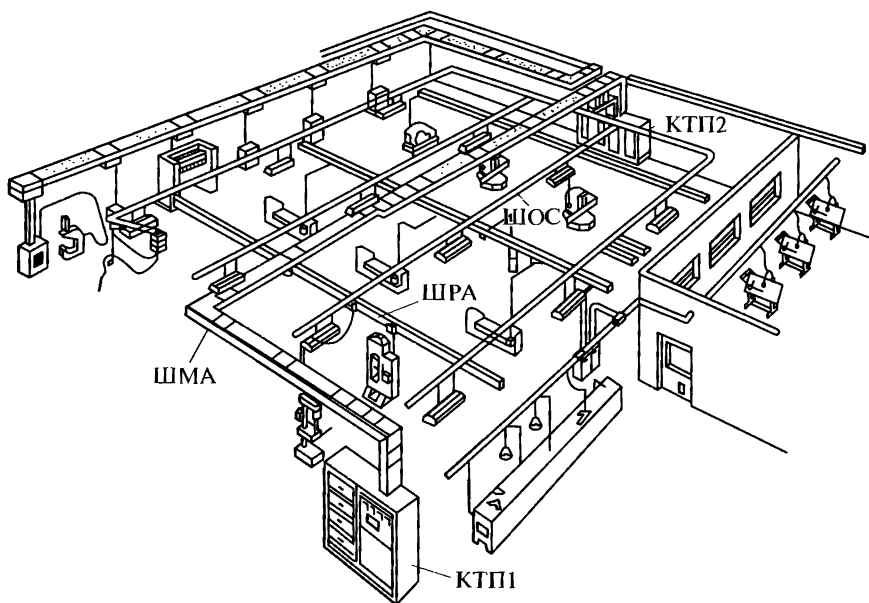


Рис. 2.3. Шинопроводы в цехе:

ШМА, ШРА, ШОС — соответственно магистральный, распределительный и осветительный шинопроводы; КТП — комплектная трансформаторная подстанция

Воздушные линии напряжением до 1000 В применяют в качестве сетей наружного освещения и питания отдельных мало-мощных потребителей, а также рабочих поселков.

Шинопроводы получили широкое распространение (рис. 2.3). Их разделяют на магистральные ШМА и распределительные ШРА (рис. 2.4). Для линий групповых распределительных сетей напряжением 380/220 В применяют осветительные шинопроводы ШОС (рис. 2.5), а для электропитания кранов — троллейные шинопроводы ШТМ.

Шинопроводы производят в виде секций, они имеют высокую монтажную готовность (рис. 2.6). Шины шинопроводов изготавливают из алюминия (алюминиевых сплавов) и реже из меди. Оболочки шинопроводов имеют различную форму, их выполняют из стали или алюминия (алюминиевых сплавов) и используют в некоторых случаях в качестве нулевого или заземляющего провода. Оболочка может быть сплошной или перфорированной.

В комплект шинопроводов входят коробки с коммутационно-защитной аппаратурой и контактами для присоединения питающего кабеля.

Шинопроводы устанавливают на опорные конструкции: напольные, настенные, потолочные, стойки, кронштейны, подвесы, за-

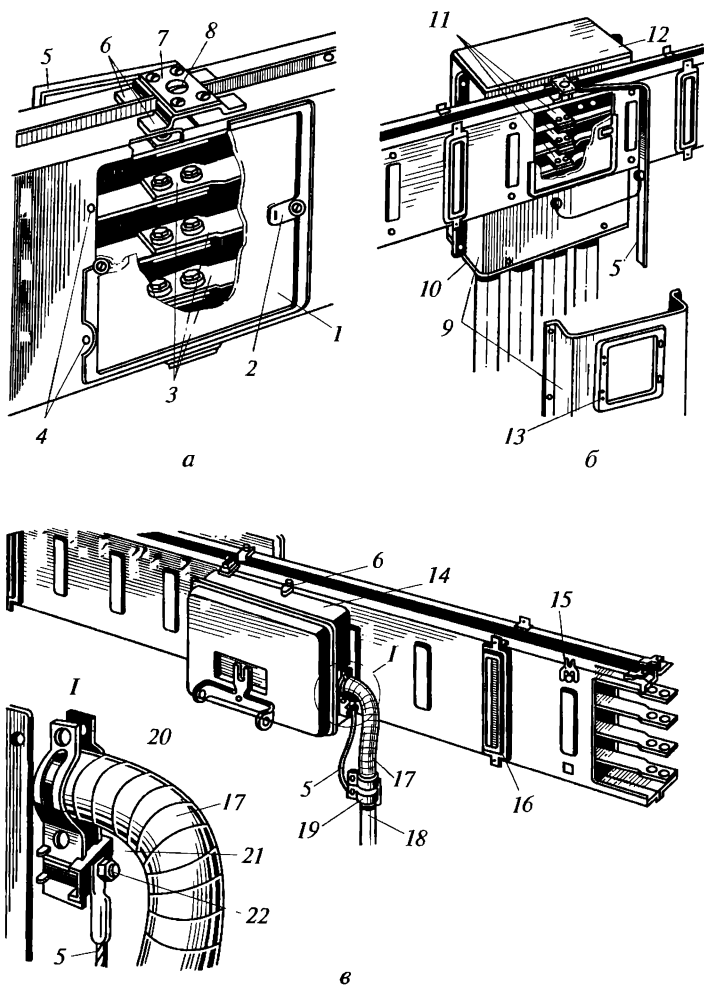


Рис. 2.4. Распределительный шинопровод ШРА:

а — соединение секций ШРА; *б, в* — вводная и ответвительная коробки; 1 — съемная крышка монтажного окна; 2 — прижим; 3 — концы стыкуемых секций; 4 — отверстия для крепления корпуса вводной коробки; 5 — проводник сети заземления; 6 — лапки; 7 — соединительная планка; 8 — отверстие для приварки планки к лапкам; 9 — задняя стенка вводной коробки; 10 — съемное дно; 11 — присоединительные элементы вводной коробки; 12 — вводная коробка; 13 — отверстие для ввода кабеля сверху; 14 — ответвительная коробка; 15 — вилка; 16 — заглушка; 17 — металлорукав; 18 — труба; 19 — муфта; 20 — скоба; 21 — швеллерообразный элемент; 22 — болт заземления

крепы. Ответвления от шинопроводов выполняют как шинопроводами, так и кабелями. Технические характеристики шинопроводов цехового электроснабжения приведены в табл. 2.2 — 2.5.

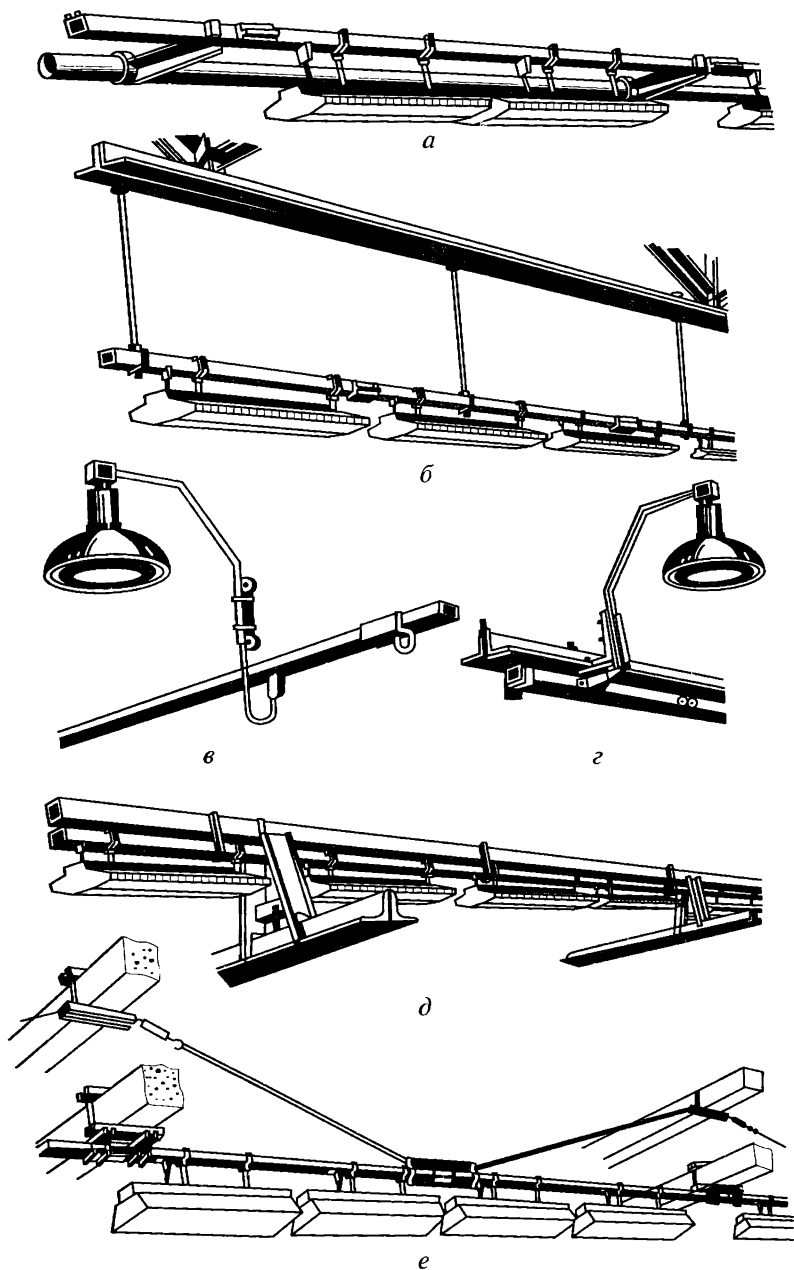


Рис. 2.5. Осветительный шинопровод ШОС:

а — установка на кронштейнах; *б* — подвеска на полосах; *в* — крепление к стене; *г* — крепление к ферме; *д* — укладка на несущей трубе; *е* — тросовое крепление секций

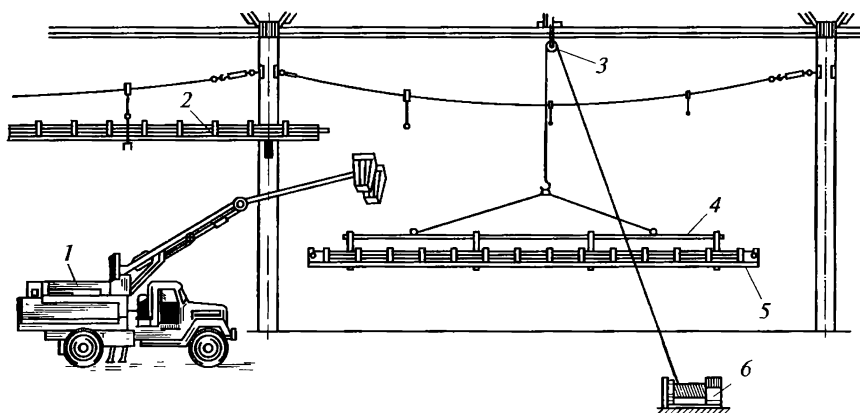


Рис. 2.6. Монтаж шинопровода ШМА с помощью автогидроподъемника АГП-12:

1 — автогидроподъемник; 2 — смонтированные секции ШМА; 3 — монтажный ролик; 4 — траверса с блоком ШМА; 5 — оттяжка; 6 — лебедка с электроприводом

Кабельные линии чаще всего применяют для выполнения сети внутри предприятий и цехов (табл. 2.6). Наиболее широко используют небронированные кабели. При прокладке кабелей внутри зданий их располагают открыто по стенам, колоннам, конструкциям, в блоках, трубах, каналах, лотках и коробах.

Электропроводки — распространенный вид сетей. Электропроводками принято называть сети постоянного и переменного

Таблица 2.2. Технические характеристики магистральных шинопроводов переменного тока

Показатель	ШМА-16	ШМА-73	ШМА-68Н	
Номинальный ток, А	1600	1600	2500	4000
Номинальное напряжение, В	380/220	660	660	660
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	70	70	70	100
Активное сопротивление на фазу, Ом/км	0,018	0,031	0,027	0,013
Реактивное сопротивление на фазу, Ом/км	0,012	0,017	0,023	0,020
Число и размеры, мм, шин на фазу	2(100×10)	2(90×8)	2(120×10)	2(160×10)
Число и площадь сечения нулевых проводов, мм ²	—	2×710	2×640	2×640
Максимальное расстояние между точками крепления, мм	6000	6000	3000	3000

Таблица 2.3. Технические характеристики распределительных шинопроводов переменного тока

Показатель	ШРА-73			ШРА-75	ШРА-74	
Номинальный ток, А	250	400	630	250	400	630
Номинальное напряжение, В	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220
Активное сопротивление на фазу, Ом/км	0,20	0,13	0,085	0,15	0,15	0,14
Реактивное сопротивление на фазу, Ом/км	0,10	0,10	0,075	0,20	0,20	0,10
Размеры шин на фазу, мм	35×5	50×5	80×5	35×5	50×5	80×5

Таблица 2.4. Технические характеристики троллейных шинопроводов переменного тока

Показатель	ШТМ-73, ШТА-75	ШТМ-75, ШТА-75	ШТА-76
Номинальный ток, А	250	400	100
Номинальное напряжение, В	660	660	36...380
Частота, Гц	50...60	50...60	17...60
Номинальный ток токосъемной каретки, А	—	—	17,25
Номинальный ток токосъемной каретки со сборкой зажимов, А	25	100	—
Номинальный ток спаренной токосъемной каретки, А	—	—	15,4
Номинальный ток спаренной токосъемной каретки со сборкой зажимов, А	50	20	—
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	10	15	5
Число шин	3	3	4

Таблица 2.5. Технические характеристики осветительных шинопроводов переменного тока

Показатель	ШОС-2-25-44	ШОС-4-25-44	ШОС-80-43
Номинальный ток, А	25	25	16
Номинальное напряжение, В	220	380/220	220
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	3	3	3

Таблица 2.6. Области применения силовых кабелей с бумажной, пластмассовой и резиновой изоляцией при отсутствии механических воздействий в процессе эксплуатации

Место прокладки	Условия среды		Кабели с бумажной изоляцией	Кабели с пластмассовой и резиновой изоляцией
	Коррозийная активность	Блуждающие токи		
В земле (траншеях)	Низкая	Нет	ААШв, ААШп, ААБл, АСБ	АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ, АВББ, АПВБ, АПсВБ, АППБ, АПвПБ, АПсПБ, АПБбШв, АПвБбШв, АВБбШв, АВБбШп, АПсБбШв, АПАШв, АВАШп, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл
		Есть	ААШв, ААШп, ААБ2л, АСБ	
	Средняя	Нет	ААШв, ААБл, ААШп, ААБ2л, АСБ, АСБл	
		Есть	ААШв, ААБв, ААШп, ААБ2л, АСБ2л, АСБл	
	Высокая	Нет	ААБ2лШв, АСБл, ААБ2лШп, ААБв, АСБ2л	
		Есть	ААШп, ААБв, АСБ2л, АСБ2лШв	
В помещениях (туннелях, каналах и др.): сухих сырых пожаро-опасных	Нет	Нет	ААГ, ААШв	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПвВГ, АПВГ, АПсВГ, АПсВГ
	Слабая	»	ААШв	
	Средняя и высокая	»	ААШв, АСШв	
	Нет	»	ААГ, ААШв	АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АПсВГ, АНРГ, АСРГ
Во взрыво-опасных зонах	»	»	СБГ, СБШв	ВВГ, ВРГ, НРГ, СРГ

Примечание. П — полиэтиленовая; Пс — из самозатухающего полиэтилена; Пв — из вулканизируемого полиэтилена; Пвс — из вулканизируемого самозатухающего полиэтилена; Н — из найритовой (негорючей) резины; Ш — шланг; л, 2л — усиленная и особо усиленная подушка под оболочкой.

**Таблица 2.7. Выбор вида электропроводки
и способа прокладки по условиям пожарной безопасности**

Вид электропроводки	Способ прокладки по основаниям и конструкциям из материалов		
	сгораемых	трудно- сгораемых	несгораемых
<i>Открытые электропроводки</i>			
Незащищенные провода	На изоляторах или с подкладкой под прово- да негорючих материалов*	Непосред- ственно	Непосред- ственно
Защищенные провода и кабе- ли в оболочке из материалов: сгораемых трудногорюче- мых несгораемых	То же Непосредственно	То же »	То же »
	То же	»	»
Трубы и короба из материалов: сгораемых трудногорюче- мых несгораемых	Прокладка запрещается		
	Прокладка запрещается Непосредственно	Непосред- ственно То же	Непосред- ственно То же
<i>Скрытые электропроводки</i>			
Незащищенные провода	С подкладкой негорюче- мых материалов* и последующим зашту- катуриванием или за- щитой со всех сторон сплошным слоем других несгораемых материалов	»	»
Защищенные провода и кабе- ли в оболочке из материалов: сгораемых трудногорюче- мых несгораемых	То же	»	»
	С подкладкой из негорюче- мых материалов*	»	»
	Непосредственно	»	»

Вид электропроводки	Способ прокладки по основаниям и конструкциям из материалов		
	сгораемых	трудно-сгораемых	несгораемых
Трубы и короба из материалов: сгораемых	Прокладка запрещается С подкладкой под трубы несгораемых материалов* и последующим заштукатуриванием*** Непосредственно	В сплошном слое несгораемых материалов**	
трудносгораемых		Непосредственно	Непосредственно
несгораемых		То же	То же

* Подкладка из несгораемых материалов должна выступать с каждой стороны провода, кабеля, трубы или короба не менее чем на 10 мм.

** Сплошным слоем несгораемого материала вокруг трубы (короба) может быть слой штукатурки, алебастра, цементного раствора или бетон толщиной не менее 10 мм.

*** Заштукатуривание трубы осуществляется сплошным слоем штукатурки, алебастра и т. п. толщиной не менее 10 мм над трубой.

тока напряжением до 1000 В, выполненные изолированными проводами, а также небронированными кабелями с небольшой площадью сечения (до 16 мм²), резиновой или пластмассовой изоляцией жил. Их можно прокладывать открыто, в стальных и пластмассовых (винипластовых, полиэтиленовых, полипропиленовых) трубах, на тросах (табл. 2.7).

Открытая прокладка проводов (табл. 2.8) предпочтительна с точки зрения электромонтажных работ. Но в ряде случаев она недопустима (высокое содержание пыли, воздействия тепловых излучений) или неудобна в эксплуатации.

Трубная прокладка проводов и кабелей позволяет надежно защитить их от механических повреждений и воздействий агрессивных сред, а также выполнить проводку по кратчайшим расстояниям. Однако такой способ прокладки приводит к удорожанию сети.

Сети передвижных приемников электроэнергии (например, кранов) состоят из троллейных и кабельных (из гибких шлангов) линий. Троллеи выполняют из круглой, полосовой или уголкового стали, а при больших токах обеспечивают подпитку по алюминиевой ленте, присоединенной к троллеям в нескольких местах.

Гибкие шланговые кабели применяют для питания передвижных приемников, перемещающихся на небольшие расстояния или эксплуатирующихся в пожароопасных помещениях. Кабель (марки КРПТ или ГРШ) наматывают на барабан с пружиной или же

Таблица 2.8. Конструкция и область применения медных и алюминиевых проводов

Марка провода	Конструкция	Область применения
ПР, АПР	Одножильный, с резиновой изоляцией, в пропитанной оплетке из хлопчатобумажной ткани	Для открытой прокладки на изоляторах, в коробах и на лотках
ПВ, АПВ	То же, но с поливинилхлоридной изоляцией	То же, а также для прокладки в трубах (открыто и скрыто) и в каналах строительных конструкций
ПРТО, АПРТО	То же	Для прокладки в стальных и изоляционных трубах
ПВТО	»	Для прокладки в стальных трубах
АПРВ	С резиновой изляцией, в полихлорвиниловой оболочке	Для прокладки на лотках, в трубах и коробках, в каналах строительных конструкций
ПРГ, КГ	Гибкий, одножильный, с резиновой изоляцией	Для подвижной электропроводки
ПРВ	То же, но с поливинилхлоридной изоляцией	То же
НУМ, ППВ, АППВ	Двух- и трехжильный, с поливинилхлоридной изоляцией и перемычкой между жилами. плоский	Для открытой прокладки по стенам и перекрытиям
ППВС, АППВС	То же	Для беструбной скрытой прокладки
АРТ	Провода с несущим тросом, с алюминиевыми жилами, резиновой изоляцией	Для тросовой прокладки внутри помещений в сетях напряжением до 1000 В
АВТ	То же, но с утолщенной поливинилхлоридной изоляцией	Для наружной прокладки в сетях напряжением 380 В
РКГМ	Провод гибкий, жила изолирована кремнийорганической резиной с оплеткой из стекловолокна	Для выводов электродвигателей и аппаратов напряжением до 380 В, работающих в условиях повышенных температур (до 180 °С)
ШР	Шнур из двух гибких жил с резиновой изоляцией	Осветительная сеть напряжением 220 В с передвижными токоприемниками

Примечание. Провода, марки которых начинаются на букву А, — алюминиевые, провода всех других приведенных марок — медные.

подвешивают на роликах вдоль пути движения. Такая схема обеспечивает работу передвижных механизмов без искрения. В цехах с несколькими кранами применяют также троллейные токопроводы марки ШТМ.

Сети сварочных установок питают приемники с очень низким коэффициентом мощности. Поэтому для снижения потерь напряжения в них требуются проводники с малым индуктивным сопротивлением (0,02...0,07 Ом/км). К таким проводникам относятся многожильные кабели, двухжильные провода АПРТО, прокладываемые в трубах, закрытые шинопроводы со спаренными фазами.

Сети пожароопасных помещений и установок должны выполняться защищенными изолированными проводниками — трубчатыми проводами в металлических оболочках, проводами в стальных трубах, кабелями с металлической, полихлорвиниловой или найритовой оболочкой, изолированными проводами на тросах. Все соединения проводников должны быть в специальных коробках из жаростойкой пластмассы или стали с непроницаемыми для пыли уплотнениями. Применение пластмассовых груб запрещается.

Сети взрывоопасных помещений и установок должны выполняться бронированными или небронированными кабелями, проложенными в стальных трубах, либо изолированными проводами в стальных трубах.

Вид прокладки проводов определяется классом помещения и наличием или отсутствием механических и химических воздействий на проводку.

Для протяжки, соединения и ответвления проводов, прокладываемых в стальных трубах во взрывоопасных помещениях классов В-Іб, В-Іг, В-Іа, применяют пыленепроницаемые коробки, а для перехода с кабеля на изолированный провод с площадью сечения 35 мм² и выше — чугунные коробки, заливаемые компаундной массой. Для соединения и ответвления проводов, проложенных в стальных трубах, применяют специальные фитинги во взрывонепроницаемом исполнении.

Плотность соединений стальных труб электропроводки после монтажа испытывают под избыточным давлением от 0,05 до 0,25 МПа в зависимости от класса помещения, причем в течение 3 мин давление не должно снижаться более чем на 50 %.

Площади сечения проводов и кабелей на ответвлениях к короткозамкнутым электродвигателям напряжением до 1000 В, установленным во взрывоопасных установках (за исключением помещений класса В-Іб и наружных установок класса В-Іг), должны быть такими, чтобы длительно допустимый для них ток превышал номинальный ток электродвигателя не менее чем на 25 %. Номинальный ток плавких вставок предохранителей и ток уставки автоматов следует выбирать по возможности наименьшим, но

с учетом кратковременного толчка тока (при пуске, самозапуске) и не меньше расчетного тока.

В помещениях и наружных установках классов В-I и В-Iа должны прокладываться провода и кабели с медными жилами, а в помещениях и установках остальных классов могут применяться провода как с медными, так и с алюминиевыми жилами.

Все электрические силовые цепи переменного тока во взрывоопасных установках всех классов независимо от числа фаз этих цепей при глухозаземленной нейтрали питающего источника должны выполняться с отдельной жилой провода или кабеля, предназначенной для заземления. Это повышает надежность работы электрической защиты и снижает напряжение прикосновения. Заземляют все элементы электроустановок, в том числе и те, которые не требуется заземлять в невзрывоопасных зонах.

Схемы электрических сетей. Сети напряжением до 1000 В осуществляют распределение электроэнергии внутри промышленных предприятий и установок и непосредственное питание большинства приемников электроэнергии. Схема сети определяется технологическим процессом производства, взаимным расположением источника питания подстанций и приемников электроэнергии и их единичной установленной мощностью.

К сетям напряжением до 1000 В, как и ко всякой электрической сети, предъявляют следующие требования. Они должны:

обеспечивать необходимую надежность электроснабжения (см. подразд 2.2);

быть удобными, простыми и безопасными в эксплуатации;

требовать минимальных приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию;

удовлетворять условиям окружающей среды;

обеспечивать применение промышленных методов монтажа.

Схемы электрических сетей бывают радиальными, магистральными и смешанными.

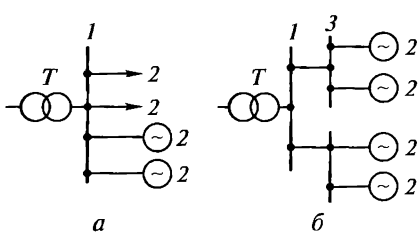


Рис. 2.7. Радиальные схемы сетей напряжением до 1000 В:

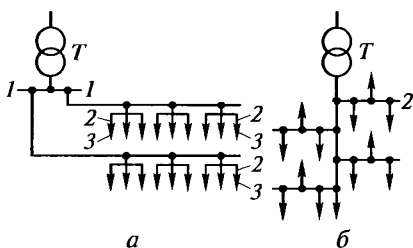
a — одноступенчатая; *б* — двухступенчатая; 1 — распределительный щит; 2 — приемники электроэнергии; 3 — распределительный пункт

Радиальные схемы (рис. 2.7) характеризуются тем, что от источника питания, например от распределительного щита 1, отходят линии, питающие непосредственно мощные приемники электроэнергии 2 или отдельные распределительные пункты 3, от которых по самостоятельным линиям питаются более мелкие приемники 2.

Примерами радиальных схем могут служить сети насосных или компрессорных станций, а также

Рис. 2.8. Магистральные схемы сетей напряжением до 1000 В:

a — с сосредоточенными нагрузками;
б — трансформатор — магистраль; 1 — распределительный щит; 2 — распределительный пункт; 3 — приемники электроэнергии



сети взрыво- и пожароопасных помещений и установок. При радиальных схемах используются изолированные провода и кабели.

Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания отдельных потребителей, так как при аварии отключается только поврежденная линия. Все потребители могут потерять питание только при повреждении на сборных шинах.

Радиальные схемы позволяют легче решать задачи автоматизации. Однако сети, построенные по таким схемам, требуют больших капитальных вложений из-за значительного расхода проводов и кабелей, большого количества защитной и коммутационной аппаратуры и обладают худшими экономическими показателями.

Магистральные схемы (рис. 2.8, *a*) находят наибольшее применение при равномерном распределении нагрузки от распределительных щитов 1 и при питании приемников электроэнергии 3 одного технологического агрегата или одного технологического процесса. Магистраль выполняют кабелями, проводами, шинпроводами и присоединяют к распределительным щитам 1 подстанции или непосредственно к трансформатору при схеме трансформатор — магистраль (рис. 2.8, *б*).

Магистральная схема менее надежна, чем радиальная, поскольку при повреждении магистрали происходит отключение всех потребителей, присоединенных к ней. Применение резервирования по сети устраняет этот недостаток.

В отдельных случаях, когда требуется высокая степень надежности питания приемников электроэнергии, применяется двухстороннее питание магистральной линии.

В чистом виде радиальные и магистральные схемы применяются редко. Наибольшее распространение получили *смешанные схемы*, сочетающие в себе элементы магистральных и радиальных схем и позволяющие рациональнее использовать преимущества тех и других.

Для повышения надежности применяют схемы с взаимным резервированием, устройством перемычек между отдельными магистралями или соседними подстанциями при радиальном питании.

Сети электрического освещения промышленных предприятий потребляют значительное количество электроэнергии. Питание их

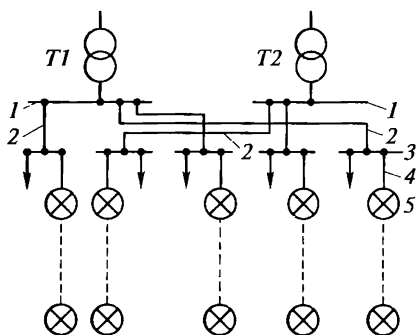


Рис. 2.9. Схема сети электрического освещения:

1 — распределительный щит; 2 — линия питания; 3 — групповой распределительный пункт; 4 — групповая линия; 5 — светильник

в большинстве случаев осуществляется от общих трансформаторных подстанций (ТП), но линии сетей освещения прокладываются отдельно от силовых линий. Радиальные линии освещения подключают к распределительному щиту 1 (рис. 2.9), а при схеме трансформатор — магистраль — в самом начале магистрали силовой сети. По линиям питания 2 напряжение подается на групповые распределительные пункты 3, от которых по групповым линиям 4 получают питание соединенные по магистральной схеме светильники 5. Чтобы при отключении одного источника питания работа цеха не прерывалась из-за отсутствия освещения, создается перекрестное питание групповых линий.

Цепь аварийного освещения подключают к отдельному независимому источнику — к ТП соседней сети, аккумуляторной батарее, дизельной станции и т. п.

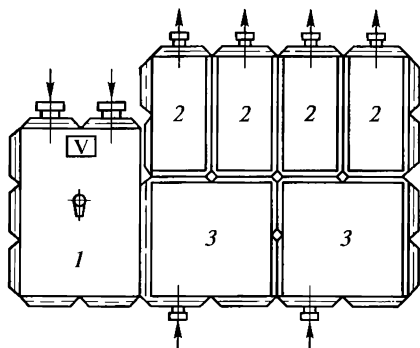
2.4. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

В цехах промышленных предприятий для распределения электроэнергии, защиты электроустановок и цепей при перегрузках, а также для редких включений и отключений электрических цепей широко применяют комплектные распределительные устройства серии РУС-Е. Ящики с электрическими аппаратами, приборами и сигнальными устройствами собирают в типовые блоки (рис. 2.10).

Указанные устройства разделяют по номинальному току и напряжению, электрическим схемам, напряжению цепи управления, конструктивному исполнению, току уставки выключателя, степени защиты и климатическому исполнению. Электрический монтаж блоков осуществляют через соединительные окна, расположение которых зависит от схемы сборки. Блоки в сборках соединяют болтами. Сборки монтируют непосредственно на стене или металлическом каркасе. Если длина сборки не превышает 4 м, ее

Рис. 2.10. Комплексное распределительное устройство РУС-Е:

1 — РУС 8116-6300-А54У; 2 — РУС 8102-А54У1; 3 — РУС8102-4300-А54У1



поставляют на одном каркасе, если превышает 4 м — отдельными секциями.

Для приема и распределения электроэнергии в промышленных установках трехфазного тока на напряжение до 380 В с защитой отходящих линий предохранителями применяют распределительные силовые шкафы ШРС.

В этих шкафах предусмотрен ввод (вывод) проводов и кабелей снизу и сверху. Сечение жил проводов или кабелей, присоединяемых к одному вводному зажиму, для шкафа на номинальный ток 250 А составляет 2×95 , на 400 А — $2 \times 150 \text{ мм}^2$.

Для защиты силовых и осветительных сетей напряжением 380 и 220 В используются распределительные пункты ПР8501, ПР8701 и ПР11.

Распределительные пункты ПР11 чаще применяют в осветительных сетях, ПР8501 — для распределения электроэнергии при переменном токе частотой 50 и 60 Гц напряжением до 660 В, а ПР8701 — при постоянном токе напряжением до 220 В и для обеспечения защиты линий при перегрузках и коротких замыканиях.

По виду установки пункты бывают следующих исполнений: утопленные — для установки в нишах;

навесные — для установки на стенах, колоннах и других подобных конструкциях;

напольные — для установки на полу.

Степень защиты пунктов:

IP20 — при открытых дверцах для всех исполнений;

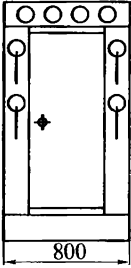
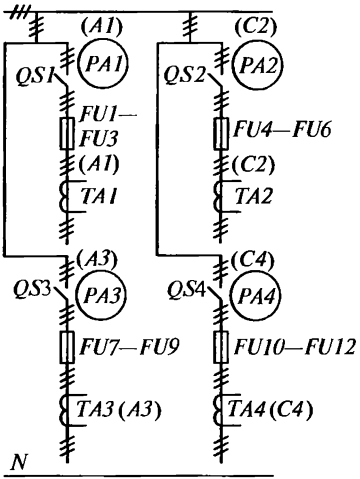
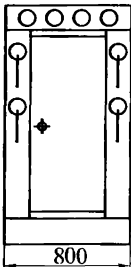
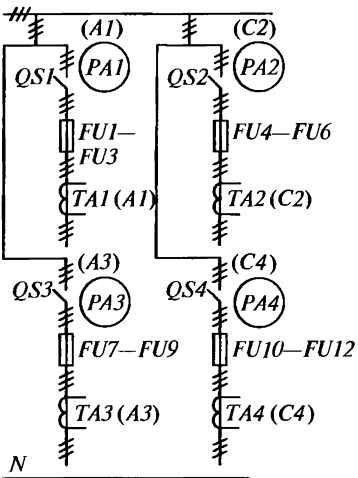
IP21 — при закрытых дверцах для утопленного исполнения;

IP21 и IP54 — при закрытых дверцах для напольного и навесного исполнений.

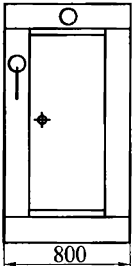
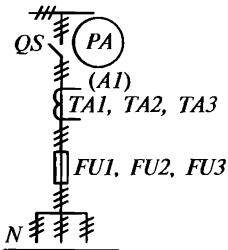
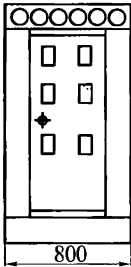
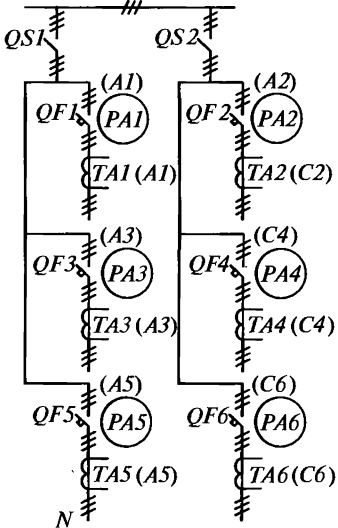
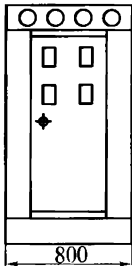
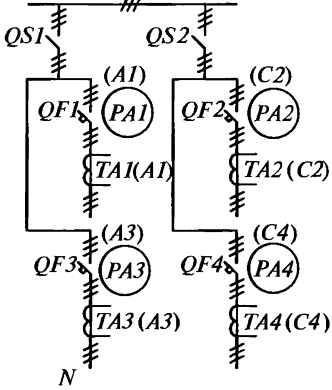
Для пунктов напольного исполнения степень защиты со стороны свободного проема обеспечивается потребителем при установке.

Пункты ПР8501 и ПР8701 укомплектовывают однополюсными линейными нетокоограничивающими выключателями ВА51-31-1 с расцепителями на токи 6,3... 100 А и трехполюсными выключа-

Таблица 2.9. Электрические схемы панелей серии ЩО-70

Тип панели	Вид с фасада	Принципиальная схема первичных соединений
ЩО 70-1-01УЗ, ЩО 70-2-01УЗ, ЩО 70-3-01УЗ		
ЩО 70-1-02УЗ, ЩО 70-2-02 УЗ, ЩО 70-3-02 УЗ ЩО 70-1-03УЗ, ЩО 70-2-03УЗ, ЩО 70-3-03УЗ		

Элементы на принципиальной схеме		Ширина × глубина, мм
Обозначение	Наименование	
<i>PA1, PA2</i> <i>PA3, PA4</i> <i>QS1, QS2</i> <i>QS3, QS4</i> <i>FU1—FU6</i> <i>FU7—FU12</i> <i>TA1, TA2</i> <i>TA3, TA4</i>	Амперметры 100/5 А То же, 200/5 А Разъединители 100 А То же, 250 А Предохранители 100 А То же, 250 А Трансформаторы тока 100/5 А То же, 200/5 А	800 × 600
<i>PA1 — PA4</i> <i>QS1—QS4</i> <i>FU1—FU12</i> <i>TA1—TA4</i>	Амперметры 200/5 А Разъединители 250 А Предохранители 250 А Трансформаторы тока 200/5 А	800 × 600
<i>PA1, PA2</i> <i>PA3, PA4</i> <i>QS1, QS2</i> <i>QS3, QS4</i> <i>FU1—FU6</i> <i>FU7—FU12</i> <i>TA1, TA2</i> <i>TA3, TA4</i>	Амперметры 200/5 А То же, 400/5 А Разъединители 250 А То же, 400 А Предохранители 250 А То же, 400 А Трансформаторы тока 200/5 А То же, 400/5 А	800 × 600

Тип панели	Вид с фасада	Принципиальная схема первичных соединений
ЩО 70-1-04УЗ, ЩО 70-2-04УЗ, ЩО 70-3-04УЗ		
ЩО 70-1-05УЗ, ЩО 70-2-05УЗ, ЩО 70-3-05УЗ, ЩО 70-1-06УЗ		
ЩО 70-1-07УЗ, ЩО 70-2-07УЗ, ЩО 70-3-06УЗ		

Элементы на принципиальной схеме		Ширина × глубина, мм
Обозначение	Наименование	
<i>PA</i> <i>QS</i> <i>FU1—FU3</i> <i>TA1—TA3</i>	Амперметр 600/5 А Разъединитель 600 А Предохранители 600 А Трансформаторы тока 600/5 А	600 × 600 800 × 600
<i>PA1—PA6</i> <i>QS1, QS2</i> <i>QF1—QF6</i> <i>TA1—TA6</i>	Амперметры 100/5 А Разъединители 400 А Выключатели автоматические 100 А Трансформаторы тока 100/5 А	800 × 600
<i>QS1, QS2</i> <i>PA1—PA4</i> <i>QF1—QF4</i> <i>TA1—TA4</i>	Разъединители 400 А Амперметры 200/5 А Выключатели автоматические 200 А Трансформаторы тока 200/5	800 × 600

телями ВА51-31 и ВА51-35 с расцепителями на токи 6,3... 100 А и 100... 250 А соответственно.

Пункты изготовляют как с выключателями ввода, так и без них (с вводными зажимами). Используют следующие выключатели ввода:

ВА51-33, ВА51-35, ВА51-37, ВА51-39 — нетокоограничивающие с тепловыми и электромагнитными расцепителями тока;

ВА55-37 и ВА55-39 — селективные с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока;

ВА56-37, ВА56-39 — без максимальных расцепителей тока.

Встраиваемые в пункты выключатели на отходящих линиях устанавливают в любом сочетании по номинальному току расцепителя.

При этом одновременная суммарная нагрузка выключателей по току не должна превышать номинальный рабочий ток пункта. Пункты насчитывают 157 схем для переменного тока и 65 схем для постоянного тока [6].

Для комплектования распределительных устройств на напряжение 380/220 В трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью применяют распределительные панели серии ЩО-70.

Их используют при изготовлении щитов, предназначенных для приема электроэнергии и защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания. Панели изготовляют с ошиновкой, имеющей следующую электродинамическую стойкость (амплитудное значение): для комплектования щитов, рассчитанных на мощность до $630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ — 30 кА (ЩО 70-1УЗ); свыше $630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ — 50 кА (ЩО 70-2УЗ и ЩО 70-3УЗ). На панелях предусмотрены как кабельные, так и шинные вводы.

Новые панели ЩО 70-3УЗ в отличие от серийно выпускаемых панелей ЩО 70-1УЗ и ЩО 70-2УЗ имеют меньшую высоту, что позволяет транспортировать их в крытых вагонах и большегрузных контейнерах собранными в блоки, т.е. с более высокой монтажной готовностью.

Электрические схемы панелей ЩО 70-1УЗ и ЩО 70-2УЗ, а также их аналога; ЩО 70-3УЗ приведены в табл. 2.9.

2.5. ОФОРМЛЕНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ ВНУТРИЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для каждого цеха или крупного технологического агрегата схемы сетей низкого напряжения (ниже 1000 В) разрабатывают отдельно. Их выполняют на отдельных чертежах по роду тока (постоянный или переменный), по величине номинальных напряжений и по назначению (питающие, распределительные и спе-

Питающая сеть		
Распределительное устройство	АЗ (выкл.) на вводе	Тип
	$\frac{I_{н.а}(I_{н.п}), А}{I_y(I_y), А}$	
Отходящая линия	АЗ на линии	Тип
	$\frac{I_{н.а}(I_{н.п}), А}{I_y(I_y), А}$	
Электроприемник	Марка проводника Длина, м	
	Обозначение	
	№ на плане	
	Тип (при его наличии)	
	Р, кВт	
	$\frac{I_{н}}{I_{пуск}}, А$	
Наименование электро-оборудования		

РП2		3~380 В, 50 Гц	
ПР 85-3051-21-УЗ		ВА 51-33-3	
СШ (сборные шины)		$\frac{160}{80}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{31,5}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
$\frac{100}{16}$		$\frac{100}{16}$	
ВА 51-31-3		ВА 51-31-3	

циальные). К специальным относят, например, сети повышенной частоты, сварочных аппаратов, динамического торможения и др.

На схеме питающей сети (рис. 2.11) должны быть показаны источники ее питания (генераторы, трансформаторы, полупроводниковые выпрямители и т.п.) со сборными шинами их распределительных устройств (силовых щитов, комплектных трансформаторных или преобразовательных подстанций), сборные шины щитов станций управления электродвигателями (ЩСУ), магистральные токопроводы и троллейные линии, распределительные пункты низкого напряжения (РП).

Кроме того, на схеме внутрицехового электроснабжения напряжением до 1000 В должны быть показаны отдельные электроприемники мощностью выше 50 кВт, получающие питание непосредственно от сборных шин трансформаторных или преобразовательных подстанций или от магистральных токопроводов и троллейных линий.

Рядом с графическими обозначениями на схеме наносят условные наименования питающих подстанций и трансформаторов, соответствующие схеме электроснабжения высокого напряжения, маркировки магистралей, указывают марки и сечения шин, проводов и кабелей.

Каждая схема питающей сети низкого напряжения должна содержать сведения об установленной мощности и расчетном токе нагрузки РП, к которым подключены электроприемники. Для большей наглядности схемы желательно основные подстанции, магистральные и троллейные линии размещать на чертеже так, как они в действительности расположены в цехе. Если при таком расположении элементов сети на чертеже не обеспечивается наглядность схемы, то нужно подобрать размещение, при котором схема читалась бы проще.

Приведенные на рис. 2.11 обозначения $I_{н.а}(I_{н.п})$ и $I_y(I_v)$ означают соответственно номинальный ток автоматического выключателя (предохранителя) и ток уставки расцепителя автоматического выключателя (плавкой вставки предохранителя) (подробнее см. подразд. 5.6).

Контрольные вопросы

1. Что такое электроприемник?
2. Какие электроприемники промышленных предприятий вы знаете?
3. Какими показателями характеризуется качество электроэнергии?
4. Какие характеристики надежности электроустановок используют при проектировании электроснабжения промышленных предприятий?
5. Как конструктивно выполняют сети напряжением до 1000 В промышленных предприятий?
6. Как выполняют схемы освещения промышленных предприятий?

7. Какие комплектные распределительные устройства применяют в цеховых сетях напряжением до 1000 В?

8. Расскажите об особенностях электропроводок, выполненных открыто, скрыто.

9. Перечислите способы прокладки кабельных линий.

10. В каких случаях обязательно применение проводников с медными жилами?

11. Каково назначение распределительных силовых пунктов? Какие силовые пункты вы знаете?

3.1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При разработке проекта электроснабжения промышленного предприятия необходимо определить электрическую нагрузку, передачу которой требуется обеспечить для нормальной работы объекта. В зависимости от этого значения, называемого *расчетной нагрузкой*, выбирают источник электроснабжения и все оборудование электрической сети: линии, трансформаторы, распределительные устройства. Неточность определения расчетной нагрузки приводит или к перерасходу шин, кабелей и проводов, или к низкой надежности электроснабжения.

Максимальная мощность, потребляемая группой приемников с переменной нагрузкой, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приемников. Это объясняется тем, что приемники не всегда загружаются на полную мощность, а их наибольшие нагрузки не совпадают по времени. Указанное обстоятельство следует иметь в виду при выборе элементов системы электроснабжения во избежание завышения их пропускной способности и стоимости. Необходимо также учитывать неравномерность электрических нагрузок по часам суток, дням недели и сезонам года. Следовательно, при расчете потребляемой мощности надо анализировать графики нагрузок.

Графиком нагрузки называется кривая изменения во времени тока I , активной P , реактивной Q или полной S мощности, потребляемых в процессе работы. При расчетах удобнее пользоваться графиками активной нагрузки $P(T)$.

В соответствии с принятой методикой графики нагрузок подразделяют на индивидуальные — для отдельных приемников электроэнергии (рис. 3.1 и 3.2) и групповые — для группы приемников электроэнергии (рис. 3.3).

Индивидуальные графики нагрузок обозначаются строчными буквами: $p(t)$, $q(t)$, $i(t)$; групповые графики нагрузок обозначают прописными буквами: $P(T)$, $Q(T)$, $I(T)$.

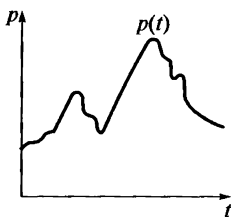


Рис. 3.1. Индивидуальный график активной нагрузки, полученный с помощью регистрирующего прибора

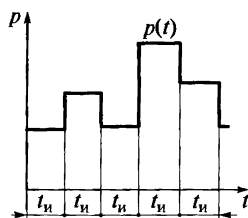


Рис. 3.2. Индивидуальный график активной нагрузки, полученный по показаниям счетчика активной энергии:

t_n — интервал времени

При n приемниках электроэнергии в группе

$$P(T) = \sum_{i=1}^n p_i(t); \quad Q(T) = \sum_{i=1}^n q_i(t);$$

$$I(T) = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_n} \approx \sum_{i=1}^n i_i(t), \quad (3.1)$$

где U_n — действительное значение номинального напряжения.

Приближенное равенство в выражении (3.1) справедливо лишь при близких значениях коэффициентов мощности отдельных приемников электроэнергии.

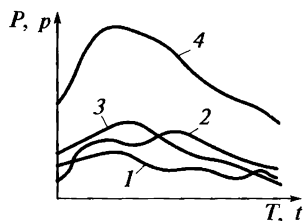
Индивидуальные графики необходимы для определения нагрузок мощных приемников электроэнергии (электрических печей, преобразовательных агрегатов главных приводов прокатных станов и т. п.).

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий используют, как правило, групповые графики нагрузок (от графиков нагрузок нескольких приемников электроэнергии до графиков нагрузок предприятия в целом).

На рис. 3.4 приведен групповой график $P(T)$ за наиболее загруженную смену, т. е. за смену, характеризующую наибольшим потреблением электроэнергии. Именно такие графики служат основой для анализа показателей нагрузки. На графике изменения

Рис. 3.3. Групповой и индивидуальные графики активной нагрузки:

1, 2, 3 — индивидуальные графики активной нагрузки соответственно $p_1(t)$, $p_2(t)$, $p_3(t)$; 4 — групповой график активной нагрузки $P(T) = p_1(t) + p_2(t) + p_3(t)$



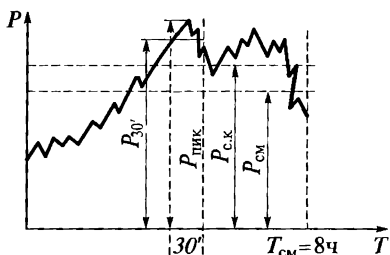


Рис. 3.4. Групповой график $P(T)$ за наиболее загруженную смену

активной нагрузки P показаны значения, которые требуется определять для расчетов систем электроснабжения: средняя нагрузка за смену $P_{см}$, средняя квадратичная нагрузка $P_{с.к.}$, пиковая нагрузка $P_{пик}$, максимальная нагрузка 30-минутной продолжительности $P_{30'}$.

Средней нагрузкой $P_{см}$ называется такая нагрузка, работая с которой в течение интересующего

промежутка времени (смена, сутки, год) электропотребитель потреблял бы то же количество электроэнергии, которое он потребляет в действительности при неравномерной нагрузке. В условиях эксплуатации эту нагрузку легко определить по показанию счетчика за интервал времени T . Средние за наиболее загруженную смену активная $P_{см}$, реактивная $Q_{см}$ нагрузки и ток $I_{см}$ определяются по формулам

$$\begin{aligned} P_{см} &= \mathcal{E}_a / T_{см}; \quad Q_{см} = \mathcal{E}_p / T_{см}; \\ I_{см} &= \sqrt{P_{см}^2 + Q_{см}^2} / \sqrt{3}U_n, \end{aligned} \quad (3.2)$$

где $\mathcal{E}_a$, $\mathcal{E}_p$ — соответственно активная и реактивная энергия за время смены $T_{см}$.

Среднюю квадратичную нагрузку $P_{с.к.}$ за интервал времени T можно получить из ступенчатого графика нагрузки, если воспользоваться выражением

$$P_{с.к.} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(T) dt} \approx \sqrt{\frac{P_1^2 T_1 + P_2^2 T_2 + \dots}{T_1 + T_2 + \dots}}, \quad (3.3)$$

где P_1 , P_2 — фактические активные нагрузки первого и второго единичных потребителей; T_1 , T_2 — фактическое время работы первого и второго потребителей.

По средней квадратичной нагрузке (мощности) рассчитывают потерю мощности, оценивают эффект снижения потерь мощности в сетях, а также выбирают элементы электрической сети с нестабильной нагрузкой, например в сварочных сетях.

Максимальная нагрузка заданной продолжительности представляет собой наибольшее ее значение из всех значений за заданный промежуток времени. Например, $P_{30'}$ — максимальная нагрузка получасовой продолжительности, остальные получасовые интервалы за всю смену менее загружены.

Максимальная кратковременная нагрузка продолжительностью несколько секунд называется *пиковой нагрузкой*. По $P_{пик}$ проверя-

ют колебания напряжения, выбирают уставки защиты, плавкие вставки предохранителей.

Чтобы найти расчетную нагрузку, надо заменить действительную переменную нагрузку такой максимальной постоянной нагрузкой, которая была бы эквивалентна фактической нагрузке по максимальной температуре нагрева проводников или по тепловому износу изоляции. Из этого определения следует, что расчетная нагрузка определяется как максимальная усредненная за определенный интервал времени нагрузка, а длительность этого интервала зависит от постоянной времени нагрева τ проводников. Время нагрева T , как известно, принимается равным трем постоянным времени нагрева, т. е. $T = 3\tau$. Исследования показали, что проводники малых и средних сечений в сетях промышленных предприятий имеют $\tau \approx 10$ мин, поэтому интервал усреднения расчетной максимальной нагрузки принят равным 30 мин. Таким образом, расчетную нагрузку P_p для выбора проводников и аппаратов электрической сети следует определять по получасовому максимуму:

$$P_p = P_{30}. \quad (3.4)$$

У проводников крупных сечений и мощного электрооборудования электросетей $3\tau \geq 10$ мин, поэтому выбор их по форму-

Таблица 3.1. Значения постоянной времени нагрева τ для проводов и кабелей с медными жилами

Площадь сечения медной жилы, мм ²	Значения τ , мин, для проводов с резиновой изоляцией				Значения τ , мин, для трехжильных бронированных кабелей с бумажной изоляцией на 1...3 кВ	
	одножильных, проложенных открыто на опорах	двух-жильных	трех-жильных	четырёх-жильных	проложенных в земле	проложенных на воздухе
		проложенных в одной трубе				
4	2,4	2,5	3	4	6	18
6	3	4	4,75	6,25	7,2	19,1
10	4,2	6,75	7,5	9,5	8,4	20,6
16	5,6	9,3	11	13,7	10,8	21,6
25	7,2	13	15,7	19,5	12	26,4
35	9	15,7	19,5	24	14,4	28,8
50	12	19	23,5	28,3	18	32,4
70	15	22	27,5	33	21,6	32,4
95	18,4	26,3	32	37,5	26,4	43
120	21,4	29,5	35,8	42	30	48
150	24,4	33,5	42	47	34,7	53
185	—	—	—	—	40	60
240	—	—	—	—	45	90

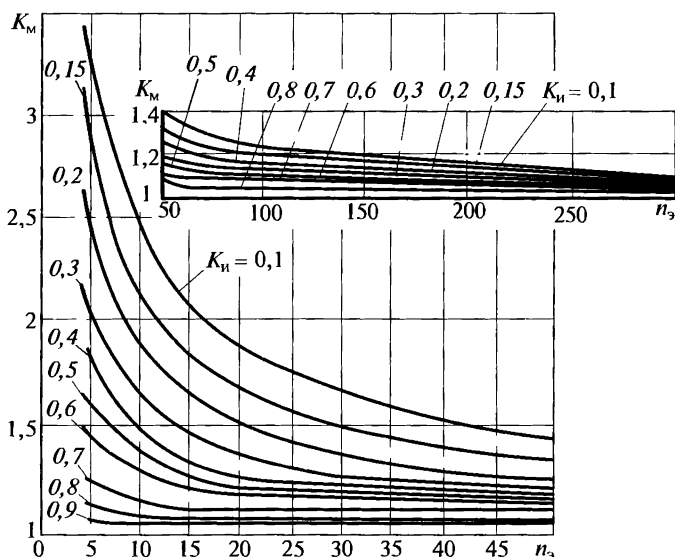


Рис. 3.5. График зависимости коэффициента максимума активной нагрузки K_M от коэффициента использования активной мощности K_n и эффективного числа приемников n_s

ле (3.4) дает несколько завышенные значения сечений токоведущих частей. «Руководящие указания по электроснабжению промышленных предприятий» допускают это как некоторый запас. Исключение составляют трансформаторы. Для них $\tau = 1,5 \dots 3$ ч и более, соответственно интервал усреднения получается равным $4,5 \dots 9$ ч. Поэтому за расчетную нагрузку при выборе трансформаторов принимают среднюю нагрузку за максимально загруженную смену:

$$P_{p.тр} = P_{см}. \quad (3.5)$$

При необходимости более точного учета влияния постоянной времени нагрева τ (например, при выборе площади сечения кабелей 70 мм^2 и выше) следует определить уточненное значение коэффициента максимума нагрузки $K_{м,р}$ и через него — расчетную мощность P_p . Расчеты выполняют в такой последовательности.

1. Определяют время усреднения расчетной нагрузки $T = 3\tau$ (табл. 3.1). Например, для кабелей с площадью сечения жил $150 \dots 185 \text{ мм}^2$ $\tau = 50$ мин, $T = 3\tau = 2,5$ ч.

2. Находят коэффициент максимума активной нагрузки $K_{м,р}$ для T -часового максимума нагрузки по формуле

$$K_{м,р} = 1 + \frac{K_M - 1}{\sqrt{2T}}, \quad (3.6)$$

где K_M — коэффициент максимума, рассчитанный для получасового максимума нагрузки (рис. 3.5, табл. 3.2).

Пусть для кабелей с площадью сечения жил $150 \dots 185 \text{ м}^2$, питающих группу приемников, $K_M = 1,5$. Тогда для 2,5-часового максимума

$$K_{M,p} = 1 + \frac{1,5 - 1}{\sqrt{2} \cdot 2,5} = 1 + \frac{0,5}{\sqrt{5}} \approx 1,22.$$

3. Определяют P_p . В данном примере для 2,5-часового максимума

$$P_p = K_{M,p} P_{cm} = 1,22 P_{cm}. \quad (3.7)$$

Без учета действительного значения $\tau_{30'}$ $P_{30'} = K_M P_{cm} = 1,5 P_{cm}$, т.е. расчетная нагрузка завышена в $1,5/1,22 = 1,23$ раза. Соответственно завышается и выбираемая площадь сечения жил кабеля.

Для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами при одинаковой площади сечения с медными жилами, одинаковой конструкции изолирующих и защитных покровов и одинаковом способе прокладки постоянную времени нагрева можно принять: для голых проводов $\tau_a = 0,7\tau_m$; для изолированных проводов $\tau_a = 0,85\tau_m$; для кабелей $\tau_a = 0,9\tau_m$, где τ_a и τ_m — постоянные времени нагрева проводов и кабелей соответственно с алюминиевыми и медными жилами.

Таким образом, при наличии графика нагрузки за наиболее загруженную смену (см. рис. 3.4) можно найти расчетную нагрузку

Таблица 3.2. Зависимость коэффициента максимума активной нагрузки K_M от эффективного числа приемников при различных значениях коэффициента использования активной мощности K_u

Эффективное число приемников	Значения K_M при K_u , равном:								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06
35	1,56	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,1	1,05
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02

как самую большую нагрузку, усредненную за 30 мин (или за другое время T), а для трансформаторов — как $P_{\text{см}}$. Но при проектировании электроснабжения новых предприятий такие графики отсутствуют. Поэтому необходимо пользоваться коэффициентами K_m , K_n , коэффициентом формы $K_{\text{ф}}$ (см. подразд. 3.2) и другими, полученными на действующих предприятиях того же профиля и приведенными в справочной литературе.

3.2. ПОКАЗАТЕЛИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

В результате исследования графиков нагрузки действующих предприятий получены безразмерные коэффициенты, характеризующие соотношения между суммарной номинальной (т.е. установленной) мощностью P_y , расчетной нагрузкой $P_p = P_{30'}$, средней $P_{\text{см}}$ и средней квадратичной $P_{\text{с.к}}$ нагрузками приемников различных групп.

Коэффициент использования K_n , характеризующий использование мощности приемников по сравнению с их номинальной мощностью, равен отношению средней нагрузки к суммарной номинальной мощности приемников:

$$K_n = \frac{P_{\text{см}}}{P_y} = \frac{P_1 T_1 + P_2 T_2 + \dots + P_n T_n}{P_n (T_1 + T_2 + \dots + T_n + T_0)} = \frac{\mathcal{E}_a}{\mathcal{E}_{\text{нб}}}, \quad (3.8)$$

где T_0 — время между периодами использования энергии; $\mathcal{E}_a$ — активная электроэнергия, потребляемая за наиболее загруженную смену; $\mathcal{E}_{\text{нб}}$ — электроэнергия, которая могла бы быть потреблена за смену при номинальной нагрузке всех приемников.

Коэффициент максимума активной нагрузки K_m равен отношению расчетной нагрузки группы приемников P_p к их средней нагрузке в наиболее загруженную смену $P_{\text{см}}$:

$$K_m = P_p / P_{\text{см}}. \quad (3.9)$$

Коэффициент максимума дает возможность перехода от средней нагрузки в наиболее загруженную смену к максимальной расчетной нагрузке P_p , т.е. представляет собой наиболее важный показатель графика нагрузки. Определение K_m проводится для групп приемников одинакового режима (что учитывается значением K_n) и в зависимости от эффективного числа электроприемников n_3 . Для практических расчетов построены кривые зависимости $K_m = f(K_n, n_3)$ (см. рис. 3.5, табл. 3.2).

Эффективное число приемников n_3 , которое необходимо знать для определения K_m — это приведенное число приемников в группе, однородных по мощности и режиму работы, которое заменяет действительное число приемников n , разнородных и по режиму, и по мощности. Число n_3 определяется как отношение квадра-

та суммарной номинальной мощности всей группы из n приемников к сумме квадратов номинальных мощностей всех отдельных приемников:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_1^n P_{ni} \right)^2}{\sum_1^n P_{ni}^2} = \frac{P_y^2}{\sum_1^n P_{ni}^2}, \quad (3.10)$$

где P_y — суммарная номинальная, т. е. установленная, мощность приемников электроэнергии, $P_y = \sum_1^n P_{ni}$.

Если в группе все приемники имеют одинаковую номинальную мощность P_n , то $n_3 = n$. Использование формулы (3.10) требует громоздких вычислений, если число приемников составляет сотни единиц. Поэтому разработаны следующие упрощенные способы определения n_3 для групп из пяти и более приемников.

1. Принимают $n_3 = n$, если самый большой и самый маленький приемники данной группы различаются по мощности не более чем в 3 раза. При этом самые мелкие приемники (в пределах 5 % $P_{н.м}$, где $P_{н.м}$ — номинальная мощность самого крупного приемника электроэнергии в группе) группы в расчет не берут.

2. Если коэффициент использования $K_{и} < 0,2$, то для определения n_3 пользуются табл. 3.2 или рис. 3.5. При $K_{и} \geq 0,2$

$$n_3 = 2 \sum_1^n (P_{ni} / P_{н.м}) = 2 \frac{P_y}{P_{н.м}}. \quad (3.11)$$

Если $n_3 > 200$ или $K_{и} > 0,8$, то допускается принимать $K_m = 1$.

Для участков электросети, питающих десятки приемников и более, т. е. для цеховых шинопроводов, трансформаторных подстанций и более высоких ступеней электроснабжения K_m находится в пределах от 1,05 до 1,25.

Коэффициент максимума значительно изменяется в зависимости от числа приемников при малых значениях n_3 . Поэтому при $n_3 < 4$ не пользуются коэффициентом максимума для определения P_p , а находят P_p как сумму номинальных мощностей приемников P_{ni} с учетом их коэффициента загрузки:

$$P_p = \sum \frac{P_{ni}}{\eta_i} K_{зи}, \quad (3.12)$$

где η_i — КПД i -го приемника; $K_{зи}$ — коэффициент загрузки i -го приемника.

При $n_3 > 10$ $Q_p = Q_{см}$; а при $n_3 \leq 10$ $Q_p = 1,1 Q_{см}$;

Коэффициент спроса K_c — это отношение расчетной мощности P_p к суммарной номинальной мощности группы:

$$K_c = \frac{P_p}{P_H} = \frac{P_{см}}{P_H} \frac{P_p}{P_{см}} = K_H K_M. \quad (3.13)$$

Таким образом, K_c можно определить как произведение коэффициентов использования и максимума. Учитывая, что K_M изменяется в зависимости от n_3 , следует сделать вывод о такой же зависимости от n_3 и K_c . Но в справочниках значение K_c приводится как величина постоянная. Отсюда понятна ограниченность применения коэффициента спроса для расчетов. Этот коэффициент имеет близкое к постоянному значение только при больших числах приемников, поэтому применение его для расчетов нагрузки оправдано при больших n_3 , т.е. при расчетах нагрузок целого участка, цеха, предприятия. Для таких групп $K_c = (1,05 \dots 1,1) K_H$, что и указано в справочниках.

Усредненные значения расчетных коэффициентов K_H и K_c , применяемые для определения расчетной нагрузки установок промышленных предприятий, приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3. Расчетные коэффициенты электроприемников

Электроприемник	Коэффициент		
	использования K_H	мощности $\cos \varphi$	спроса K_c
Металлорежущие станки при мелкосерийном производстве с нормальным режимом работы (мелкие токарные, строгальные, фрезерные, сверлильные, карусельные и расточные)	0,12...0,14	0,4...0,5	0,14...0,16
То же, при крупносерийном производстве	0,16	0,5...0,6	0,2
Штамповочные прессы, гайконарезные автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные и расточные станки	0,17	0,65	0,25
Приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2...0,24	0,65	0,35...0,4
Переносной электроинструмент	0,06	0,5	0,1
Вентиляторы и эксгаустеры	0,6...0,65	0,8	0,65...0,7
Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,85	0,75

Электроприемник	Коэффициент		
	использования $K_{\text{и}}$	мощности $\cos \varphi$	спроса $K_{\text{с}}$
Краны, тележки при продолжительности включения 25 %	0,05	0,5	0,1
То же, при продолжительности включения 40 %	0,1	0,5	0,2
Элеваторы, транспортеры, шнеки, несблокированные конвейеры	0,4	0,75	0,5
То же, заблокированные	0,55	0,75	0,65
Сварочные трансформаторы дуговой сварки	0,2	0,4	0,3
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3	0,6	0,35
Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,5	0,7	0,7
Сварочные машины шовные	0,2...0,5	0,7	—
То же, стыковые и точечные	0,2...0,25	0,6	—
Сварочные дуговые автоматы	0,35	0,5	0,5
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75...0,8	0,95	0,71
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой изделий	0,5	0,95	0,8
Индукционные печи низкой частоты	—	0,35	0,8
Двигатель-генераторы индукционных печей высокой частоты	—	0,65	0,8
Ламповые генераторы индукционных печей высокой частоты	—	0,65	0,8

Коэффициент формы графика нагрузки $K_{\text{ф}}$ характеризует неравномерность графика во времени. Он равен отношению средней квадратичной нагрузки $P_{\text{с.к}}$ к ее среднему значению $P_{\text{см}}$ за один и тот же интервал времени:

$$K_{\text{ф}} = P_{\text{с.к}} / P_{\text{см}}. \quad (3.14)$$

Наименьшее значение, равное 1, коэффициент формы принимает при постоянстве нагрузки во времени. В условиях эксплуатации систем электроснабжения $K_{\text{ф}}$ определяют по показаниям счетчиков $\mathcal{E}_{ai}$ по формуле

$$K_{\text{ф}} = m \frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta \mathcal{E}_{ai})^2}}{\mathcal{E}_a}, \quad (3.15)$$

где m — число интервалов времени, на которые разбит весь график нагрузки.

Аналогично определяется коэффициент формы графика реактивной мощности $K_{ф.р}$. Опыт исследований показывает, что для предприятий с ритмичным процессом производства и постоянным объемом выпускаемой продукции $K_{ф}$ примерно постоянен и равен $1,1 \dots 1,15$.

Коэффициент заполнения графика нагрузки (коэффициент нагрузки) K_n — это отношение средней активной мощности $P_{см}$, к максимальной расчетной мощности P_p :

$$K_n = P_{см}/P_p = 1/K_m, \quad (3.16)$$

т.е. K_n — величина, обратная коэффициенту максимума нагрузки.

Коэффициент разновременности максимумов нагрузки $K_{p.м}$ — это отношение суммарного расчетного максимума нагрузки всего предприятия $P_{p\Sigma}$ к сумме расчетных максимумов всех цехов, замеренных для каждого цеха отдельно:

$$K_{p.м} = P_{p\Sigma}/\sum P_p. \quad (3.17)$$

Этот коэффициент учитывает сдвиг во времени максимумов нагрузки различных цехов, приводящий к снижению максимума нагрузки предприятия.

Для системы внутреннего электроснабжения предприятий $K_{p.м} \approx 0,85 \dots 1$.

С учетом коэффициента $K_{p.м}$ расчетная нагрузка предприятия снижается, но она не может быть ниже средней за максимально загруженную смену $P_{см}$.

Определение различных коэффициентов и значений электрической нагрузки, рассмотренных выше, базируется на том, что при расчете известна номинальная мощность каждого приемника. Номинальная мощность приемника P_n — это обозначенная на его щитке или в паспорте мощность $P_{пасп}$, длительно допустимая по нагреву.

Для приемников повторно-кратковременного режима (ПКР) на заводской паспортной табличке указывается мощность при неравномерной нагрузке, когда кратковременные рабочие периоды чередуются с паузами, а длительность рабочего времени T_p и пауз T_0 в каждом цикле работы не превышает 10 мин и характеризуется показателем продолжительности включения:

$$ПВ_{пасп} = T_p/(T_p - T_0)100. \quad (3.18)$$

Чтобы поставить сети, питающие приемники ПКР, в равные по нагреву условия с приемниками длительного включения с постоянной нагрузкой, необходимо привести нагрузку ПКР к номинальной длительной мощности при $ПВ = 100\%$ по следующим формулам:

для двигателей ПКР (краны, тельферы, подъемники и т.п.)

$$P_n = P_{\text{пасп}} \sqrt{P_{\text{В пасп}}}; \quad (3.19)$$

для трансформаторов сварочных аппаратов, у которых задается полная паспортная мощность $S_{\text{пасп}}$,

$$P_n = S_{\text{пасп}} (\cos \varphi)_{\text{пасп}} \sqrt{P_{\text{В пасп}}}, \quad (3.20)$$

где $(\cos \varphi)_{\text{пасп}}$ — коэффициент мощности трансформатора по паспорту.

Под номинальной реактивной нагрузкой одного электроприемника следует понимать потребляемую им индуктивную (со знаком «плюс») мощность или отдаваемую в сеть синхронными двигателями, работающими с перевозбуждением (со знаком «минус»), реактивную мощность при номинальных значениях активной нагрузки, напряжения и коэффициента мощности $(\cos \varphi)$.

В среднем у силовых установок, не имеющих синхронных двигателей, $\cos \varphi = 0,5 \dots 0,7$. Синхронные двигатели учитывают как источники реактивной мощности.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ

Экспериментальные исследования нагрузок в действующих промышленных установках показали, что индивидуальные и групповые графики нагрузки приемников одного и того же профиля весьма различны, так как они зависят от многих случайных факторов.

Из этих графиков трудно найти какие-либо обобщающие характеристики.

Но если эти же графики, полученные экспериментально, перестроить в виде упорядоченных графиков по убывающим ординатам P (рис. 3.6, а), то такие графики для одинаковых групп приемников достаточно точно совпадают.

Это свойство служит исходным положением для определения расчетных нагрузок.

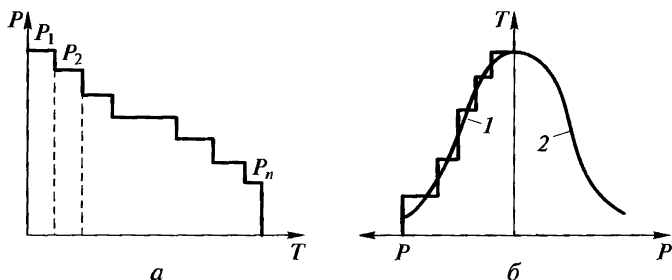


Рис. 3.6. Упорядоченный график (а) и диаграмма (б) для определения расчетной нагрузки

Если повернуть упорядоченный график на 90° и построить по его средним точкам огибающую, то получим кривую 1 (рис. 3.6, б) — упорядоченную диаграмму (УД). Сравнение УД с кривой 2 (функцией нормального распределения случайных величин) показывает достаточное их совпадение.

Это послужило основанием использовать математические методы теории вероятностей при нормальном законе распределения для решения задач расчета нагрузок промышленных предприятий.

Нормальное распределение случайной величины X , как известно, характеризуется математическим ожиданием $M(X)$, дисперсией $D(X) = M[X - M(X)]^2$ и средним квадратическим отклонением $\sigma = \sqrt{D(X)}$.

При расчете нагрузок математическим ожиданием случайной нагрузки P является ее среднее значение $P_{\text{см}}$, а средним квадратическим отклонением является корень квадратный из ее дисперсии:

$$\sigma = \sqrt{P_{\text{с.к}}^2 - P_{\text{см}}^2}. \quad (3.21)$$

Используя *метод упорядоченных диаграмм*, можно рассчитать рассмотренные в подразд. 3.2 показатели путем обработки экспериментальных графиков по методам теории вероятностей и математической статистики.

Расчетная нагрузка определяется по выражению, полученному на основании формул (3.8) и (3.9):

$$P_p = K_m P_{\text{см}} = K_m K_{\text{и}} P_y, \quad (3.22)$$

где P_y — установленная (суммарная номинальная) мощность приемников.

Средняя мощность $P_{\text{см}}$ определяется из выражения (3.8):

$$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} P_y.$$

Определение расчетной нагрузки по *методу коэффициента спроса* находит применение только для предварительных расчетов при большом числе приемников в группах.

Выражение для определения P_p можно получить из формулы (3.13)

$$P_p = K_c P_y. \quad (3.23)$$

Расчетную нагрузку электроосвещения также можно определять по методу коэффициента спроса:

$$P_{\text{р.о}} = K_{\text{с.о}} P_{\text{у.о}} K_{\text{п.р.а}}, \quad (3.24)$$

где $K_{\text{с.о}}$ — коэффициент спроса устройств освещения; $P_{\text{у.о}}$ — удельная (отнесенная с 1 м^2 освещаемой площади) установлен-

ная мощность светильников; $K_{п.р.а}$ — коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре светильников.

Определение расчетной нагрузки по *методу коэффициента формы* выполняют для групп электроприемников с резкопеременной нагрузкой, колеблющейся с большой частотой.

Расчетная нагрузка таких приемников близка к средней квадратичной:

$$P_p \approx P_{с.к.}$$

Расчетная (средняя квадратичная) нагрузка по средней мощности за наиболее загруженную смену и по коэффициенту формы определяется по формулам

$$P_p = K_\phi P_{см}; \quad Q_p = P_p \operatorname{tg} \phi, \quad (3.25)$$

где K_ϕ — коэффициент формы, определяемый из выражения (3.15); в случае затруднений его расчета принимают $K_\phi = 1,1 \dots 1,3$; $\operatorname{tg} \phi$ — тангенс угла между векторами тока и напряжения нагрузки.

Определение расчетной нагрузки по удельным показателям дополняет приведенные основные методы и помогает проверить полученные результаты расчета нагрузки. По удельным показателям можно ориентировочно определить расчетную мощность электропотребителей всего предприятия на самых ранних стадиях проектных расчетов, когда еще неизвестна установленная мощность предприятия.

Расчет нагрузки по *удельной нагрузке на единицу производственной площади*:

$$P_p = p_0 F, \quad (3.26)$$

где p_0 — удельная расчетная нагрузка, т. е. расчетная нагрузка, приходящаяся на 1 м^2 производственной площади; F — производственная площадь, м^2 .

Расчет нагрузки по *удельному расходу активной электроэнергии на единицу продукции*:

$$P_p = (M_{см} \mathcal{E}_{а.уд}) / T_{см}, \quad (3.27)$$

где $M_{см}$ — выпуск за смену единиц продукции; $\mathcal{E}_{а.уд}$ — удельный расход активной электроэнергии, т. е. расход на единицу продукции, $\text{кВт} \cdot \text{ч/ед.}$

Если $\mathcal{E}_{а.уд}$ известен для годового объема выпуска M , то

$$P_p = (\mathcal{E}_{а.уд} M) / T_m, \quad (3.28)$$

где T_m — число часов использования максимума нагрузки в течение года.

По этому методу выполняют расчеты нагрузки промышленных предприятий на стадии технико-экономического обоснования про-

екта при наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу объема или массы аналогичной продукции.

Пиковые токовые нагрузки $I_{\text{пик}}$, возникающие при пуске асинхронных двигателей, работе сварочных агрегатов и т.д., определяют из выражения

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.м}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{и}} I_{\text{н.м}}), \quad (3.29)$$

где $I_{\text{пуск.м}}$ — наибольший пусковой ток двигателя среди двигателей данной группы; $I_{\text{р}}$ — расчетный ток всей группы; $K_{\text{и}}$ — коэффициент использования двигателя, имеющего наибольший пусковой ток; $I_{\text{н.м}}$ — номинальный ток двигателя, имеющего наибольший пусковой ток.

Расчетную нагрузку однофазных приемников определяют по наиболее загруженной фазе. Если однофазная нагрузка включена на линейное напряжение U_{AB} , то эквивалентная трехфазная нагрузка

$$S_3 = \sqrt{3} S_{AB}, \quad (3.30)$$

а если на фазное напряжение U_A , то

$$S_3 = 3 S_A, \quad (3.31)$$

где S_{AB} , S_A — полные нагрузки однофазного приемника, включенного соответственно на линейное и фазное напряжения.

При включении на линейное напряжение трех разных по значению нагрузок $S_1 > S_2 > S_3$

$$S_3 = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_1^2 + S_2^2 + S_1 S_2}. \quad (3.32)$$

Например, при нагрузке фаз 40, 30 и 20 кВ·А

$$S_3 = \sqrt{3} \cdot \sqrt{40^2 + 30^2 + 40 \cdot 30} \approx 105 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

При включении неравных нагрузок $S_1 > S_2 > S_3$ на фазные напряжения эквивалентная трехфазная нагрузка определяется как тройная нагрузка наиболее загруженной фазы:

$$S_3 = 3 S_1. \quad (3.33)$$

По найденной эквивалентной нагрузке, используя формулу

$$P_{\text{р}} = K_{\text{и}} K_{\text{м}} S_3 \cos \varphi, \quad (3.34)$$

определяют расчетную активную нагрузку.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Годовой расход активной электроэнергии силовыми электроприемниками

$$\mathcal{E}_{\text{а.г}} = P_{\text{сг}} T_{\text{г}} = K_{\text{с.э}} P_{\text{см}} T_{\text{г}} \approx P_{\text{р}} T_{\text{м}}, \quad (3.35)$$

где $P_{\text{сг}}$ — среднегодовая активная нагрузка; $T_{\text{г}}$ — годовой фонд рабочего времени силовых электроприемников; $K_{\text{с.э}}$ — коэффициент сменности по энергоиспользованию; $P_{\text{р}}$ — расчетная (максимальная 30-минутная) нагрузка; $T_{\text{м}}$ — число часов использования максимума нагрузки, зависящее от числа рабочих смен в сутки.

Годовой расход электроэнергии на освещение

$$\mathcal{E}_{\text{а.г.о}} = K_{\text{с.о}} P_{\text{у.о}} T_{\text{г.о}} = P_{\text{р.о}} T_{\text{г.о}}, \quad (3.36)$$

где $T_{\text{г.о}}$ — число часов горения ламп в году; $K_{\text{с.о.}}$ и $P_{\text{у.о}}$ — пояснены в экспликации к формуле (3.24).

Рассмотрим, как определяют входящие в эти выражения величины.

Годовой фонд рабочего времени силовых электроприемников

$$T_{\text{г}} = (365 - m) n T_{\text{см}} - T_{\text{пр}}, \quad (3.37)$$

где m — число нерабочих дней в году; n — число смен; $T_{\text{см}}$ — продолжительность смены, ч; $T_{\text{пр}}$ — годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные и предпраздничные дни.

Среднегодовая активная нагрузка $P_{\text{сг}} = P_{\text{см}} K_{\text{с.э}}$ меньше средней мощности за наиболее загруженную смену, так как не все смены загружаются максимально.

Это и учитывает коэффициент $K_{\text{с.э}}$, представляющий собой отношение фактического годового электропотребления к тому потреблению, которое могло бы быть при работе каждой смены как максимально загруженной.

При отсутствии данных о $K_{\text{с.э}}$ допускается определять годовой расход активной электроэнергии по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{а.г}} = P_{\text{р}} T_{\text{м}}. \quad (3.38)$$

Годовой расход активной электроэнергии по предприятию в целом складывается из расходов силовых приемников низкого напряжения ($\mathcal{E}_{\text{а.г.н.н}}$) и высокого напряжения ($\mathcal{E}_{\text{а.г.в.н}}$), расхода на освещение ($\mathcal{E}_{\text{а.г.о}}$) и на потери в линиях $\Delta \mathcal{E}_{\text{л}}$ и трансформаторах $\Delta \mathcal{E}_{\text{т}}$:

$$\mathcal{E}_{\text{а.г}} = \mathcal{E}_{\text{а.г.н.н}} + \mathcal{E}_{\text{а.г.в.н}} + \mathcal{E}_{\text{а.г.о}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{л}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{т}}. \quad (3.39)$$

Аналогично определяют годовой расход реактивной энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{р.г}} = \mathcal{E}_{\text{р.г.н.н}} + \mathcal{E}_{\text{р.г.в.н}} + \mathcal{E}_{\text{р.г.о}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{р.л}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{р.т}} - \mathcal{E}_{\text{р.с.д}}, \quad (3.40)$$

где $\mathcal{E}_{\text{р.с.д}}$ — реактивная энергия, вырабатываемая синхронными двигателями, используемыми как источник реактивной энергии в режиме перевозбуждения.

В приближенных расчетах годовой расход реактивной электроэнергии по предприятию в целом можно определить по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{р.г}} = Q_{\text{р}} T_{\text{м}}, \quad (3.41)$$

где $Q_{\text{р}}$ — расчетная реактивная мощность предприятия в целом.

3.5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При определении электрических нагрузок в сетях напряжением до 1000 В (силовые шкафы, магистрали, шинопроводы) целесообразно придерживаться такой последовательности расчета.

1. Сведения о числе, номинальной мощности всех установленных силовых электроприемников напряжением до 1000 В (без учета резервных) данного расчетного узла, а также их средние активные и реактивные нагрузки суммируют.

2. Определяют групповой коэффициент использования $K_{\text{г}}$ и средневзвешенный коэффициент мощности $\cos \varphi$.

3. Находят эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$.

4. По кривым (см. рис. 3.5) определяют коэффициент максимума $K_{\text{м}}$, а затем рассчитывают $P_{\text{р}}$ и $Q_{\text{р}}$.

5. Если в данном расчетном узле имеются электроприемники с практически постоянным графиком нагрузки, то определяют суммарную номинальную мощность и среднюю нагрузку этих электроприемников.

6. По узлу в целом расчетную силовую нагрузку находят сложением максимальных нагрузок электроприемников с переменным графиком и средних нагрузок электроприемников с практически постоянным графиком.

7. Определяют полную силовую нагрузку, расчетный (получасовой) и пиковый токи.

Нагрузку резервных и кратковременно работающих электроприемников (дренажные насосы, задвижки, вентили и т.д.) при подсчете средних нагрузок не учитывают.

Для выбора трансформатора средние и максимальные нагрузки при напряжении до 1000 В определяют аналогичным образом, но с учетом осветительных нагрузок и мощности статических конденсаторов напряжением до 1000 В.

В сетях напряжением выше 1000 В электрические нагрузки отдельных узлов — распределительных пунктов (РП) и главных понижительных подстанций (ГПП) — целесообразно определять также на основе приведенной выше методики.

При $n_{\text{э}} > 200$ и любых значениях $K_{\text{г}}$, а также при $K_{\text{г}} > 0,8$ и любых значениях $n_{\text{э}}$ можно принимать $P_{\text{р}} = P_{\text{см}}$.

Расчет целесообразно проводить в такой последовательности.

1. Номинальные мощности всех силовых электроприемников напряжением до и выше 1000 В, присоединенных к данной секции РП, и их средние нагрузки суммируют.

2. Определяют номинальную мощность наибольшего электроприемника.

3. Определяют $n_{\text{э}}$, $K_{\text{м}}$, $\cos \varphi$, $P_{\text{р}}$ и $Q_{\text{р}}$.

4. Если имеются электроприемники напряжением выше 1000 В с практически постоянным графиком нагрузки, то их данные (число, номинальные мощности и средние нагрузки) записывают ниже тех же данных по прочим электроприемникам.

5. Суммируют отдельно осветительные нагрузки.

6. Прибавляют потери в силовых трансформаторах. Потери в цеховых трансформаторах определяют по расчетным кривым, приведенным в справочниках, или при полной нагрузке трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А, применяемых в основном в качестве цеховых, принимают ориентировочно равными: потери в меди, кВт

$$\Delta P = (0,02 \dots 0,025) S; \quad (3.42)$$

потери в стали на намагничивание, квар

$$\Delta Q = (0,105 \dots 0,125) S. \quad (3.43)$$

7. Подсчитывают итоговые результаты по средним и максимальным силовым нагрузкам, осветительным нагрузкам и потерям в секциях трансформаторов.

8. Нагрузки по РП в целом и ГПП определяют так же, как и по отдельной секции РП.

На предприятиях, имеющих крупные электроприемники (двигатели компрессоров, насосов и т.д.), максимальную силовую нагрузку определяют алгебраическим сложением максимальной нагрузки этих крупных электроприемников с максимальной силовой нагрузкой остальных электроприемников.

Общую электрическую нагрузку по предприятию в целом определяют сложением всех силовых и осветительных нагрузок:

$$S_p = \sqrt{\sum P_p^2 + \sum Q_p^2}. \quad (3.44)$$

Если по условиям технологического процесса можно ожидать несовпадения во времени наиболее загруженных смен или неодновременной работы крупных агрегатов, разрешается применение коэффициента участия в максимуме. Этот коэффициент принимают в пределах от 0,85 до 0,95.

Контрольные вопросы

1. Что собой представляют средняя $P_{см}$, средняя квадратичная $P_{с.к.}$, расчетная $P_p \doteq P_{30'}$, пиковая $P_{пик}$ нагрузки?
2. Как определяют расчетные коэффициенты $K_{и}$, $K_{м}$, $K_{с}$, $K_{ф}$, $K_{н}$, $K_{р.м}$?
3. Каков порядок расчета нагрузки по методу упорядоченных диаграмм?
4. Как определить расход электроэнергии предприятием за год?
5. Для чего предназначены графики нагрузки?
6. Чем отличаются графики нагрузки промышленных предприятий?

7. Для чего и по каким данным составляют суточные, месячные и годовые графики нагрузки?
8. От чего зависит форма кривой графика?
9. Какие технико-экономические показатели определяют по графикам нагрузки?
10. Перечислите методы расчета электрических нагрузок.
11. Что называется коэффициентом спроса и в чем его суть?
12. В чем заключается метод определения электрических нагрузок по способу установленной мощности и коэффициента спроса?
13. От чего зависит точность метода определения электрических нагрузок по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции?
14. В чем преимущества метода упорядоченных диаграмм и почему он рекомендован для определения электрических нагрузок?

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРООСВЕЩЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

4.1. ВИДЫ ОСВЕЩЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА

Рациональное освещение рабочих мест, производственных помещений и территорий предприятий способствует повышению производительности труда, качества работ, снижает вероятность производственных травм и имеет весьма важное гигиеническое значение. Существуют три вида освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Естественное и искусственное освещение регламентируются СНиП 11-4—79. Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное.

Рабочее освещение — это основной вид освещения, обеспечивающий необходимую освещенность рабочих поверхностей. Оно может быть общим, местным или комбинированным.

Аварийное освещение предусматривают во всех случаях, если действия людей в темноте могут явиться причиной взрыва, пожара, отравления, массового травматизма или привести к длительному нарушению технологического процесса, нарушению работы таких объектов, как электростанции, узлы радиопередачи и связи, диспетчерские пункты, насосные установки водоснабжения, установки вентиляции и другие объекты, в которых недопустимо прекращение работ.

Эвакуационное освещение следует предусматривать: в местах опасных для прохода людей; в проходах и на лестницах, служащих для эвакуации людей при числе эвакуируемых более 50; в производственных помещениях с постоянно работающими в них людьми, где выход людей из помещения при аварийном отключении рабочего освещения связан с опасностью травматизма. Выходы из производственных помещений без естественного освещения, где могут одновременно находиться более 50 чел., и из помещений, имеющих площадь более 150 м², должны быть отмечены световыми указателями, присоединенными к сети аварийного освещения.

Охранное освещение предназначено для освещения территории предприятия по периметру.

В качестве источника света широко применяют лампы накаливания и газоразрядные лампы: люминесцентные, дуговые ртутные, металлогалогенные и ксеноновые (табл. 4.1—4.5, см. также подразд. 2.1).

Таблица 4.1. Основные технические характеристики ламп накаливания для сетей напряжением 220 В

Тип	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	Диаметр лампы, мм	Полная длина лампы, мм
<i>Лампы общего назначения</i>					
В	15	105	7,0	67	107
	25	220	8,8	61	107
Б	40	400	10,0	61	114
	60	715	11,9	61	114
	100	1 350	13,5	81	129
	150	2 100	14,0	81	175
	250	2 920	11,7	81	175
Г	200	2 800	14,0	81	175
	300	4 600	15,3	112	240
	500	8 300	16,6	152	240
	750	13 100	17,5	152	345
	1 000	18 500	18,5	152	345
	1 500	28 000	18,7	167	345
<i>Лампы криптоновые</i>					
БК	40	460	11,5	46	90
	60	700	11,7	51	96
	100	1 450	14,5	61	105

Таблица 4.2. Основные технические характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение на лампе, В	Ток, А	Длина лампы между штырьками, мм	Диаметр лампы, мм	Световой поток, лм, ламп				
					ЛДЦ	ЛД	ЛХБ	ЛТБ	ЛБ
15	54	0,33	437,4	27	500	590	675	700	760
20	57	0,37	589,8	40	820	920	935	975	1 180
30	104	0,36	894,6	27	1 450	1 040	1 720	1 720	2 100
40	103	0,43	1 199,4	40	2 100	2 340	5 600	2 580	3 000
65	110	0,67	1 500,0	40	3 050	3 570	3 820	3 980	4 550
80	102	0,865	1 500,0	40	3 560	4 070	4 440	4 440	5 220

Таблица 4.3. Основные технические характеристики дуговых ртутных ламп типа ДРЛ

Тип	Мощность, Вт	Напряжение на лампе, В	Ток, А	Световой поток, лм	Диаметр лампы, мм	Полная длина лампы, мм	Срок службы, ч
<i>Четырехэлектродные</i>							
ДРЛ80	80	115	0,8	3 200	81	165	6 000
ДРЛ125	125	125	1,15	5 200	91	184	6 000
ДРЛ250	250	130	2,13	11 500	91	227	8 000
ДРЛ400	400	135	3,25	20 000	122	292	8 000
ДРЛ700	700	140	5,4	36 000	152	368	10 000
ДРЛ1000	1 000	145	7,5	52 000	181	410	10 000
<i>Двухэлектродные</i>							
ДРЛ250М	250	140	2,13	10 500	125	320	5 000
ДРЛ500М	500	140	3,5	21 000	145	360	5 000
ДРЛ750М	750	140	5,45	33 000	170	190	5 000
ДРЛ1000М	1 000	140	7,5	46 000	200	440	5 000

Примечания. 1. Цоколь у ламп мощностью 80 и 125 Вт — типа Ц27, у остальных — Ц40. 2. Для двухэлектродных ламп изготавливаются пускорегулирующие аппараты типа АПИ, для четырехэлектродных — типа ДБИ на напряжение 220 В.

Таблица 4.4. Основные технические характеристики металлогалогенных ламп типа ДРИ

Тип	Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, клм	Срок службы, ч
ДРИ-400	400	220	30	4 500
ДРИ-700	700	220	56	3 000
ДРИ-1000	1 000	220	85	1 000
ДРИ-3000	3 000	380	180	1 000

Таблица 4.5. Основные технические характеристики трубчатых ксеноновых ламп типа ДКсТ

Тип	Мощность, Вт	Ток, А	Напряжение, В		Световой поток, клм	Наружный диаметр трубки, мм	Полная длина лампы, мм	Срок службы, ч
			рабочее	зажигания				
ДКсТБ 2000	2 000	31	60	195	37	22	376	500
ДКсТ 2000	2 000	52	40	50	33	28	356	300
ДКсТВ 3000	3 000	48	90	100	88	10,2	285	100
ДКсТ 5000	5 000	48	110	100	220	25	646	300
ДКсТВ 5000	5 000	56	150	360	600	10,2	315	100
ДКсТБ 8000	8 000	55	240	100	130	10,2	375	800

Тип	Мощность, Вт	Ток, А	Напряжение, В		Световой поток, клм	Наружный диаметр трубки, мм	Полная длина лампы, мм	Срок службы, ч
			рабочее	зажигания				
ДКсТБ10000-1	10 000	47	220	200	210	35	1 270	800
ДКсТ 20000-1	20 000	56	220	200	550	35	2 000	500
ДКсТ 50000	50 000	140	380	360	2 000	42	2 600	500

Примечание. Расшифровка обозначения ламп: Д — дуговая; Кс — ксеноновая; Т — трубчатая; Б — балластная; В — водяное охлаждение.

Лампы накаливания общего назначения мощностью до 40 Вт выполняют вакуумными. Лампы с криптоновым наполнителем (типа БК) имеют световую отдачу на 12...20 % выше, чем лампы с аргоновым наполнителем.

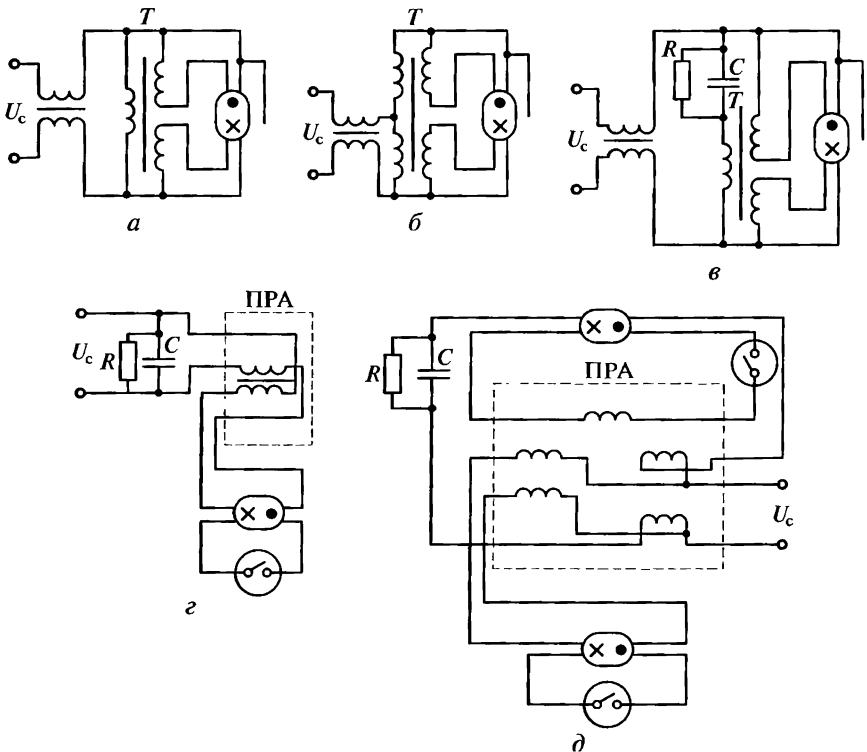
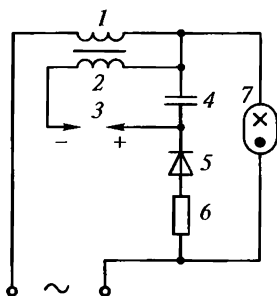


Рис. 4.1. Схемы включения ПРА люминесцентных ламп:

а — с накальным трансформатором; б — с автотрансформатором; в — с накальным трансформатором и пусковым конденсатором; г — одноламповая с ПРА типа 1УБИ-40/220-ВП-ОЗ-У4; д — двухламповая антистробоскопическая с ПРА типа 2УБК-20/220-АВП-ОВ-У4; U_c — напряжение сети

Рис. 4.2. Схема включения двухэлектродной лампы ДРЛ:

1 — основная обмотка дросселя; 2 — обмотка зажигания; 3 — разрядник; 4 — конденсатор 1 мкФ; 5 — селеновый выпрямитель АВС-6-600; 6 — резистор 47 кОм; 7 — лампа типа ДРЛ



Для включения люминесцентных ламп в светильники встраивают пускорегулирующие аппараты (ПРА), стартеры (для стартерного зажигания) и конденсаторы (для снижения радиопомех и повышения коэффициента мощности). По способу зажигания ПРА делятся на бесстартерные (рис. 4.1, а, б, в) и стартерные (рис. 4.1, г, д).

Дуговые ртутные лампы типа ДРЛ выпускают двух- и четырехэлектродными. Схема включения двухэлектродной лампы приведена на рис. 4.2.

Наиболее современными источниками света являются металлогалоидные лампы типа ДРИ (дуговые, ртутные иодидные), в ртутный разряд которых вводятся различные добавки, например иодид натрия, таллия или индия. Введение этих добавок значительно увеличивает световую отдачу разряда.

Для освещения больших территорий применяют мощные ксеноновые трубчатые безбалластные лампы типа ДКСТ.

4.2. ВЫБОР НАПЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ОСВЕЩЕНИЯ

Для питания установок электроосвещения преимущественно применяют сети переменного тока с заземленной нейтралью напряжением 380/220 В. Сети с изолированной нейтралью напряжением 220 В и ниже используют, в основном, в специальных электроустановках при повышенных требованиях к электробезопасности. Постоянный ток применяют для резервного питания особо ответственных установок электроосвещения и специальных электроустановок.

Напряжение 660 В, внедряемое в настоящее время для питания силовых электроприемников на предприятиях некоторых отраслей промышленности, для освещения по ряду причин пока не применяется; для светильников местного освещения, в частности, поставляемого комплектно со станками, начинают использовать напряжение 24 В (при люминесцентных лампах — 110 В).

Напряжение выпускаемых отечественной промышленностью ламп в основном не превышает 220 В, но уже применяются ксеноновые лампы типа ДКсТ мощностью более 20 кВт, а также ряд других типов ламп (например, ДРИ-3000), рассчитанных на напряжение 380 В. Такое же напряжение вводится в некоторых люминесцентных светильниках, что связано или со схемами их зажигания, или с использованием корпусов светильников для прокладки двух- и трехфазных магистралей.

Снижение напряжения по отношению к номинальному у наиболее удаленных ламп не должно превышать следующих значений:

2,5 % — у ламп рабочего освещения промышленных и общественных зданий, а также прожекторного освещения наружных установок;

5 % — у ламп рабочего освещения жилых зданий, наружного освещения, осуществляемого светильниками, и аварийного освещения;

10 % — у ламп напряжением 12...40 В, считая от выводов низшего напряжения понизительных трансформаторов.

Для зданий и сооружений вспомогательного характера, удаленных от источника питания или питаемых от силовой сети, а также для осветительных установок с малым годовым числом часов использования можно допустить и большее снижение напряжения при наличии соответствующих технико-экономических обоснований.

Для обеспечения надежной работы газоразрядных ламп напряжение на них не должно быть ниже 90 % номинального. Наибольшее напряжение у ламп должно быть не более 105 % номинального.

При напряжении силовых приемников 380 В питание сетей освещения осуществляется, как правило, от трансформаторов 380/220 В, общих для силовой и осветительной нагрузок.

При любой системе питания (как от общих, так и от осветительных трансформаторов), если имеются или ожидаются значительные отклонения напряжения, рекомендуется применять стабилизаторы или ограничители напряжения, особенно в установках с лампами накаливания.

В тех случаях, когда силовая нагрузка вызывает недопустимые колебания напряжения, на осветительных линиях должны устанавливаться безынерционные стабилизаторы (например, тиристорные) или питание сетей освещения должно предусматриваться от отдельных трансформаторов.

Выделение самостоятельных осветительных трансформаторов необходимо и в тех случаях, когда напряжение 380 В не может быть допущено по условиям электробезопасности (специальные электроустановки). При наличии технико-экономических обо-

снований не исключается выделение для освещения отдельных трансформаторов и при большой плотности осветительных нагрузок.

При напряжении силовых приемников 660 В должен производиться обоснованный выбор между самостоятельными осветительными трансформаторами 380/220 В, питаемыми от сети высокого напряжения, и промежуточными осветительными трансформаторами, питаемыми через силовые трансформаторы. При напряжении светильников 380 В могут быть непосредственно использованы сети 660/380 В.

4.3. ВЫБОР МЕТОДА РАСЧЕТА ОБЩЕГО ОСВЕЩЕНИЯ

Общие сведения о методах расчета. Для расчета общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей при наличии крупных затеняющих предметов применяют метод коэффициента использования. Для той же цели служат различные упрощенные формы этого метода.

Точечный метод служит для расчета освещения как угодно расположенных поверхностей и при любом распределении освещенности. Затенения, если они имеют место, могут быть учтены, но отраженная составляющая освещенности учитывается приближенно.

Область применения каждого из названных методов определяют так.

Общее равномерное освещение при отсутствии существенных затенений может рассчитываться любым методом. Чаще всего применяют метод коэффициента использования, но в наиболее ответственных случаях при светильниках прямого света предпочитают точечный метод.

Общее локализованное освещение (а также общее равномерное освещение при наличии существенных затенений) нужно рассчитывать по точечному методу. Если светильники не относятся к классу прямого света, то отраженную составляющую освещенности нужно учитывать с повышенной тщательностью.

Освещенность открытых пространств при расчете на минимальную освещенность и местное освещение целесообразно рассчитывать по точечному методу.

Упрощенные формы метода коэффициента использования (таблицы удельной мощности и графики) применяют в тех же случаях, что и сам метод коэффициента использования, но упрощение достигается за счет некоторой утраты точности. Таблицы и графики надо применять только при тех параметрах рассчитываемой установки, которые в них указаны.

Метод коэффициента использования. По методу коэффициента использования потребный световой поток ламп в каждом светильнике Φ рассчитывают по формуле

$$\Phi = \frac{EkSz}{N\eta}, \quad (4.1)$$

где E — заданная минимальная освещенность, лк; k — коэффициент запаса; S — освещаемая площадь, м²; z — отношение средней освещенности к минимальной; N — число светильников (как правило, намечаемое до расчета); η — коэффициент использования светового потока в долях единицы.

По найденному световому потоку Φ выбирают ближайшую стандартную лампу, поток которой не должен отличаться от Φ больше чем на $-10 \dots +20$ %. При невозможности выбора с таким приближением корректируется число светильников N . При однозначно заданном Φ (люминесцентные светильники, предназначенные для определенных ламп, маломощные светильники, использование которых целесообразно с лампами наибольшей возможной мощности) формулу (4.1) используют для расчета N . При всех заданных других величинах формула (4.1) может быть применена для определения ожидаемой освещенности E .

При расчете люминесцентного освещения чаще всего первоначально намечают число рядов ламп n , которое подставляется в формулу (4.1) вместо N . Тогда под Φ следует подразумевать световой поток ламп одного ряда.

При выбранном типе светильника световой поток ламп в каждом светильнике Φ_1 может иметь всего 2—3 различных значения. Число светильников в ряду N определяют по формуле

$$N = \Phi / \Phi_1. \quad (4.2)$$

Суммарную длину N светильников сравнивают с длиной помещения, причем возможны следующие случаи:

а) суммарная длина светильников превышает длину помещения. При этом необходимо или применить более мощные лампы (у которых поток на единицу длины больше), или увеличить число рядов, или компоновать ряды из сдвоенных, строенных светильников и т. д.;

б) суммарная длина светильников равна длине помещения. Задача решается устройством непрерывного ряда светильников;

в) суммарная длина светильников меньше длины помещения. При этом принимают ряд с равномерно распределенными вдоль него разрывами λ между светильниками.

Из некоторых возможных вариантов на основе технико-экономических соображений выбирают наилучший.

Рекомендуется, чтобы значение λ не превышало примерно половины расчетной высоты (кроме многоламповых светильников в помещениях общественных и административных зданий).

Входящий в формулу (4.1) коэффициент z , характеризующий неравномерность освещения, является функцией многих переменных и в наибольшей степени зависит от отношения расстояния между светильниками к расчетной высоте ($L:h$), с увеличением которого сверх рекомендуемых значений z резко возрастает. При отношении $L:h$, не превышающем рекомендуемых значений, можно принимать $z = 1,15$ для ламп накаливания и ДРЛ и 1,1 для люминесцентных ламп при расположении светильников в виде светящихся линий. Для отраженного освещения можно считать $z = 1,0$; при расчете на среднюю освещенность z не учитывается.

Упрощенные формы расчета освещения. Удельную мощность w , Вт/м², т.е. частное от деления суммарной мощности ламп на площадь помещения, широко используют при оценке экономичности решений, для контроля расчетов (при наличии достаточного опыта) и предварительного определения осветительной нагрузки на начальных стадиях проектирования.

На всех стадиях разрешается взамен полного светотехнического расчета определять мощность или число ламп по таблицам удельной мощности (хотя в ответственных случаях рекомендуются более точные формы расчета), но только для общего равномерного освещения при отсутствии требующих учета затенений и в пределах тех паспортных данных, для которых составлены таблицы.

Не следует рассчитывать по таблицам удельной мощности освещение таких помещений, как гардеробы и санузлы, по существу являющиеся локализованным.

К паспортным данным таблиц удельной мощности и к учитываемым ими параметрам при лампах накаливания относятся:

тип светильников;

освещенность;

коэффициент запаса (при его значениях, отличающихся от указанных в таблицах, допускается пропорциональный пересчет значений удельной мощности):

коэффициенты отражения поверхностей помещения;

значения расчетной высоты;

площадь помещения.

Для люминесцентных ламп сохраняет силу все вышесказанное, но со следующими отличиями:

таблицы приводятся только для освещенности 100 лк, так как в данном случае имеет место прямая пропорциональность между E и w ;

к паспортным данным относятся тип и мощность лампы и соответствующая им световая отдача.

Таблицы удельной мощности для ламп типа ДРЛ составлены также для освещенности 100 лк (с пропорциональным пересчетом при других освещенностях), так как световая отдача всех типов размеров этих ламп одинакова.

Порядок пользования таблицами при лампах накаливания и лампах типа ДРЛ следующий:

выбирают все решения по освещению помещения, включая подсчет числа светильников N ;

по соответствующей таблице находят удельную мощность w ; определяют единичную мощность лампы по формуле

$$P = \frac{wS}{N}; \quad (4.3)$$

выбирают ближайшую стандартную лампу.

При люминесцентных лампах выбирают все решения по освещению помещений; включая подсчет числа рядов светильников n и определение спектрального типа лампы; по соответствующей таблице находят значения удельной мощности w для ламп данной мощности;

для тех же ламп определяют необходимое число светильников в ряду делением произведения wS на мощность одного светильника и осуществляют компоновку ряда, как рассмотрено выше.

Контрольные вопросы

1. Какие системы освещения предусмотрены для промышленных зданий?
2. Какие напряжения используют для питания установок электроосвещения?
3. Какие методы используют для расчета общего освещения промышленных зданий?
4. Какие методы светотехнических расчетов вы знаете?
5. Как влияет напряжение на срок службы ламп?
6. Для каких источников света применяют напряжение 380 В?

ГЛАВА 5

ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, МОЩНОСТИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ, РАСЧЕТ И ВЫБОР ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ И ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ

5.1. ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Параметры и схемы замещения электрических сетей. Номинальным напряжением U_n приемников электроэнергии (электродвигателей, ламп, трансформаторов) называют то напряжение, при котором они нормально работают. Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным напряжением приемников электроэнергии (в том числе и трансформаторов), которые от нее питаются. Отличие действительного напряжения на выводах приемника электроэнергии от номинального напряжения является одним из основных показателей качества электрической энергии (см. подразд. 2.2).

Напряжение у потребителя (подстанция завода, трансформаторный пункт цеха) или у отдельного приемника (электродвигатель, лампа накаливания) U_n никогда не остается постоянным в течение суток. В процессе нормальной эксплуатации электрической сети наблюдаются плавные закономерные отклонения напряжения от среднего уровня или резкие кратковременные колебания напряжения, вызванные внезапным изменением режимов работы приемников.

Поддержать напряжение у потребителя неизменным и равным номинальному практически невозможно. Исходя из характеристик отдельных приемников (см. подразд. 2.1), ГОСТ 13109—97 устанавливает пределы допустимых отклонений напряжения ($\Delta U\%$), которые удобно выражать в процентах номинального напряжения, пользуясь формулой

$$\Delta U\% = \frac{U_n - U_n}{U_n} 100. \quad (5.1)$$

Очевидно, что отклонение напряжения положительно, когда напряжение у приемника U_n выше номинального U_n и отрицательно — в противоположном случае.

Все линии электрической сети обладают активным сопротивлением $R_{\text{л}}$, реактивным сопротивлением $X_{\text{л}}$, активной проводимостью $G_{\text{л}}$ и емкостной проводимостью $B_{\text{л}}$. Реактивные сопротивления и проводимости линий обусловлены магнитными и электрическими полями, возникающими вокруг проводников с током $I_{\text{л}}$ и напряжением U на всем протяжении линии. Поэтому все параметры линии распределены по всей ее длине l . Но в практических расчетах промышленных электросетей равномерно распределенные параметры линий для простоты заменяют сосредоточенными параметрами. Сосредоточенные параметры схемы замещения линии электропередачи (рис. 5.1, а) можно определить по формулам

$$G = ql; \quad (5.2)$$

$$B = bl; \quad (5.3)$$

$$R_{\text{л}} = r_0 l; \quad (5.4)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 l, \quad (5.5)$$

где q — удельная активная проводимость линии, определяемая в основном потерями на коронирование $\Delta P_{\text{к}}$ на 1 км линии, См/км, $q = \Delta P_{\text{к}}/U^2$; b — удельная емкостная проводимость линии, зависящая от емкости линии между проводами разных фаз и на землю, См/км; r_0 — удельное активное сопротивление линии, известное для проводов и кабелей каждой марки, Ом/км; x_0 — удельное индуктивное сопротивление линий, Ом/км, которое почти не зависит от сечения проводов, $x_0 = 0,35 \dots 0,4$ Ом/км для воздушных линий всех напряжений до 220 кВ, $x_0 = 0,08$ Ом/км для кабельных линий.

Для линий напряжением 110 кВ и более низкого напряжения проводимости G и B незначительны. Поэтому П-образная схема замещения (см. рис. 5.1, а) заменяется более простой схемой (рис. 5.1, б), содержащей лишь сопротивления $R_{\text{л}}$ и $X_{\text{л}}$.

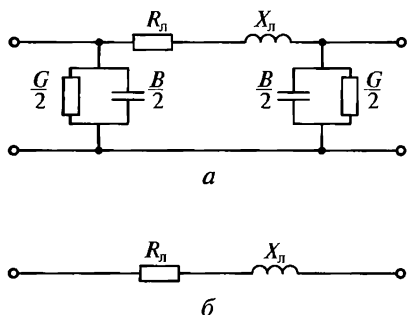


Рис. 5.1. Схемы замещения линии электропередачи:

а — П-образная; б — упрощенная

Рассмотрим участок сети, содержащий трансформатор T (рис. 5.2, а). Схема замещения трансформатора (рис. 5.2, б) представляет собой Г-образную схему, в которой не учтена цепь намагничивания. Индуктивное и активное сопротивления трансформатора $X_{\text{т}}$ и $R_{\text{т}}$, Ом, определяются по следующим формулам:

$$R_{\text{т}} = 10^3 \Delta P_{\text{м}} U_{\text{н}}^2 / S_{\text{т.н}}^2; \quad (5.6)$$

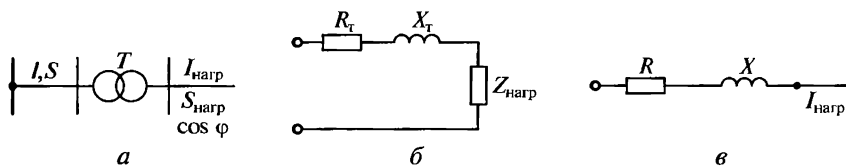


Рис. 5.2. Схемы участка сети (а), замещения трансформатора (б) и полная схема замещения участка сети (в)

$$X_T = 10U_K U_H^2 / S_{T.H}, \quad (5.7)$$

где ΔP_M — потери в меди трансформатора при его номинальной мощности, кВт; U_H — номинальное напряжение сети, для которой проводится расчет, кВ; $S_{T.H}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; U_K — напряжение короткого замыкания, %.

Полную схему замещения участка сети можно представить в виде последовательно включенных сопротивлений (рис. 5.2, в): активного

$$R = R_{\text{л}} + R_T \quad (5.8)$$

и индуктивного

$$X = X_{\text{л}} + X_T, \quad (5.9)$$

которое составляют полное сопротивление

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}. \quad (5.10)$$

Нагрузку в конце линии на схеме замещения трансформатора (см. рис. 5.2, б) изображают в виде полного сопротивления нагрузки $Z_{\text{нагр}}$, а на полной схеме замещения (см. рис. 5.2, в) — в виде тока $I_{\text{нагр}}$ или полной мощности $S_{\text{нагр}}$ с указанием коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Определение напряжений в разветвленной электросети. Используя схему замещения, определяют потерю напряжения в линии электропередачи, по которой передается ток нагрузки I . Этот расчет также можно выполнить и для всей цепи (см. рис. 5.2, в) с параметрами R и X . На рис. 5.3, а представлена векторная диаграмма токов и напряжений линии, где $U_{1\phi}$, $U_{2\phi}$ — векторы фазного напряжения соответственно в начале и конце линии; IR , IX — падения напряжения на активном и реактивном сопротивлениях соответственно.

Вектор $U_{2\phi}$ совмещен с осью координат, а вектор тока нагрузки I отстает от $U_{2\phi}$ на угол φ_2 , что соответствует активно-индуктивной нагрузке потребителей. Вектор IR откладывают от конца вектора $U_{2\phi}$ (точка а) параллельно вектору I до точки б, а вектор IX — с опережением вектора I на 90° до точки в. Сумма векторов IR и IX равна вектору падения напряжения IZ в фазе

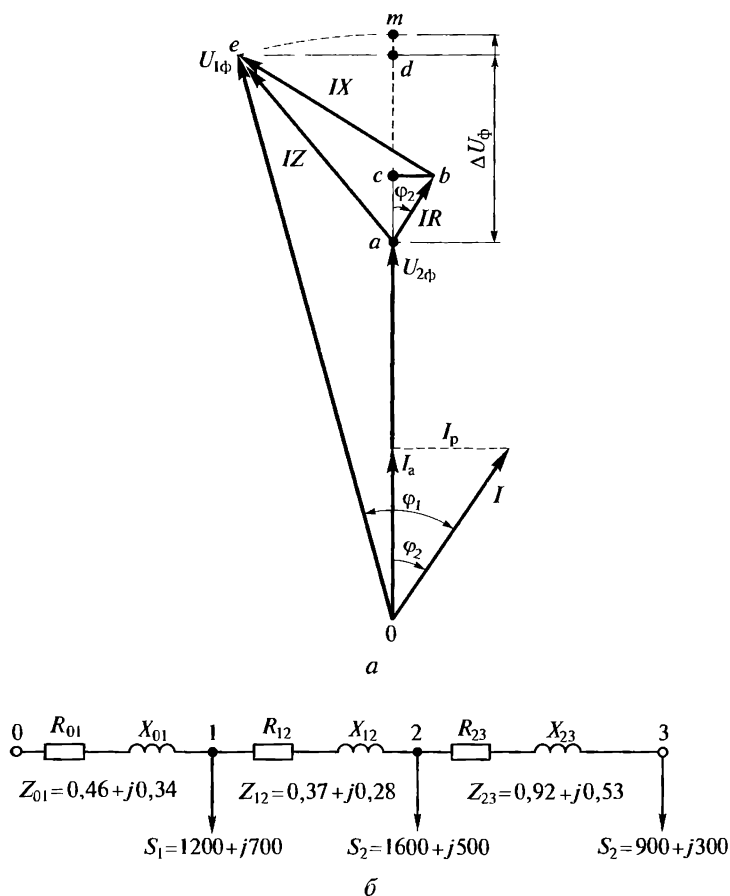


Рис. 5.3. Векторная диаграмма токов и напряжений линии (а) и схема замещения магистральной линии (б)

линии (отрезок ae). Сложив вектор IZ с вектором напряжения в конце линии $U_{2\phi}$, получают напряжение в начале линии $U_{1\phi}$ (отрезок $0e$).

Арифметическую разность напряжений, измеренных в начале и конце линии, называют *потерей напряжения*

$$\Delta U_{\phi} = U_{1\phi} - U_{2\phi}.$$

В рассматриваемом случае (см. рис. 5.3, а) потеря напряжения равна отрезку am . В приближенных расчетах можно считать, что отрезок am равен проекции вектора падения напряжения IZ на направление вектора $U_{2\phi}$, т.е. отрезку ad .

Исходя из этого допущения

$$\Delta U_{\phi} = IR \cos \varphi_2 + IX \sin \varphi_2, \quad (5.11)$$

где $IR \cos \varphi_2$ — отрезок ac на векторной диаграмме; $IX \sin \varphi_2$ — отрезок cd .

Переходя от фазных напряжений к линейным, получают

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2). \quad (5.12)$$

Иногда удобнее вести расчет ΔU в зависимости от передаваемых мощностей P и Q . Умножив и разделив правую часть выражения (5.12) на номинальное напряжение, приводят это выражение к виду

$$\Delta U = (PR + QX)/U. \quad (5.13)$$

Тогда напряжение в начале линии

$$U_1 = U_2 + \frac{PR + QX}{U}, \quad (5.14)$$

а в конце линии

$$U_2 = U_1 - \frac{PR + QX}{U}. \quad (5.15)$$

Из выражения (5.15) следует, что при постоянстве напряжения на шинах источника питания U_1 напряжение в конце линии U_2 тем ниже, чем больше передаваемые мощности P и Q и чем больше сопротивления линии R и X . Отсюда следует, что для уменьшения потери напряжения в линии надо или увеличить площадь сечения ее проводов, благодаря чему снизится активное сопротивление R (X от площади сечения почти не зависит), или уменьшить передаваемую по линии реактивную мощность Q путем увеличения коэффициента мощности $\cos \varphi$ потребителей за счет установки конденсаторов.

Потери напряжения в трансформаторе также определяют по формулам (5.12) и (5.13). Для регулирования напряжения на выходе трансформатора последний снабжают устройством изменения коэффициента трансформации под нагрузкой. Благодаря этому можно поддерживать заданное значение U_2 трансформатора при переменных U_1 и ΔU .

Рассмотренный расчет потерь напряжений и уровней напряжения применяют при радиальной схеме питания нагрузки, подключенной в конце линии, характеризуемой сопротивлениями R и X . Питающие и распределительные сети промышленных предприятий чаще выполняют по магистральной схеме, показанной на рис. 5.3, б. В такой разветвленной сети с одним источником питания потери напряжения определяют на каждом участке по формуле (5.12) или (5.13).

Сопротивления участков цепи Z_{01} , Z_{12} , Z_{23} находят по выражениям (5.4), (5.5) и (5.10). Мощности S_1 , S_2 , S_3 на участках цепи определяют как сумму нагрузок, питаемых на данных участках.

Так, на участке 0 — 1 мощность равна сумме нагрузок всех трех трансформаторных подстанций, подключенных в узлах 1, 2, 3: $P_{01} = P_1 + P_2 + P_3$; $Q_{01} = Q_1 + Q_2 + Q_3$, а по участку 2 — 3 передается только мощность $S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2}$. Потеря напряжения во всей линии 0 — 3

$$\Delta U_{01} + \Delta U_{02} + \Delta U_{03} = \frac{P_{01}R_{01} + Q_{01}X_{01}}{U_n} + \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_n} + \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_n} = \frac{1}{U_n} \sum_{i=1}^n (P_i R_i + Q_i X_i). \quad (5.16)$$

Напряжения в узловых точках магистрали определяют по выражениям

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{01}; \quad U_2 = U_0 - (\Delta U_{01} + \Delta U_{12}); \\ U_3 = U_0 - (\Delta U_{01} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23}).$$

Пример 5.1. Определить потерю напряжения в магистральной воздушной сети напряжением 10 кВ. Ее схема замещения, а также значения узловых нагрузок и сопротивлений участков приведены на рис. 5.3, б.

Решение. Мощности, передаваемые по участкам сети, получаем суммированием нагрузок в узловых точках: $P_{01} = 1200 + 1600 + 900 = 3700$ кВт; $Q_{01} = 700 + 500 + 300 = 1500$ квар; $P_{12} = 1600 + 900 = 2500$ кВт; $Q_{12} = 500 + 300 = 800$ квар; $P_{23} = 900$ кВт; $Q_{23} = 300$ квар.

Потери напряжения в линии 0—3 определяем по выражению (5.16):

$$\Delta U_{03} = (900 \cdot 0,92 + 300 \cdot 0,53 + 2500 \cdot 0,37 + 800 \cdot 0,28 + 3600 \cdot 0,46 + 1500 \cdot 0,34)/10 = 430 \text{ В, откуда } \Delta U\% = (0,43/10)100 = 4,3\%.$$

Таким образом, напряжение в точке 3 будет ниже, чем в точке 0, на 4,3%.

Пример 5.2. Разомкнутая разветвленная сеть трехфазного тока с номинальным напряжением 220 В (рис. 5.4), выполненная изолированными медными проводами, питает осветительные нагрузки. Площади сечения проводов в квадратных миллиметрах, расстояния в метрах и нагрузки в амперах показаны на схеме сети. Определить наибольшую потерю напряжения в сети в вольтах и в процентах.

Решение. Подсчитываем потери напряжения на участках bf , bd , bh и Ab по известной из электротехники формуле

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I \cdot 10^6}{\gamma F},$$

где I — ток на участке сети, А; l — длина участка, м; γ — удельная проводимость жил проводов, См/м (для медных проводов $\gamma = 53 \cdot 10^6$ См/м); F — площадь сечения жил проводов, мм²:

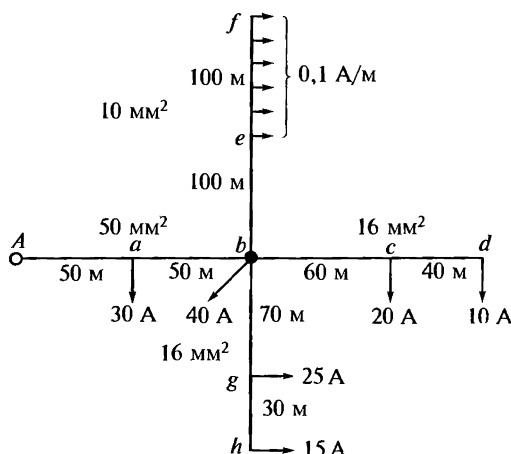


Рис. 5.4. Схема разветвленной сети к примеру 5.2

$$\Delta U_{bf} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 0,1(100 + 100 / 2) \cdot 10^6}{53 \cdot 10^6 \cdot 10} = 4,9 \text{ В};$$

$$\Delta U_{bd} = \frac{\sqrt{3}(10 \cdot 100 + 20 \cdot 60)}{53 \cdot 10^6 \cdot 16} = 4,5 \text{ В};$$

$$\Delta U_{bh} = \frac{\sqrt{3}(15 \cdot 100 + 25 \cdot 70) \cdot 10^6}{53 \cdot 10^6 \cdot 16} = 6,64 \text{ В};$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{Ab} &= \frac{\sqrt{3}[(40 + 100 \cdot 0,1 + 20 + 10 + 25 + 15) \cdot 100 + 30 \cdot 50] \cdot 10^6}{53 \cdot 10^6 \cdot 50} = \\ &= \frac{\sqrt{3}(120 \cdot 100 + 30 \cdot 50)}{53 \cdot 50} = 8,8 \text{ В}. \end{aligned}$$

Наибольшая потеря напряжения будет на участке от точки *A* до точки *h*:

$$\Delta U_{Abh} = \Delta U_{Ab} + \Delta U_{bh} = 8,8 + 6,64 = 15,44 \text{ В};$$

$$\Delta U_{Abh\%} = \frac{15,44}{220} 100 = 7,02\%.$$

5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электроэнергия проходит путь от генераторов до электропотребителей по линиям электрических сетей различных напряжений и при этом претерпевает три-четыре и более трансфор-

мации напряжения на подстанциях. На этом пути неизбежны значительные ее потери, достигающие в некоторых системах 10... 20 % всей вырабатываемой электроэнергии.

Потери мощности и электроэнергии в линиях. Потери активной мощности в трехфазной электрической линии

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R. \quad (5.17)$$

Потери реактивной мощности

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{S^2}{U^2} X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} X. \quad (5.18)$$

В формулах (5.17) и (5.18) I — сила тока в линии; R и X — соответственно активное и индуктивное сопротивление одной фазы линии; U — номинальное линейное напряжение; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности потребителей электроэнергии.

Если нагрузка линии постоянна, то потери активной и реактивной электроэнергии за время t определяются по формулам

$$\Delta \mathcal{A} = \Delta P t = 3I^2 R t; \quad (5.19)$$

$$\Delta \mathcal{Q} = \Delta Q t = 3I^2 X t. \quad (5.20)$$

Однако на практике почти не встречаются потребители, нагрузка которых оставалась бы постоянной в течение суток, а тем более месяца или года. Обычно графики нагрузки составляют по часовым записям прибора и представляют в виде ступенчатых диаграмм за время T . При расчете потерь за год удобно пользоваться годовыми графиками нагрузки (рис. 5.5), из которых видна длительность работы линии при каждом значении нагрузки. Такие графики можно построить по суточным графикам нагрузки, суммируя время работы с наибольшим значением нагрузки P_m в течение года (8760 ч), затем со следующим ближайшим значением нагрузки $P_1 < P_m$, далее в таком же порядке с нагрузками P_i в течение T_i до наименьшей нагрузки P_n в течение T_n .

Для определения потерь энергии в линии за год по ступенчатому графику пользуются выражением

$$\Delta \mathcal{A} = \sum_{i=1}^n \frac{S_i^2}{U^2} R T_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) T_i, \quad (5.21)$$

где n — число ступеней в годовом графике нагрузки; T_i — продолжительность работы с i -м значением нагрузки, т.е. с S_i .

Площадь графика годовой активной нагрузки (см. рис. 5.5, а) в соответствующем масштабе дает количество энергии $\mathcal{A}$, передаваемой по линии в год. Если заменить действительный график равным ему по площади прямоугольным графиком с ординатой

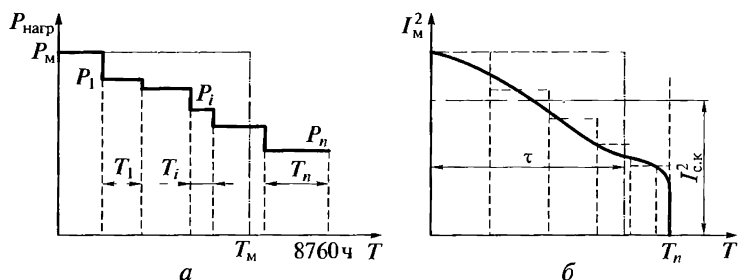


Рис. 5.5. Упорядоченные годовые графики:

a — мощности; *б* — квадрата тока нагрузки; $I_{с.к}$ — среднеквадратичный ток за время T_n , эквивалентный по своему действию фактическому току за этот же период времени

P_m и абсциссой T_m , то получим простейший способ определения годового расхода электроэнергии по линии:

$$\mathcal{E}_r = P_m T_m, \quad (5.22)$$

где P_m — максимальная передаваемая по линии мощность, т.е. P_p (см. гл. 3); T_m — продолжительность максимальной нагрузки, т.е. число часов в год, за которое питаемый по данной линии потребитель, работая с максимальной нагрузкой P_m , получил бы столько же электроэнергии, как и при работе в течение года по действительному графику.

Тем же методом замены действительного графика прямоугольным можно определить время потерь τ (см. рис. 5.5, *б*) и потери электроэнергии в линии из выражений

$$\Delta \mathcal{E}_a = 3 I_m^2 R \tau = \Delta P_m \tau, \quad (5.23)$$

$$\Delta \mathcal{E}_p = 3 I_m^2 X \tau = \Delta Q_m \tau, \quad (5.24)$$

где I_m^2 — квадрат максимального тока, который за время τ по своему действию эквивалентен действию фактического тока за период T_n ; ΔP_m , ΔQ_m — потери активной и реактивной мощности соответственно, определяемые из выражений (5.17) и (5.18) при передаче по линии максимальной (расчетной 30-минутной) мощности.

Величина τ , называемая *временем потерь*, представляет собой такое число часов, за которое передача тока $I_m = I_p$ создает те же потери, что и передача действительного тока за год. Между τ и T_m существует зависимость, установленная в результате анализа электропотребления в различных системах электроснабжения. Эта зависимость представлена на рис. 5.6 тремя кривыми, полученными для нагрузок при трех различных значениях $\cos \phi$. Зная T_m , по графику определяют время потерь и затем по формулам (5.23) и

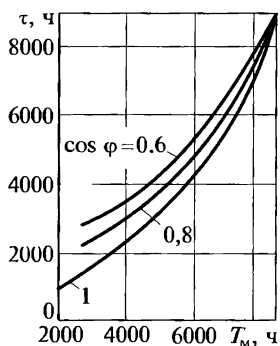


Рис. 5.6. График для определения времени потерь τ

(5.24) — потери энергии. Обычно принимают одни и те же значения T_m и τ при расчете потерь энергии $\mathcal{E}_a$ и $\mathcal{E}_p$. Но при резком различии формы графиков $P(T)$ и $Q(T)$ следует определять время потерь активной и реактивной энергии отдельно.

Время потерь можно определить не только по графику $\tau = f(T_m, \cos \varphi)$, но и расчетом по эмпирической формуле

$$\tau = 8760 \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2. \quad (5.25)$$

Потери мощности и электроэнергии в трансформаторах. Потери мощности в трансформаторах складываются из потерь в стали и обмотках. Суммарные потери

трансформатора при номинальном режиме принимаются равными сумме потерь холостого хода $\Delta P_{x.x}$ и потерь короткого замыкания ΔP_k , которые даны в паспорте каждого трансформатора.

При нагрузке, отличающейся от номинальной, но при номинальных напряжении и частоте тока $I = I_n \beta$, где β — коэффициент загрузки трансформатора, представляющий собой отношение расчетной полной мощности к номинальной ($\beta = S_p / S_n$).

Суммарные потери активной мощности в трансформаторе

$$\sum \Delta P_T = \Delta P_{x.x} + \Delta P_k \beta^2. \quad (5.26)$$

Суммарные потери реактивной мощности в трансформаторе

$$\sum \Delta Q_T = \left(\frac{I_0}{100} + \beta \frac{U_k}{100} \right) S_n, \quad (5.27)$$

где I_0 — ток холостого хода трансформатора, %; U_k — напряжение короткого замыкания (по паспортным данным), %.

Потери активной электроэнергии в n трансформаторах за год (8760 ч)

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 n P_{x.x} + \frac{1}{n} P_k \beta^2 \tau. \quad (5.28)$$

Пример 5.3. Определить потери электроэнергии за год в трансформаторе мощностью 16 МВ · А, напряжением 110/6 кВ при его расчетной нагрузке $P_p = 12$ МВ · А и $T_m = 4000$ ч. Паспортные данные трансформатора: $\Delta P_{x.x} = 26$ кВт, $\Delta P_k = 85$ кВт.

Решение. Расчет выполняется по формуле (5.28):

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 \cdot 1 \cdot 26 + 85 (12/16)^2 2400 = 227\,760 + 114\,750 = 342\,510 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Значение τ определяется по формуле (5.25):

$$\tau = 8760 \left(0,124 + \frac{4000}{10\,000} \right)^2 \approx 2400 \text{ ч.}$$

5.3 РАСЧЕТ НАГРЕВАНИЯ И ОХЛАЖДЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ И ВЫБОР ИХ ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЯ

Нагревание и охлаждение проводников. При протекании по проводу, обладающему активным сопротивлением R , Ом, электрического тока постоянной величины I , А, провод нагревается. Количество теплоты Pt , Вт·с (Дж), выделяющейся за время t , с, определяют по закону Джоуля — Ленца:

$$Pt = I^2 Rt. \quad (5.29)$$

Если бы вся теплота, выделяющаяся в проводе, шла только на его нагревание и провод бы при этом не охлаждался, то его температура непрерывно повышалась бы. Закону повышения этой температуры соответствовала бы на графике прямая $0A$ (рис. 5.7). Но так как при превышении температурой провода температуры окружающей среды он начинает отдавать теплоту в окружающую среду, то в результате одновременного нагревания и охлаждения провода наступает тепловое равновесие, которому соответствует вполне определенное превышение максимальной установившейся конечной температуры провода $\vartheta_{\max}$ над температурой окружающей среды ϑ_0 .

Повышение температуры провода прекращается тогда, когда количество теплоты, выделяющейся в проводе, становится равным количеству теплоты, отдаваемой проводом в окружающую среду.

Закон повышения температуры провода при одновременном охлаждении в зависимости от времени прохождения тока по проводу выражают формулой

$$\vartheta_t - \vartheta_0 = (\vartheta_{\max} - \vartheta_0) \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right), \quad (5.30)$$

где ϑ_t — температура провода, °С, через t секунд после начала прохождения по нему тока; e — основание натуральных логарифмов; t — время протекания тока по проводу, с; T — постоянная времени, с, т.е.

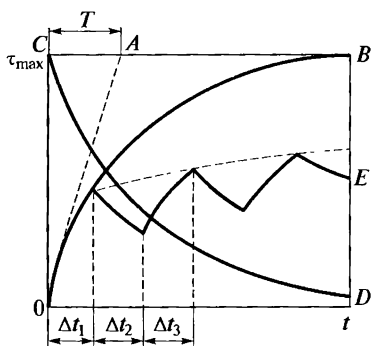


Рис. 5.7. Кривые нагревания и охлаждения проводов

время, в течение которого провод приобрел бы ту же температуру перегрева $\vartheta_{\max} - \vartheta_0$, если бы не было отдачи теплоты в окружающую среду.

Если обозначить превышение температуры провода над температурой окружающей среды как $\tau = \vartheta_t - \vartheta_0$ и $\tau_{\max} = \vartheta_{\max} - \vartheta_0$, то формула (5.30) пример вид

$$\tau = \tau_{\max} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right). \quad (5.31)$$

Закон нагревания провода при отдаче теплоты в окружающую среду графически отображает кривая линия OB на рис. 5.7. Максимальное превышение температуры $\tau_{\max}$ достигается за время t (абсцисса точки B). При отсутствии охлаждения такое же превышение $\tau_{\max}$ наступает через время T (абсцисса точки A).

Закон охлаждения нагретого до максимальной температуры провода в функции времени после отключения тока можно выразить формулой

$$\vartheta_t - \vartheta_0 = (\vartheta_{\max} - \vartheta_0) e^{-\frac{t}{T}} \quad (5.32)$$

или

$$\tau = \tau_{\max} e^{-\frac{t}{T}}. \quad (5.33)$$

На рис. 5.7 этому закону соответствует кривая CD .

Если ток I проходит по проводу не все время t , а с перерывами, т.е. нагрузка попеременно то включается, то отключается, изменению температуры нагреваемого провода соответствует ломаная линия OE . Действительно, если в течение времени Δt_1 нагрев провода происходит по закону, описываемому формулой (5.31), а в промежуток времени Δt_2 нагрузка отключена и провод остывает по закону, описываемому формулой (5.33), и так далее, то максимальная температура провода будет существенно ниже максимальной конечной температуры провода при том же токе, но при постоянной нагрузке. Следовательно, данному длительно протекающему по проводу току при заданных условиях охлаждения соответствует вполне определенное превышение температуры провода над температурой окружающей среды, и наоборот: данному превышению температуры провода над температурой окружающей среды соответствует вполне определенный длительно протекающий ток.

Расчет проводов и кабелей на нагревание позволяет определить значение тока, допускаемое при выбранном сечении проводов и кабелей по заданным условиям охлаждения.

Для неизолированных проводов, проложенных внутри зданий, предельно допускаемая температура берется равной 70°C из усло-

вий пожарной безопасности (чтобы не произошло возгорание попавших на провод легковоспламеняющихся материалов) и гигиены (чтобы не выделялись вызывающие раздражение слизистых оболочек дыхательных путей газы из органических частиц пыли).

Для изолированных проводов с обыкновенной резиновой изоляцией предельно допускаемая температура принимается равной 55 °С из условия сохранности резины, а при прокладке проводов в изоляционных трубах с тонкой металлической оболочкой — для предотвращения прилипания провода к стенкам трубок, которое может произойти вследствие размягчения массы, применяемой для пропитки бумажных изолирующих слоев трубок, при температуре нагрева выше указанной. Для проводов с теплостойкой резиновой изоляцией предельная допускаемая температура принимается равной 65 °С.

Для кабелей предельно допустимая температура зависит от рабочего напряжения кабеля и находится в пределах от 80 °С (напряжение до 3 кВ) до 50 °С (20 и 35 кВ). Указанные значения температуры принимаются из условий сохранения устойчивости бумажной изоляции (зависящей от напряжения) и недопущения увеличения числа газовых включений внутри кабеля. Газовыми включениями называют пустоты, заполненные газом, которые образуются в изоляции кабелей в результате термических циклов, т. е. нагревания и охлаждения кабеля. Вследствие различных коэффициентов теплового расширения пропиточной изоляционной массы и свинца и малой эластичности свинцовой оболочки при первом же нагреве происходит необратимое расширение свинцовой оболочки с образованием в изоляции газовых включений.

Выбор площади сечения проводников. Выбор по нагреву длительным током сводится к сравнению расчетного тока I_p с допустимым табличным значением $I_{\text{доп}}$ с учетом марки провода или кабеля и температурных условий его прокладки:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_T, \quad (5.34)$$

где K_T — поправочный температурный коэффициент, вводимый в формулу, если температура воздуха отличается от 25 °С, а земли — от 15 °С. При нормальных условиях $K_T = 1$.

При параллельной прокладке кабелей в земле или трубах условия их охлаждения ухудшаются, что учитывается поправочным коэффициентом на прокладку $K_{\text{п}}$. В этом случае

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_T K_{\text{п}}. \quad (5.35)$$

Значения K_T и $K_{\text{п}}$ приведены в справочной литературе.

После выбора площади сечения проводника по нагреву проверяют, удовлетворяет ли этот проводник условию допустимой на-

грузки в послеаварийном режиме при отключении одной из двух параллельных цепей, т. е. выполняется ли неравенство

$$1,3I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.ав}}, \quad (5.36)$$

где $I_{\text{р.ав}}$ — ток в цепи в послеаварийном режиме.

Площадь сечения выбирают также *по экономической плотности тока*. Для выбора оптимального варианта электрической сети сравнивают капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные затраты, рассчитанные для нескольких вариантов. Сумма приведенных годовых затрат будет иметь минимум при так называемой экономической площади сечения

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{р}}/j_{\text{эк}}, \quad (5.37)$$

где $I_{\text{р}}$ — расчетный ток линии, А; $j_{\text{эк}}$ — экономическая плотность тока, А/мм².

Однако в сетях напряжением до 1000 В площадь сечения, выбранная по экономической плотности тока, в 2—3 раза превышает площадь сечения, выбранную по нагреву, поэтому проверке по экономической плотности подлежат не все сети напряжением до 1000 В, а лишь те, в которых продолжительность максимальной нагрузки $T_{\text{м}}$ (см. подразд. 5.2) превышает 4000 ч в год. К ним могут относиться, например, сети напряжением 380 В для питания установок насосной станции.

5.4. РАСЧЕТ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Сети электрического освещения характеризуются большой разветвленностью и протяженностью. Основное требование ПУЭ к их расчету заключается в выборе таких площадей сечений проводов, при которых отклонения напряжения на источниках света находятся в допустимых пределах.

Допустимые отклонения напряжений для сетей согласно ПУЭ составляют −2,5...+5 %. Следовательно, допустимый уровень напряжения у наиболее удаленных светильников должен быть не менее 97,5 % номинального. Расчет площади сечения проводов в сетях освещения проводят по допустимой потере напряжения и по допустимому нагреву проводов. Из двух найденных площадей сечения принимают большее.

Потеря напряжения сети освещения от источника до последней лампы

$$\Delta U_{\text{с}} = U_{\text{х.х}} - \Delta U_{\text{т}} - U_{\text{л}}, \quad (5.38)$$

где $U_{\text{х.х}}$ — напряжение холостого хода трансформатора, соответствующее номинальному напряжению на зажимах вторичной обмотки трансформатора и выражаемое в процентах от номиналь-

Таблица 5.1. Коэффициент C для различных систем сети

Система сети и род тока	Номинальное напряжение сети, В	Значения C для проводов	
		медных	алюминевых
Трехфазная с нулевым проводом	380/200 220/127	17 25,6	46 15,5
Двухфазная с нулевым проводом	380/220 220/127	34 11,4	20 6,9
Двухпроводная переменного или постоянного тока	220	12,8	7,7
	127	4,3	2,6
	120	3,8	2,3
	110	3,2	1,9
	36	0,34	0,21
	24	0,153	0,022
	12	0,038	0,023
Трехфазная без нулевого провода	120	7,6	4,6

ного напряжения U_n лампы; ΔU_T — потеря напряжения в трансформаторе, %; U_n — минимально допустимое напряжение лампы, %, от номинального.

Приняв $U_{x,x} = 105$ % и $U_n = 97,5$ %, получают:

$$\Delta U_c = 105 - \Delta U_T - 97,5 = 7,5 - \Delta U_T. \quad (5.39)$$

Потеря напряжения во вторичной обмотке трансформатора зависит от его нагрузки и параметров, а также от коэффициента мощности сети. Для трансформаторов мощностью 160...400 кВ·А $\Delta U_T = 5$ %.

Сети освещения обычно выполняют проводниками с одинаковыми площадями сечения. Единичные мощности светильников и значения их коэффициентов мощности одинаковы.

Исходя из допустимой потери напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ %, %, площадь сечения провода F , м², определяют по формуле

$$F = \frac{\sum M}{C \Delta U_{\text{доп}}}, \quad (5.40)$$

где $\sum M$ — сумма моментов нагрузок, кВт·м; C — коэффициент, зависящий от материала проводника, номинального напряжения и рода тока системы сети (табл. 5.1).

Сумму моментов равномерно распределенной по длине l линии нагрузки можно заменить суммарной нагрузкой $\sum P$, подключенной к середине линии:

$$\sum M = 0,5l \sum P. \quad (5.41)$$

5.5. РАСЧЕТ СТАЛЬНЫХ ПРОВОДОВ, ШИНО- И ТОКОПРОВОДОВ

Сечения алюминиевых проводов, выбранные по условиям механической прочности, оказываются неиспользованными в электрическом отношении. Такие случаи часты, когда плотность тока нагрузки мала. Кроме того, сталь имеет проводимость в 5—9 раз меньше, чем алюминий и еще меньше, чем медь. Сталь обладает большей механической прочностью, что позволяет удлинить пролеты между опорами.

Применение стальных шино- и токопроводов (наряду с использованием стальных проводов в воздушных линиях с малыми нагрузками, например в сетях наружного освещения) дает значительную экономию цветного металла.

Порядок расчета стальных проводов, шино- и токопроводов аналогичен рассмотренному в подразд. 5.3. Сначала по допустимым токовым нагрузкам выбирают площади сечения проводов или профилей шино- и токопроводов, а затем определяют потерю напряжения и сравнивают ее с допустимой.

Зная активное и индуктивное сопротивления стальных проводов выбранного сечения, потери напряжения ΔU , В, и $\Delta U\%$, %, в них можно определить по формулам

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum I; \quad (5.42)$$

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum I}{U_n} 100\%, \quad (5.43)$$

где r_0 , x_0 — удельные активное и индуктивное сопротивления стального провода (шинопровода, токопровода), Ом/км; I — длина провода, км.

Удельное индуктивное сопротивление

$$x_0 = x'_0 + x''_0, \quad (5.44)$$

где x'_0 , x''_0 — удельные индуктивные сопротивления, обусловленные соответственно внешним и внутренним магнитными полями, Ом/км.

Внешнее удельное индуктивное сопротивление x'_0 стальных проводов (шинопроводов, токопроводов) практически такое же, как и у проводов тех же сечений, изготовленных из цветных металлов. Внутреннее удельное индуктивное сопротивление часто определяют по эмпирической формуле

$$x''_0 = 0,16\mu \cdot 10^{-4}, \quad (5.45)$$

где μ — магнитная проницаемость стали (берется по справочникам).

Часто площади сечения стальных проводов, шино- и токопроводов при практических расчетах определяют с помощью заранее составленных номограмм.

5.6. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И УСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

В сетях и установках напряжением до 1000 В возможны ненормальные режимы, связанные с увеличением тока (сверхтоком), к которому приводят перегрузки, самозапуск электродвигателей, короткое замыкание. Эти ненормальные режимы могут привести к повреждению электрических сетей и оборудования, созданию ситуаций, опасных для персонала. Поэтому сети и установки должны быть защищены от перегрузок и токов короткого замыкания.

Согласно ПУЭ сети разделяют на защищаемые от перегрузок и токов короткого замыкания и на защищаемые только от токов короткого замыкания. Защите от перегрузок подлежат следующие сети:

- внутри помещений, выполненные проложенными открыто незащищенными изолированными проводами или проводами с горючей оболочкой;

- внутри помещений, выполненные защищенными проводами, проложенными в трубах, несгораемых строительных конструкциях и т. п.;

- сети освещения общественных и торговых помещений, служебно-бытовых помещений промышленных предприятий, включая сети для бытовых и переносных электроприемников, а также пожароопасных производственных помещений;

- силовые сети на промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях, когда по условиям технологического процесса или режима работы сетей может возникать их длительная перегрузка;

- сети всех видов во взрывоопасных наружных установках независимо от условий технологического процесса или режима работы сетей.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузок и должны быть защищены только от токов короткого замыкания.

Основными аппаратами защиты сетей напряжением 380...660 В являются предохранители с плавкими вставками и автоматические воздушные выключатели. От них требуются кратчайшее время отключения и обеспечение селективности. Номинальные токи плавких вставок предохранителей и токи срабатывания расцепителей автоматических выключателей должны быть минимально возможными, но не приводящими к отключению цепи при пуске электродвигателей и кратковременных перегрузках.

Защитные аппараты устанавливают в начале каждой ветви сети, т.е. на каждой линии, отходящей от шин подстанции и силовых пунктов, на каждом ответвлении от линии, на трансформаторных вводах.

Предохранители применяют в основном для защиты электроустановок от токов короткого замыкания. Предохранитель, например серии ПР (рис. 5.8, *а*) представляет собой аппарат, содержащий плавкую вставку 3, калиброванную на определенный ток и выполненную из легкоплавких материалов. Плавкие вставки предохранителей выдерживают ток на 30...50 % выше номинального I_n в течение 1 ч и более. При токе, превышающем номинальный ток плавких вставок на 60...100 %, они плавятся за время меньше 1 ч. Для уменьшения времени перегорания плавкой вставки ее выполняют плоской с несколькими сужениями или в виде параллельно соединенных проволок с напаянными на них оловянными шариками.

Предохранитель и плавкую вставку характеризуют следующие показатели:

номинальное напряжение — напряжение, при котором предохранитель работает длительное время;

номинальный ток патрона — ток, на который рассчитаны токоведущие и контактные соединения патрона по условию длительного нагрева;

номинальный ток плавкой вставки — ток, который она выдерживает, не расплавляясь длительное время;

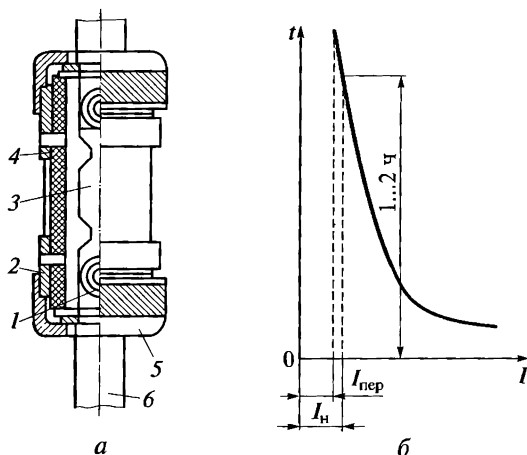


Рис. 5.8. Предохранитель серии ПР (*а*) и его времятоковая характеристика (*б*):

1 — болтовой контакт; 2 — латунная втулка; 3 — плавкая вставка; 4 — фибровая трубка; 5 — латунный колпачок; 6 — медный контактный нож

разрывная способность, определяемая максимальным отключаемым током $I_{\text{пер}}$, при котором происходит перегорание плавкой вставки без опасного выброса пламени и без разрушения патрона; времятоковая, или защитная, характеристика — зависимость времени t полного отключения цепи от отключаемого тока I (рис. 5.8, б).

К наиболее распространенным предохранителям, применяемым для защиты электроустановок напряжением до 1000 В (табл. 5.2), относятся ПР-2 — предохранитель разборный, НПН — насыпной предохранитель неразборный, ПН-2 — предохранитель насыпной разборный.

По конструктивному исполнению предохранители можно разделить на две группы: с наполнителем (например ПН-2, НПН, ПП-17, ПП-18, наполненные мелкозернистым кварцевым песком); без наполнителя (например ПР-2).

Таблица 5.2. Технические характеристики предохранителей на напряжение до 1000 В

Тип предохранителя	Номинальный ток патрона I_n , А	Номинальный ток плавкой вставки I_p , А	Конструкция
ПР-2	15 60 100 350 600 1000	6, 10, 15 15, 20, 25, 35, 45, 60 60, 80, 100 200, 225, 260, 300, 350 350, 430, 500, 600 600, 700, 850, 1000	Трубчатый, с закрытым разборным патроном, без наполнителя, токоограничивающий
НПН-2	15 60	6, 10, 15 15, 20, 25, 35, 45, 60	Трубчатый, с закрытым неразборным патроном, с наполнителем, безынерционный
ПН-2	100 400 600 1000	30, 40, 50, 60, 80, 100 200, 250, 300, 350, 400 300, 400, 500, 600 500, 600, 750, 800, 1000	Трубчатый, с разборным патроном, с наполнителем безынерционный
ПНБ-3	100 300 500	63, 100 250, 300 400, 500	Трубчатый, с закрытым патроном, с наполнителем, быстродействующий
ПНБ-5	100 250 400 600	40, 63, 100 160, 250 300, 400 500, 600	То же

В предохранителях без наполнителя с закрытыми разборными патронами из фибры дуга гасится газами, образующимися при разложении фибры во время горения дуги. Электрическая дуга при перегорании плавкой вставки предохранителей с наполнителем из кварцевого песка разветвляется между его зернами и охлаждается вследствие интенсивной отдачи теплоты наполнителю, что значительно сокращает время ее горения.

Плавкие предохранители выбирают по номинальному току плавкой вставки I_B . При этом должны быть выполнены следующие условия:

номинальный ток плавкой вставки должен быть не меньше максимального тока данной цепи в рабочем режиме, т. е.

$$I_B \geq I_p,$$

что предотвращает перегорание предохранителя при нормальном режиме работы;

плавкая вставка не должна перегорать во время пуска самого мощного электродвигателя, подключенного к данной цепи, т. е.

$$I_B > I_{\text{пуск}}/K_n, \quad (5.46)$$

где $I_{\text{пуск}}$ — пусковой ток самого мощного из двигателей; K_n — коэффициент кратковременной перегрузки плавкой вставки, $K_n = 2,5$ для двигателей, пускаемых без нагрузки, $K_n = 2$ для двигателей, пускаемых при наличии нагрузки на валу, и $K_n = 1,6$ для сварочных постов;

номинальный ток плавкой вставки должен быть не больше трехкратного значения длительно допускаемого (номинального) тока $I_{\text{доп}}$ проводов защищаемой линии, т. е.

$$I_B < 3I_{\text{доп}}. \quad (5.47)$$

Чтобы выполнить последнее условие, иногда приходится увеличить площадь сечения проводов линии.

При защите линии, от которой питаются двигатели и другие электропотребители,

$$I_B \geq I_{\text{кр}}/2,5, \quad (5.48)$$

где $I_{\text{кр}}$ — кратковременный максимальный ток линии.

Этот ток определяется по формуле

$$I_{\text{кр}} = I_{\text{пуск}} + I'_p, \quad (5.49)$$

где I'_p — расчетный ток линии без учета электродвигателя с наибольшим пусковым током.

Плавкую вставку подбирают по большему из токов, рассчитанных по двум первым условиям. При этом выбирают ближайшее большее стандартное значение номинального тока вставки. Выбор плавких вставок проверяют по типовым времятоковым характеристикам, приведенным в справочниках.

На рис. 5.9 показаны кривая пускового тока электродвигателя $I_{\text{пуск}}(t)$ и времятоковые характеристики $I_b = f(t)$ для четырех различных плавких вставок 1—4. По рисунку видно, что плавкая вставка 1 имеет недостаточную чувствительность, а плавкие вставки 3 и 4 перегорят при пуске двигателя. Следовательно, надо выбирать вставку 2.

Автоматические выключатели, или автоматы, устройство одного из которых показано на рис. 5.10, применяют для защиты элементов сети от токов короткого замыкания и в качестве оперативных коммутационных аппаратов. Управление автоматами может быть ручным и дистанционным. Автоматы выпускают в одно-, двух- и трехполюсном исполнении для сетей переменного и постоянного тока, выдвигаемыми (с втычными контактами, расположенными с обратной стороны панели автомата) и невыдвигаемыми (с передним присоединением). Расцепители автоматов бывают тепловыми (Т), электромагнитными (М), комбинированными (МТ), минимального напряжения, независимого питания.

Автомат характеризуют следующие показатели:

номинальное напряжение — максимальное напряжение постоянного или переменного тока, при котором автомат нормально работает;

номинальный ток автомата $I_{\text{н.а}}$ — максимальный длительный ток его главных контактов;

Рис. 5.10. Автоматический выключатель:

1 — дугогасительная решетка; 2, 5, 14 — элементы механизма свободного расцепителя; 3 — рукоятка; 4 — отключающая пружина; 6 — пружина; 7 — собачка расцепителя; 8 — термобиметаллический элемент; 9 — якорь электромагнита; 10 — сердечник электромагнита; 11 — шинка расцепителей; 12 — гибкий проводник; 13 — ось; 15 — подвижный контакт; 16 — неподвижный контакт; 17 — шина; 18 — крышка; 19 — основание

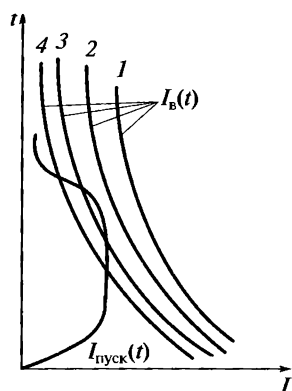
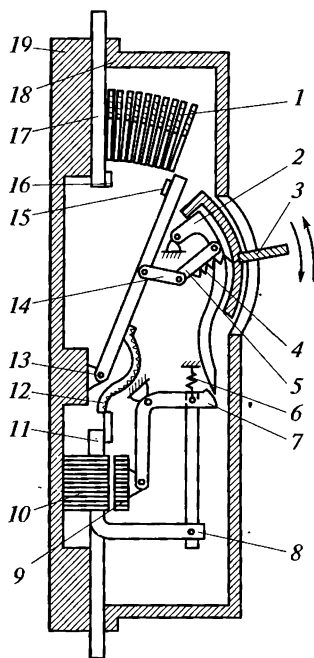


Рис. 5.9. Кривая пускового тока электродвигателя и времятоковые характеристики предохранителя для четырех различных плавких вставок 1—4



ток срабатывания автомата $I_{ср.а}$ — наименьший ток, при котором автомат отключает электрическую цепь;

предельный ток отключения $I_{пр.а}$ — наибольший ток, который можно отключить автоматом;

номинальный ток расцепителя $I_{н.р}$ — максимальный длительный ток, при котором расцепитель не срабатывает;

ток уставки расцепителя I_y — наименьший ток срабатывания расцепителя, на который тот настраивается;

ток установки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{у.м}$, называемый током отсечки.

В зависимости от наличия механизмов, регулирующих время срабатывания расцепителей, автоматы делят на неселективные с временем срабатывания 0,02...0,1 с, селективные с регулируемой выдержкой времени и токоограничивающие с временем срабатывания не более 0,005 с.

Технические характеристики различных автоматов, в том числе подстанционных типа АВМ, приведены в табл. 5.3.

При выборе автоматов должны соблюдаться следующие условия: номинальный ток автомата $I_{н.а}$ и ток уставки расцепителя I_y должны быть больше расчетного тока I_p , т.е.

$$I_{н.а} > I_p; \quad I_y > I_p; \quad (5.50)$$

ток уставки мгновенного срабатывания (отсечки) электромагнитного расцепителя $I_{у.м}$ принимается в зависимости от пикового тока линии $I_{пик}$:

$$I_{у.м} \geq 1,25 I_{пик}. \quad (5.51)$$

Для ответвления к одиночному электродвигателю

$$I_{пик} = I_{к.р} = I_{пуск}, \quad (5.52)$$

где $I_{к.р}$ — ток уставки комбинированного расцепителя; $I_{пуск}$ — пусковой ток электродвигателя.

Для тепловых расцепителей с регулируемой характеристикой, имеющей обратную зависимость от тока, должно соблюдаться условие

$$I_{т.р} = 1,6 I_{к.р}, \quad (5.53)$$

где $I_{т.р}$ — ток уставки теплового расцепителя.

При выборе предохранителей и автоматов важно обеспечить селективность (т.е. избирательность), которая заключается в последовательном отключении участков сети с определенными временными интервалами в направлении от места повреждения к источнику питания. Избирательность срабатывания автоматов достигается изменением времени их срабатывания. Избирательность в работе предохранителей с $I_b < 200$ А будет обеспечена, если номинальный ток каждой последующей (по направлению тока)

Таблица 5.3. Основные технические характеристики автоматов

Серия автомата	Номинальное напряжение, В	Число полюсов	Номинальный ток автомата, А	Номинальные токи расцепителя, А
АП50	220 500	2 2; 3	50	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25; 40; 50
А3710	440 380, 660	2 2; 3	160	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 110; 125; 160
А3720	440 380, 660	2 2; 3	250	160; 200; 250
А3730	440 380	2 2; 3	400	160...400
А3740	440 380, 660	2 2; 3	630	250...630
АЕ1000	240	1	25	6; 10; 16; 25
АЕ2030	100, 220 220, 380, 500	1; 2 3	25	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25
АЕ2040	110, 220 220, 500	1; 2 3	63	10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63
АЕ2050	110, 220 220, 380, 500	1; 2 3	100	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100
АВМ4	230, 440 440, 660	2 3	400	120; 150; 200; 250
АВМ10	230, 440 440, 660	2 3	750, 800, 1000	500; 600; 800; 1000,
АВМ15	230, 440 660	2 3	1500	800; 1000; 1200; 1500
АВМ20	230, 440 440, 660	2 3	2000	1000; 1200; 1500; 2000

вставки будет отличаться от номинального тока предыдущей вставки не менее чем на две ступени.

Пример 5.4. От трансформаторной подстанции *ТП* с номинальным низшим напряжением 380/220 В прокладывают электрическую сеть (рис. 5.11). Электродвигатели *М1*, *М2*, *М3* — короткозамкнутые, асинхронные (табл. 5.4), осветительная нагрузка — симметричная. Сеть предполагается выполнить:

от шин *ТП* до щитка *РЩ1* — четырехжильным кабелем марки СБ с медными жилами, прокладываемым по стене;

от щитка *РЩ1* до щитка *РЩ2* — проводом марки ПР в газовых трубах;

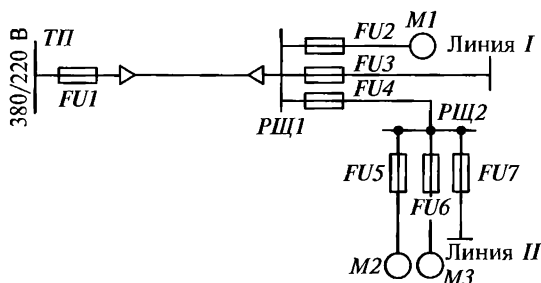


Рис. 5.11. Схема электрической сети к примеру 5.4

все остальные участки — изолированным проводом марки ПР по стенам (открытая проводка).

Нагрузка P_p осветительной линии I — 20 кВт, линии II — 30 кВт. Требуется подобрать плавкие вставки предохранителей и выбрать по нагреву необходимые площади сечения проводов и кабелей. При расчете следует учесть, что электродвигатель $M1$ может быть подвержен перегрузкам.

Решение. Номинальный ток электродвигателя $M1$

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \eta \cos \varphi} = \frac{7}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,82 \cdot 0,9} = 14,4 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки предохранителя $FU2$

$$I_b \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{2,5} = \frac{I_n K_i}{2,5} = \frac{14,4 \cdot 5,5}{2,5} = 31,7 \text{ А.}$$

Выбираем ближайшую стандартную плавкую вставку на ток $I_b = 35 \text{ А}$. Ввиду того, что электродвигатель $M1$ может быть подвержен перегрузкам, ведущий к нему участок сети должен быть защищен от токов перегрузки, т.е. провод должен быть рассчитан на ток $I \geq 1,25 I_b \approx 44 \text{ А}$. По справочным таблицам определяем, что требуемая площадь сечения медного изолированного провода марки ПР составляет 6 мм^2 .

Таблица 5.4. Технические характеристики асинхронных короткозамкнутых электродвигателей, рассматриваемых в примере 5.4

Показатель	Электродвигатель (см. рис. 5.11)		
	$M1$	$M2$	$M3$
Мощность P_n , кВт	7	14	10
Кратность пускового тока K_i	5,5	5	5,5
Коэффициент полезного действия η	0,82	0,85	0,87
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,9	0,88	0,92
Коэффициент нагрузки	1	0,8	0,9

Номинальный ток электродвигателя *M2*

$$I_n = \frac{14}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85 \cdot 0,88} = 28,4 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки предохранителя *FU5*

$$I_v \geq \frac{28,4 \cdot 5}{2,5} = 56,8 \text{ А.}$$

Ближайшая стандартная плавкая вставка рассчитана на ток $I_v = 60 \text{ А}$.

С учетом коэффициента нагрузки 0,8 потребляемый ток $I_{\text{потр}} = 0,8 \cdot 28,4 = 22,7 \text{ А}$. По $I_{\text{потр}}$ с помощью справочных таблиц определяем, что требуемая площадь сечения медного изолированного провода марки ПР составляет $2,5 \text{ мм}^2$. Для $F = 2,5 \text{ мм}^2$ допустимое табличное значение тока $I_{\text{доп}} = 27 \text{ А}$.

Проверяем выбранное сечение на ток короткого замыкания:

$$\frac{I_v}{I_{\text{доп}}} = \frac{60}{27} < 3.$$

Следовательно, сечение провода и вставка выбраны правильно.

Номинальный ток электродвигателя *M3*

$$I_n = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,87 \cdot 0,92} = 19 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки предохранителя *FU6*

$$I_v \geq \frac{19 \cdot 5,5}{2,5} = 41,8 \text{ А.}$$

Ближайшая стандартная плавкая вставка рассчитана на ток $I_v = 60 \text{ А}$.

Потребляемый ток

$$I_{\text{потр}} = 0,9 I_n = 0,9 \cdot 19 = 17,1 \text{ А.}$$

По этим данным с помощью справочных таблиц выбираем $F = 1,5 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 20 \text{ А}$.

Проверяем выбранное сечение на ток короткого замыкания:
 $60/20 = 3$.

Расчетный ток осветительной линии *I*:

$$I_p = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 30,4 \text{ А.}$$

Ближайшая стандартная плавкая вставка, требующаяся для предохранителя *FU3*, рассчитана на ток $I_b = 35$ А.

С помощью справочных таблиц выбираем $F = 4$ мм²; $I_{доп} = 36$ А.

Проверяем выбранное сечение на ток короткого замыкания:

$$\frac{35}{36} < 3.$$

Для нейтрального провода осветительной линии *I* выбираем площадь сечения 2,5 мм².

Расчетный ток в осветительной линии *II*

$$I_p = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 45,6 \text{ А.}$$

Ближайшая стандартная плавкая вставка, требующаяся для предохранителя *FU7*, рассчитана на ток $I_b = 60$ А.

С помощью справочных таблиц выбираем $F = 6$ мм²; $I_{доп} = 46$ А.

Проверяем выбранное сечение на ток короткого замыкания:

$$\frac{60}{46} < 3.$$

Для нейтрального провода осветительной линии *II* выбираем площадь сечения 4 мм².

Для прокладываемой сети в газовых трубах между *РЩ1* и *РЩ2* $I_p = 22,7 + 17,1 + 45,6 = 85,4$ А; $F = 25$ мм²; $I_{доп} = 90$ А.

Кратковременный максимальный ток в данной сети определяется, согласно формуле (5.49), как сумма пускового тока $I_{пуск} = I_n K_i$ двигателя *M2* (поскольку его пусковой ток наибольший) и расчетных токов двигателя *M3* и осветительной линии *II*:

$$I_{кр} = 28,4 \cdot 5 + 17,1 + 45,6 = 204,7 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки предохранителя *FU4* $I_b \geq \frac{204,7}{2,5} = 81,9$ А.

Ближайшая стандартная плавкая вставка рассчитана на ток $I_b = 100$ А.

Проверяем выбранное сечение на ток короткого замыкания:

$$\frac{100}{90} < 3.$$

Для нейтрального провода сети между *РЩ1* и *РЩ2* выбираем площадь сечения 16 мм².

Для четырехжильного кабеля от *ТП* до *РЩ1*

$$I_p = 0,9(22,7 + 17,1 + 45,6 + 14,4 + 30,4) = 117,2 \text{ А;}$$

$$I_{кр} = 0,9(17,1 + 45,6 + 14,4 + 30,4) + 5 \cdot 28,4 = 238,8 \text{ А;}$$

$$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{доп} = 130 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки предохранителя $FUII_{\text{в}} \geq \frac{238,8}{2,5} = 95,5 \text{ А}$.

Выбираем $I_{\text{в}} = 125 \text{ А}$ из условия селективности.

Проверяем выбранное сечение на устойчивость действию токов короткого замыкания: $\frac{125}{130} < 3$.

Выбираем кабель марки СБ с площадью сечения $1(3 \times 50 + 1 \times 25) \text{ мм}^2$.

Контрольные вопросы

1. Как классифицируются электрические сети напряжением до 1000 В по конструктивным признакам?
2. Для каких целей в сетях напряжением до 1000 В применяют автоматические выключатели, предохранители?
3. Как выбирают площадь сечения проводов сетей напряжением до 1000 В?
4. Как рассчитывают площадь сечения проводов сети освещения?
5. Как проверить, обеспечивается ли надежная защита сетей выбранным защитным аппаратом?
6. Каковы допустимые потери напряжения для силовой сети, сети освещения?
7. От каких факторов зависит потеря напряжения сети?
8. Чем опасен нагрев проводника?

6.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Все процессы в электрических системах можно охарактеризовать тремя параметрами: напряжением U , током I и активной мощностью P . Но для удобства расчетов и учета применяют и другие параметры, в том числе реактивную мощность Q . Реактивная мощность идет на создание магнитного и электрического полей. Индуктивная нагрузка рассматривается как потребитель реактивной мощности, а емкостная — как ее генератор.

В цепи постоянного тока существует только активная электрическая нагрузка. Мощность в этой цепи

$$P = IU.$$

Для характеристики мощности цепи переменного тока требуется дополнительный показатель, отражающий сдвиг фаз тока и напряжения — угол φ (рис. 6.1, а).

Произведение показаний вольтметра и амперметра в цепи переменного тока называется полной мощностью S , для трехфазной цепи $S = \sqrt{3}IU$. Средняя за период переменного тока мощность называется активной мощностью $P = \sqrt{3}IU \cos \varphi = S \cos \varphi$. На

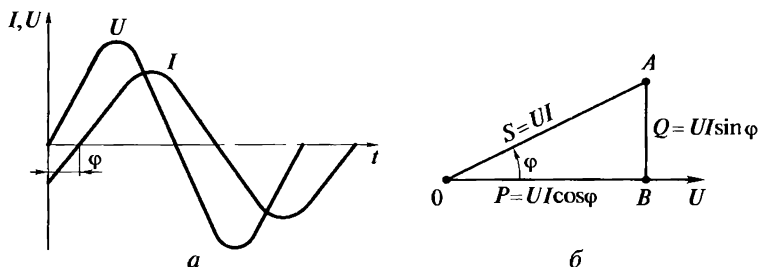


Рис. 6.1. Изменение тока и напряжения в цепи переменного тока (а) и треугольник мощностей (б)

основании этих выражений полную мощность S можно представить как гипотенузу прямоугольного треугольника (рис. 6.1, б), один катет которого представляет собой активную мощность $P = S \cos \varphi$, а другой — реактивную мощность $Q = S \sin \varphi$. Q названа мощностью по аналогии с активной мощностью P . Из треугольника мощностей получают следующие зависимости:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (6.1)$$

$$\cos \varphi = P/S; \quad \operatorname{tg} \varphi = Q/P, \quad (6.2)$$

где $\cos \varphi$ — коэффициент мощности; $\operatorname{tg} \varphi$ — коэффициент реактивной мощности.

Таким образом, для характеристики мощности в цепи переменного тока введены понятия полной S , активной P и реактивной Q мощностей и коэффициента мощности $\cos \varphi$. Для расчета реактивной мощности удобней пользоваться не $\cos \varphi$, а $\operatorname{tg} \varphi$, так как расчетное значение реактивной мощности легко найти из выражения

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi. \quad (6.3)$$

Когда угол φ близок к нулю, подсчет Q_p по формуле (6.3) дает меньшую погрешность, чем подсчет по формуле, в которую входит $\cos \varphi$, так как в зоне малых углов φ изменение коэффициента мощности на 1 % приводит к изменению коэффициента реактивной мощности на 10 %.

Работа машин и аппаратов переменного тока, основанная на принципе электромагнитной индукции, сопровождается процессом непрерывного изменения магнитного потока в их магнитопроводах и полях рассеяния. Поэтому подводимый к ним поток мощности должен содержать не только активную составляющую P , но и реактивную составляющую индуктивного характера Q , необходимую для создания магнитных полей, без которых процессы преобразования энергии, тока и напряжения невозможны. Реактивная мощность асинхронного двигателя (АД) может быть определена по формуле

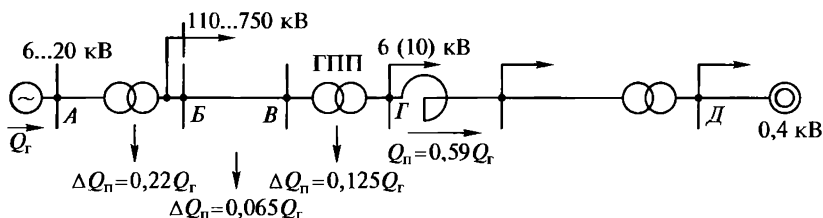
$$Q_{\text{АД}} = Q_0 + Q_n K_z^2, \quad (6.4)$$

где Q_0 — реактивная мощность намагничивания (т. е. холостого хода АД); Q_n — потери реактивной мощности в АД на рассеяние при номинальной нагрузке; K_z — коэффициент загрузки АД, $K_z = P/P_n$.

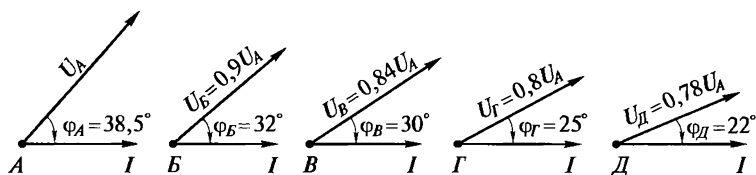
Реактивная мощность, потребляемая трехфазным силовым трансформатором, расходуется, как и в АД, на намагничивание магнитопровода трансформатора ($Q_{\text{т0}}$) и на создание полей рассеяния ($Q_{\text{т.р}}$):

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{т0}} + Q_{\text{т.р}} K_{\text{з.т}}^2, \quad (6.5)$$

где $K_{\text{з.т}}$ — коэффициент загрузки трансформатора.



а



б

Рис. 6.2. Эквивалентная схема системы электроснабжения (а) и изменение угла φ и напряжения в узлах А, Б, В, Г, Д (б)

Потребление трансформатором реактивной мощности на намагничивание в несколько раз меньше, чем АД, из-за отсутствия воздушного зазора в трансформаторе. Но за счет того, что число трансформаций напряжения в системе электроснабжения достигает 3 — 4 и имеет тенденцию к росту до 5—6, суммарная номинальная мощность трансформаторов во много раз больше, чем АД. Поэтому расходы реактивной мощности в АД и в трансформаторах в такой системе соизмеримы.

Из всей потребляемой трансформаторами реактивной энергии около 80 % расходуется на намагничивание.

На рис. 6.2, а показано распределение потерь ΔQ_n реактивной мощности в эквивалентной цепи электростанция — потребитель, а на рис. 6.2, б приведены векторные диаграммы токов и напряжений для узлов А, Б, В, Г, Д этой цепи. Как видно из диаграммы, угол φ возрастает от 22 до 38,5° по мере удаления от шин электропотребителя, где $\cos \varphi = 0,927$, и приближения к шинам генераторного напряжения электростанции, где $\cos \varphi = 0,785$. Вырабатываемая на электростанциях реактивная мощность при $\cos \varphi = 0,927$ для потребителей составляет около 80 % суммарной активной мощности системы. Даже при $\cos \varphi = 0,927$ все участки электропередачи очень сильно загружены реактивной мощностью: на каждую 1 000 кВт активной мощности от электростанции требуется передача 800 квар реактивной мощности в начале передачи и 400 квар — в конце. Это приводит к повышенным токовым нагрузкам сети и, как следствие, к увеличению затрат на ее сооружение, а также к повышенным потерям и ухудшению качества электроэнергии.

Передача значительной реактивной мощности в системе электроснабжения невыгодна по следующим основным причинам.

1. Возникают дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной и реактивной мощностей через элемент сети с сопротивлением R потери активной мощности

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_P + \Delta P_Q, \quad (6.6)$$

где ΔP_P , ΔP_Q — потери активной мощности, вызванные передачей соответственно активной реактивной мощностей.

Как следует из формулы (6.6), потери ΔP_Q пропорциональны Q^2 .

2. Возникают дополнительные потери напряжения. Например, при передаче мощностей P и Q через элемент сети с активным R и реактивным X сопротивлениями потери напряжения

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_P + \Delta U_Q, \quad (6.7)$$

где ΔU_P , ΔU_Q — потери напряжения, обусловленные соответственно передачей активной и реактивной мощностей.

Дополнительные потери напряжения приводят к снижению качества электроэнергии и дополнительным затратам на ввод средств регулирования напряжения.

3. Загрузка реактивной мощностью линий электропередачи и трансформаторов требует увеличения площади сечений проводов воздушных и кабельных линий, повышения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и оборудования ячеек распределительных устройств.

Из сказанного следует, что технически и экономически целесообразно предусматривать дополнительные мероприятия по уменьшению передачи реактивной мощности, которые можно разделить на две группы:

- снижение потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии без применения компенсирующих устройств;

- применение компенсирующих устройств.

Мероприятия первой группы должны рассматриваться в первую очередь, поскольку для их осуществления, как правило, не требуется значительных капитальных вложений. К таким мероприятиям относятся:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования;

- замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности;

- понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой загрузкой;

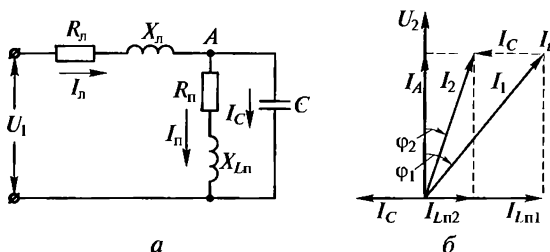


Рис. 6.3. Схема замещения цепи линия — приемник электроэнергии при параллельном подключении конденсатора (а) и векторная диаграмма (б): R_n, X_n — активное и реактивное сопротивления линии; R_n, X_{Ln} — активное и реактивное (индуктивное) сопротивления приемника

ограничение продолжительности холостого хода двигателей;
 применение синхронных двигателей вместо асинхронных той же мощности в случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса;
 повышение качества ремонта двигателей;
 замена и перестановка малозагруженных трансформаторов;
 отключение части трансформаторов в периоды снижения их нагрузки (например, в ночное время).

Мероприятия второй группы предусматривают установку специальных компенсирующих устройств (КУ) на предприятиях для выработки реактивной мощности в местах ее потребления. Примером КУ может быть конденсаторная батарея, подключаемая параллельно активно-индуктивной нагрузке, например асинхронному двигателю. Принцип такого КУ поясняет рис. 6.3. Подключение конденсатора C уменьшает угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки и соответственно повышает коэффициент мощности нагрузки. Потребляемый из сети ток снижается с I_1 до I_2 .

Реактивная мощность Q_z , передаваемая из сети энергосистемы в час наибольшей активной нагрузки системы, указывается в договорах на отпуск электроэнергии. Контроль за реактивной мощностью потребителей осуществляет энергоснабжающая организация и Госэнергонадзор. Контролируется наибольшее потребление реактивной мощности.

Для контроля за наибольшей реактивной мощностью служат счетчики с указателями 30-минутного максимума. При отсутствии специальных счетчиков используют обычные счетчики. Записи подлежат их 30-минутные показания в часы максимума нагрузки энергосистемы, а также показания в начале и конце суточного ночного провала активной нагрузки данной энергосистемы.

Задачи компенсации реактивной мощности должны решаться в соответствии с Указаниями по компенсации реактивной мощ-

ности в распределительных сетях совместно промышленным предприятием и энергосистемой с учетом регулирования напряжения района, в котором расположено предприятие. Выбор параметров компенсирующих устройств, их размещение в системе электропитания определяются по минимуму приведенных затрат.

Для стимулирования проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности на действующих предприятиях Госэнергонадзором установлена шкала скидок и надбавок к тарифу на электроэнергию. Скидки и надбавки к тарифу определяются по таблице в зависимости от степени компенсации реактивной мощности, которая оценивается коэффициентами

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{э}} = Q_{\text{э}}/P_{\text{м.э}}; \quad \operatorname{tg} \varphi_{\text{м}} = Q_{\text{м.ф}}/P_{\text{м.э}},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{э}}$, $\operatorname{tg} \varphi_{\text{м}}$ — соответственно оптимальный и фактический коэффициенты реактивной мощности; $Q_{\text{э}}$ — оптимальная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума активной нагрузки, заданная энергосистемой на границе балансового раздела сетей системы и предприятия и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией, квар; $P_{\text{м.э}}$ — заявленная предприятием активная мощность, участвующая в максимуме энергосистемы и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией, кВт; $Q_{\text{м.ф}}$ — фактическая реактивная нагрузка предприятия, участвующая в максимуме энергосистемы, квар.

6.2. КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Для компенсации реактивной мощности используют батареи конденсаторов и синхронные машины, в том числе специальные синхронные компенсаторы.

Батареи конденсаторов (БК) — это специальные емкостные КУ, предназначенные для выработки реактивной мощности. В настоящее время выпускаются комплектные конденсаторные установки (ККУ) серии УК-0,38 напряжением 380 В мощностью 110...900 квар (табл. 6.1) и серии УК-6/10 мощностью 450...1800 квар (табл. 6.2). Оборудование ККУ размещают в шкафах вместе с аппаратурой защиты, измерения и управления (рис. 6.4, 6.5).

При отключении конденсаторы сохраняют напряжение остаточного заряда, представляющее опасность для персонала и затрудняющее работу выключателей. По условиям безопасности требуется применение разрядных устройств. В качестве разрядных устройств в ККУ на 6 (10) кВ применяют два однофазных заполненных маслом трансформатора напряжения НОМ. В ККУ на 380...660 вместо НОМ для той же цели используют резисторы или лампы накаливания. При индивидуальной компенсации электроприемника разрядные сопротивления не требуются.

Таблица 6.1. Технические характеристики комплектных конденсаторных установок напряжением 380 В

Марка	Номинальная мощность, квар	Число и мощность, квар, регулируемых ступеней
УК-0,38-110	110	1×110
УК-0,38-220	220	2×110
УК-0,38-320	320	3×110
УК-0,38-430	430	4×110
УК-0,38-540	540	5×110
УК-0,38-150	150	1×150
УК-0,38-300	300	2×150
УК-0,38-450	450	3×150
УК-0,38-600	600	4×150
УК-0,38-900	900	6×150

Примечание. Для защиты и управления в установках используются предохранители ПН-2 и контакторы КТ-6000.

Таблица 6.2. Технические характеристики комплектных конденсаторных установок напряжением 6 (10) кВ

Марка	Номинальная мощность, квар	Число и мощность, квар, регулируемых ступеней
УК-6/10-450	450	—
УК-6/10-675	675	—
УК-6/10-900	900	—
УК-6/10-1125	1125	—
УК-6/10Н-900	900	1×900
УК-6/10Н-1350	1350	1×1350
УК-6/10Н-1800	1800	1×1800

Примечания: 1. В УК-6/10 на вводах установлены разъединители; в УК-6/10Н с автоматическим регулированием мощности — высоковольтные выключатели. 2. Установки комплектуют конденсаторами со встроенными разрядными резисторами.

Измерение тока в цепи БК осуществляется тремя амперметрами (для контроля за целостью предохранителей и работой каждой фазы) и счетчиком реактивной энергии. Для автоматического отключения БК при повышении напряжения в данном узле сети сверх заданного значения и для включения при понижении напряжения предусматриваются специальные автоматические устройства.

Для анализа влияния поперечной емкостной компенсации на работу сети рассмотрим векторную диаграмму цепи (см. рис. 6.3, б) при параллельном включении приемника электроэнергии, обла-

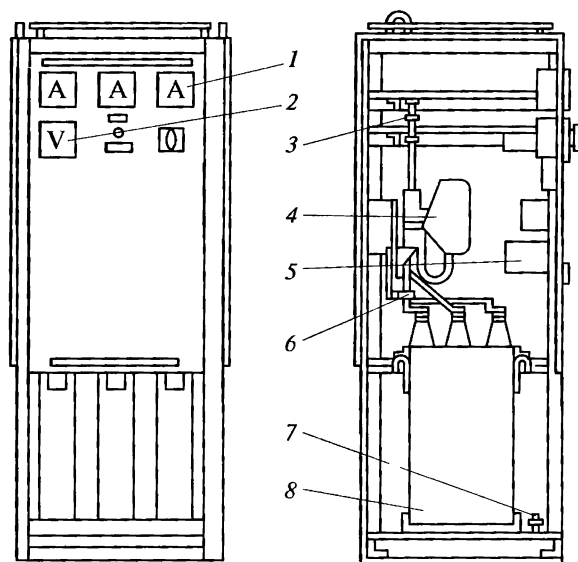


Рис. 6.4. Комплектная конденсаторная установка на напряжение 380 В мощностью 110 квар:

1 — амперметр; 2 — вольтметр; 3 — предохранитель; 4 — контактор; 5 — панель управления; 6 — трансформатор тока; 7 — заземляющий болт; 8 — конденсатор

дающего сопротивлениями R_{Π} , $X_{L\Pi}$, и батареи конденсаторов с емкостным сопротивлением X_C к линии (R_{Π} , X_{Π}). Вследствие параллельного подключения БК угол ϕ уменьшается от ϕ_1 до ϕ_2 , ток нагрузки приемника — от I_1 до I_2 , т.е. происходит разгрузка ли-

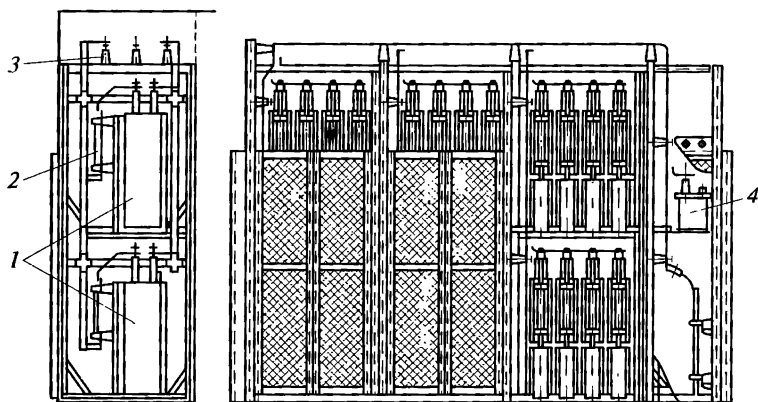


Рис. 6.5. Комплектная конденсаторная установка на напряжение 6 (10) кВ мощностью 450 квар:

1 — конденсаторы; 2 — предохранитель; 3 — шины; 4 — трансформатор напряжения НОМ

нии по току на $\Delta I = I_1 - I_2$. На то же значение разгружаются генераторы энергосистемы благодаря генерации батареей конденсаторов реактивной мощности Q_c в месте установки приемников. Кроме того, сеть и генераторы разгружаются вследствие уменьшения потерь на ΔP_k и ΔQ_k , так как поток реактивной мощности снижается на Q_c .

Указанные уменьшения можно определить по формулам

$$\Delta P_k = \frac{(Q - Q_c)^2}{U_H^2} R; \quad \Delta Q_k = \frac{(Q - Q_c)^2}{U_H^2} X, \quad (6.8)$$

где R, X — эквивалентные активное и реактивное сопротивления цепи линия — приемник электроэнергии; U_H — номинальное напряжение сети.

Для проектируемой сети снижение тока на ΔI позволяет уменьшить площадь сечения проводов линии на $\Delta F = \Delta I / j_{\text{эк}}$, где $j_{\text{эк}}$ — экономическая плотность тока. В результате уменьшения потока реактивной мощности на Q_c снижается и потеря напряжения в сети

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_c)X}{U_H}. \quad (6.9)$$

Из векторной диаграммы (см. рис. 6.3, б) можно определить емкость C и реактивную мощность Q_c , конденсаторов, необходимые для повышения коэффициента мощности от $\cos \varphi_1$ до желаемого значения $\cos \varphi_2$:

$$C = \frac{P}{\omega U_H^2} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2); \quad (6.10)$$

$$Q_c = U^2 \omega C = P (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (6.11)$$

где ω — угловая частота тока.

Основной недостаток емкостных КУ заключается в том, что при понижении напряжения в сети они снижают выдачу реактивной мощности пропорционально квадрату снижения напряжения, в то время как требуется ее повышение. Регулирование мощности БК осуществляется только ступенями, а не плавно и требует установки дорогостоящей коммутационной аппаратуры.

Синхронные машины могут генерировать и потреблять реактивную мощность, т.е. оказывать на электрическую сеть воздействие, тождественное воздействию емкостной и индуктивной нагрузок. При перевозбуждении синхронной машины генерируется реактивная составляющая тока статора, значение которой растет при увеличении тока возбуждения. Векторная диаграмма подведенного от сети напряжения и тока в статоре синхронной машины имеет тот же вид, что и диаграмма подведенного напряжения и тока в батарее конденсаторов (см. рис. 6.3, б). Перевозбужденная синхронная машина генерирует опережающий ток, подобно конденсатору.

В системах электроснабжения предприятий используются синхронные машины всех видов. Наиболее широкое применение находят синхронные двигатели (СД), которые используются в приводах производственных машин и механизмов, не требующих регулирования частоты вращения.

Синхронные генераторы (СГ) обладают, как и СД, плавным и автоматическим регулированием генерируемой реактивной мощности в функции напряжения сети. В отличие от СД передача реактивной мощности от СГ может осуществляться на значительное расстояние (даже от СГ собственных электростанций предприятий). Поэтому использование генераторов в качестве источников реактивной мощности ограничивается технико-экономическими условиями режима энергосистемы.

Синхронные компенсаторы (СК) представляют собой синхронные электрические машины, работающие в режиме двигателя без нагрузки на валу. Они предназначены специально для выработки реактивной мощности. Удельная стоимость вырабатываемой мощности, руб./квар, и удельные потери, кВт/Мвар, для СК значительно больше, чем для СД, так как удельные стоимость и потери целиком приходятся на реактивную мощность; кроме того, добавляются расходы на эксплуатацию СК. При большом дефиците реактивной мощности в точке подключения потребителей, когда требуется плавное и быстродействующее средство регулирования напряжения, оказывается выгодным ввод СК. При наличии резкопеременной реактивной нагрузки зона применения СК расширяется.

К недостаткам СК относятся:

повышенные потери активной мощности;

большие масса и вибрация, из-за чего СК необходимо устанавливать на массивных фундаментах;

необходимость применения водородного или воздушного охлаждения с водяными охладителями;

необходимость постоянного дежурства эксплуатационного персонала на подстанциях с синхронными компенсаторами;

невозможность (в отличие от БК) наращивания мощности в процессе роста нагрузок.

6.3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Реактивная нагрузка $Q_{\text{в}}$ в сетях напряжением 6 (10) кВ создается приемниками электроэнергии, подключенными к шинам напряжением 6 (10) кВ, нескомпенсированной нагрузкой сети низшего напряжения $Q_{\text{в,н}}$ и потерями реактивной мощности ΔQ в

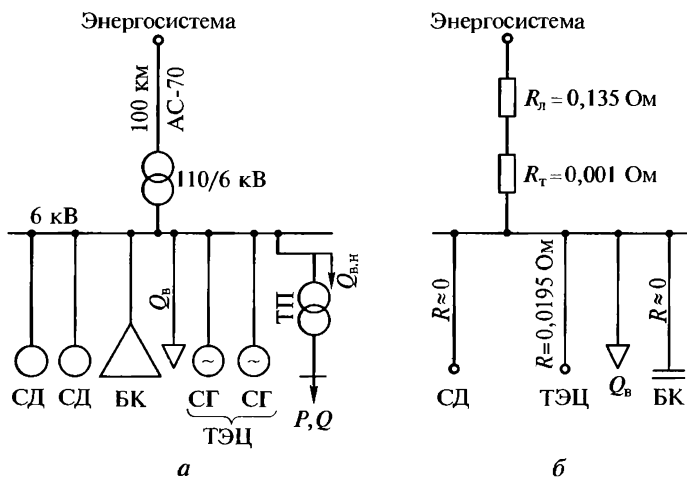


Рис. 6.6. Схема подключения источников реактивной мощности (а) и ее схема замещения (б)

сети напряжением 6 (10) кВ (главным образом в трансформаторах, в том числе на ГПП).

При выборе компенсирующих устройств, сделав допущение о незначительной длине линий, можно представить все предприятия как узел напряжением 6 (10) кВ (рис. 6.6), к которому подключены реактивная нагрузка Q_b и в общем случае источники реактивной мощности четырех типов: синхронные двигатели (СД) напряжением 6 (10) кВ; энергосистема; батарея конденсаторов (БК); синхронные генераторы (СГ) ТЭЦ предприятия. Задача оптимального распределения реактивной мощности сводится к определению таких значений реактивной мощности каждого источника, при которых суммарные затраты достигают минимума при соблюдении баланса реактивных мощностей.

Выбор средств и способов компенсации реактивной мощности, определение мощности компенсирующих устройств, распределение их по сетям проводятся на основании технико-экономических расчетов по минимуму приведенных затрат.

Приведенные затраты Z на генерирование реактивной мощности в общем случае определяют по формуле

$$Z = Z_0 + Z_1 Q + Z_2 Q^2, \quad (6.12)$$

где Z_0 — постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности Q (затраты на отключающую аппаратуру, устройства защиты и т. п.), руб.; Z_1 — удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб./Мвар; Q — генерируемая реактивная мощность, Мвар; Z_2 — удельные затраты на 1 Мвар² генерируемой мощности, руб./Мвар².

Таблица 6.3. Коэффициенты потерь в синхронных двигателях

Номинальное напряжение, кВ	Частота вращения, с ⁻¹	Номинальная мощность		КПД, %	D ₁	D ₂
		активная, кВт	реактивная, квар			
6	50	630	320	96,17	2,02	3,25
		800	408	96,33	2,59	3,95
		1000	505	96,52	3,0	4,49
		2000	1000	96,96	4,89	6,72
		4000	2000	97,57	7,9	11,4
	16,67	1000	511	95,37	5,09	3,99
		2000	1010	96,06	8,06	7,53
		4000	2000	96,43	14,1	11,8
	8,33	400	209	92,66	3,88	2,97
		1000	511	94,89	6,61	5,88
		2000	1020	95,95	9,22	8,29
10	50	630	320	96,53	2,07	3,44
		800	408	95,58	2,47	4,46
		1000	505	95,79	3,21	3,03
		2000	1000	96,48	4,8	7,56
		4000	2000	97,19	8,34	12,6
	16,67	1250	645	94,45	6,77	6,98
		2000	1010	95,73	8,39	7,56
		4000	2010	96,43	10,6	11,6
	8,33	1250	642	92,86	9,08	8,53
		2000	1020	94,76	10,0	9,36
		4000	2039	95,67	16,4	15,4

Для синхронных двигателей

$$Z_{0CD} = 0;$$

$$Z_{1CD} = C_0(D_1/Q_n + 2D_2Q_{пр}/Q_n^2N); \quad (6.13)$$

$$Z_{2CD} = C_0D_2/(Q^2N),$$

где C_0 — удельная стоимость потерь активной мощности, руб./МВт; D_1 , D_2 — коэффициенты потерь, зависящие от типа двигателя (табл. 6.3); Q_n — номинальная реактивная мощность СД; $Q_{пр}$ — реактивная мощность, генерированная двигателями предварительно, т.е. до подключения проектируемой нагрузки; N — число однотипных двигателей.

Для батарей конденсаторов параллельного включения

$$Z_{0БК} = EK_0 + EK_p; \quad Z_{1БК} = EK_y + C_0P_{БК}; \quad Z_{2БК} = 0, \quad (6.14)$$

где E — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K_0 — стоимость вводного устройства, руб.; K_p — стоимость регулирующего устройства, руб.; K_y — удельная стоимость

батареи конденсаторов, руб./Мвар; $P_{БК}$ — удельные потери электроэнергии в конденсаторах, кВт/Мвар.

Затраты на выработку реактивной мощности синхронными двигателями сравнивают с затратами на выдачу той же мощности батареей конденсаторов и определяют оптимальную реактивную мощность синхронных двигателей

$$Q_{CD} = (3_{БК} - 3_{CD})/23_{CD}. \quad (6.15)$$

Оптимальную мощность $Q_{БК}$ конденсаторов, которые следует установить дополнительно, определяют из баланса реактивных мощностей в узле:

$$Q_{БК} = Q_v - Q_{CD} - Q_{ТЭЦ} - Q_z,$$

где $Q_{ТЭЦ}$ — реактивная мощность, вырабатываемая синхронными генераторами ТЭЦ; Q_z — реактивная мощность, поступающая в узел из энергосистемы.

Если значение $Q_{БК}$ получится отрицательным, следует принять $Q_{БК} = 0$ и уменьшить на полученное отрицательное значение мощность, поступающую из энергосистемы.

Электрическая сеть промышленного предприятия представляет собой единое целое, поэтому правильный выбор средств компенсации реактивной мощности возможен лишь при одновременном решении задачи о размещении компенсирующих устройств в сетях напряжением до 1000 В и 6 (10) кВ с учетом получения реактивной мощности от местных электростанций и энергосистемы.

На промышленных предприятиях основных потребителей реактивной мощности присоединяют к сетям напряжением до 1000 В. Источниками реактивной мощности здесь являются БК напряжением до 1000 В, а недостающая часть реактивной мощности покрывается перетоком ее из сети высшего напряжения — с шин напряжением 6 (10) кВ, от СД, БК напряжением свыше 1000 В, генераторов местной электростанции или из сети энергосистемы. Источники реактивной мощности напряжением 6 (10) кВ экономичнее, но передача от них реактивной мощности в сеть напряжением до 1000 В может привести к увеличению числа трансформаторов и потерь электроэнергии в сети и трансформаторах.

Поскольку стоимость трансформаторных подстанций на предприятиях очень велика, при выборе средств компенсации решающее значение имеет число устанавливаемых цеховых трансформаторов. Минимальное их число

$$N_0 = P_{H\Sigma}/(\beta_{г.н} S_{г.н}), \quad (6.16)$$

где $P_{H\Sigma}$ — суммарная средняя активная мощность, МВт, потребляемая в наиболее загруженную смену в сетях напряжением до 1000 В; $\beta_{г.н}$ — нормативный коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{г.н}$ — номинальная мощность одного трансформатора,

МВ·А, выбираемая в зависимости от плотности электрической нагрузки в цехе.

Наибольшая реактивная мощность, которую можно передать со стороны сети напряжением 6 (10) кВ в сеть напряжением до 1000 В без превышения $\beta_{т.н}$ и увеличения заданного числа трансформаторов,

$$Q_{в.н} = \sqrt{(N_0 \beta_{т.н} S_{т.н})^2 - P_{н\Sigma}^2}. \quad (6.17)$$

Для выбора оптимального варианта следует сравнить расчетные затраты вариантов с минимальным числом трансформаторов N_0 и с числом трансформаторов, увеличенным на один или два.

Если в цехе устанавливают один или два трансформатора напряжением 6...10/0,4 кВ, то при выборе степени компенсации реактивной мощности в сети напряжением до 1000 В число трансформаторов нельзя изменить, учитывая условия электроснабжения, но можно изменить их мощность $S_{т.н}$.

Если по заданию энергоснабжающей организации из энергосистемы можно получить реактивную мощность Q_3 , то при этом синхронными двигателями и конденсаторами должна быть скомпенсирована мощность $Q_k = 1,15(Q_v - Q_3)$. Коэффициент 1,15 учитывает необходимый 15 %-й резерв реактивной мощности на предприятии.

Пример 6.1. Выбрать число N_0 и мощность $S_{т.н}$ цеховых трансформаторов, подключенных к шинам напряжением 6 кВ ГПП, и определить мощность батарей конденсаторов, которые должны быть установлены в сети низшего напряжения (НН) цеха.

Исходные данные: средние активная и реактивная нагрузки сети НН цеха $P_{нн} = 8650$ кВт, $Q_{нн} = 5000$ квар; напряжение сети НН 380 В; площадь цеха $F = 70\,000$ м². Необходимые данные о сети напряжением 6 кВ приведены на рис. 6.6, а.

Решение. Определяем минимальное число трансформаторов ТП напряжением 6/0,4 кВ по формуле (6.16). Входящую в эту формулу номинальную мощность одного трансформатора $S_{т.н}$ находим по плотности нагрузки

$$\sigma = S_{нн}/F = \sqrt{8650^2 + 5000^2}/70\,000 = 0,143 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2,$$

откуда $S_{т.н} = 1000$ кВ·А.

Для потребителей второй и третьей категорий при отсутствии резервирования по сети НН коэффициент загрузки трансформатора $\beta = 0,93$. При наличии перемычек 0,4 кВ между ТП следует принимать $\beta = 0,7$. Подставляя принятые значения в формулу (6.16), получаем

$$N_0 = 8650/(0,93 \cdot 1000) = 9,3.$$

Результат округляем до ближайшего большего целого числа: $N_0 = 10$. Тогда реактивная мощность

$$Q_{в.н} = \sqrt{(10 \cdot 0,93 \cdot 1000)^2 - 8650^2} = 3416 \text{ квар.}$$

Проверяем, не слишком ли низко значение коэффициента мощности в данном цехе при передаче $P_{нн} = 8650$ кВт и $Q_{в.н} = 3416$ квар:

$$\cos \varphi_{ц} = 8650 / \sqrt{8650^2 + 3416^2} = 0,93.$$

Такой коэффициент мощности вполне достаточен. При $\cos \varphi_{ц} < 0,85$ возникают трудности с местным регулированием напряжения на ТП и становятся значительными потери мощности. Поэтому следует повышать мощность батарей конденсаторов напряжением 380 В, чтобы добиться соотношения $\cos \varphi_{ц} \geq 0,85$.

Находим мощность ККУ напряжением 380 В при передаче реактивной мощности $Q_{в.н}$ через трансформаторы цеха без их перегрузки:

$$Q_{БК} = Q_{нн} - Q_{в.н} = 5000 - 3416 = 1584 \text{ квар.}$$

На каждой из 10 ТП цеха следует предусмотреть стандартную ККУ, мощность которой близка к 158 квар. Целесообразно поставить на каждой ТП установку УК-0,38-150 на 150 квар (см. табл. 6.1). Как показывает опыт проектирования, оптимальным оказывается вариант с минимальным числом трансформаторов N_0 . Чтобы убедиться в этом, можно выполнить сравнение приведенных затрат на компенсацию реактивной мощности для вариантов с числом трансформаторов N_0 и $N_0 + 1$.

6.4. РАЗМЕЩЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Рациональное размещение компенсирующих устройств зависит от многих факторов, в частности от соотношения мощностей синхронных и асинхронных двигателей, установленных в сетях высшего и низшего напряжений. Дополнительным источником реактивной мощности в распределительных сетях служат БК.

Конденсаторные установки напряжением выше 1000 В целесообразно располагать на стороне вторичного напряжения ГПП или распределительных подстанций, а также на РП в системе электроснабжения предприятия.

Устанавливать БК напряжением свыше 1000 В на бесшинных цеховых подстанциях, на которых трансформаторы присоединены наглухо или через разъединитель, выключатель нагрузки и предохранитель, не рекомендуется, так как присоединение конденсаторных установок вызовет усложнение и удорожание этих подстанций.

Нерегулируемые конденсаторные установки на напряжение до 1000 В обычно присоединяют к цеховым распределительным пунктам, магистральным шинопроводам, если этому не препятствует окружающая среда. Место установки регулируемых конденсатор-

ных установок напряжением до 1000 В выбирают с учетом требований регулирования напряжения или реактивной мощности.

Не рекомендуется чрезмерное дробление мощности конденсаторных установок в сетях напряжением до и свыше 1000 В, так как это приводит к значительному увеличению удельных (на 1 квар установленной мощности батареи) затрат на отключающую аппаратуру, измерительные приборы и т.д. Единичную мощность БК напряжением свыше 1000 В принимают не менее 400 квар, если присоединение выполняется с помощью отдельного выключателя. В сетях низшего напряжения применять БК мощностью менее 30 квар не рекомендуется.

В связи с внедрением в промышленности СД средней мощности (500...1600 кВт) вопрос о размещении дополнительных компенсирующих устройств приобретает важное значение и усложняется.

Максимальная реактивная мощность, которую может генерировать СД,

$$Q_m = \alpha_m P_{нсд} \operatorname{tg} \varphi_n / \eta, \quad (6.18)$$

где α_m — коэффициент дополнительной перегрузки.

Приняв $\cos \varphi = 0,9$; $\eta = 0,92$; $\alpha_m = 1,2$, получим

$$Q_m = 0,7 P_{нсд}. \quad (6.19)$$

Синхронные двигатели, находящиеся в узле сосредоточенной нагрузки напряжением 6 (10) кВ, должны быть оптимально использованы для повышения его коэффициента мощности.

На крупных металлургических предприятиях мощность СД в ряде случаев составляет около 70 % всей нагрузки предприятия. Тогда располагаемый запас генерируемой реактивной мощности

$$Q_m = 0,49 P_{пр}, \quad (6.20)$$

где $P_{пр}$ — суммарная активная нагрузка предприятия.

Использовать всю реактивную мощность СД для повышения $\cos \varphi$ в цехах предприятия нецелесообразно, так как переток ее по ЛЭП напряжением 6 (10) кВ экономически не всегда оправдан. Поэтому для компенсации реактивной мощности потребителей и в этих случаях широко применяются БК.

6.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

При минимальной нагрузке потребителя мощность батареи конденсаторов должна быть уменьшена, так как поступление избыточной емкостной нагрузки в сеть вызывает повышение напряжения и увеличивает потери электроэнергии. При максимальной

нагрузке и недостаточной мощности БК наблюдаются недокомпенсация реактивной мощности, снижение уровня напряжения и увеличение потерь электроэнергии. Для более экономичной работы компенсирующих устройств применяют автоматическое регулирование мощности БК и других видов КУ.

Регулирование может осуществляться в зависимости от тока нагрузки, времени суток, коэффициента мощности и напряжения. Наибольшее применение получило регулирование по напряжению, применяемое в тех случаях, когда кроме повышения коэффициента мощности требуется поддерживать напряжение потребителей на уровне номинального.

Рассмотрим схему автоматического одноступенчатого регулирования мощности конденсаторной установки по уровню напряжения в сети (рис. 6.7). Такое регулирование можно использовать в конденсаторных установках напряжением выше 1000 В, но преимущественно оно применяется в сетях напряжением до 1000 В. В последнем случае реле напряжения подключают непосредственно к сети.

При понижении напряжения срабатывает реле напряжения $KV1$ и замыкает свой контакт в цепи катушки реле времени $KT1$, которое с выдержкой времени включает конденсаторную установку. При повышении напряжения срабатывает реле $KV2$, в результате чего реле $KT2$ отключает установку от сети. Для более точной настройки схемы в цепи катушек реле $KV1$ и $KV2$ включены добавочные резисторы R_k . Для отстройки от кратковременных колеба-

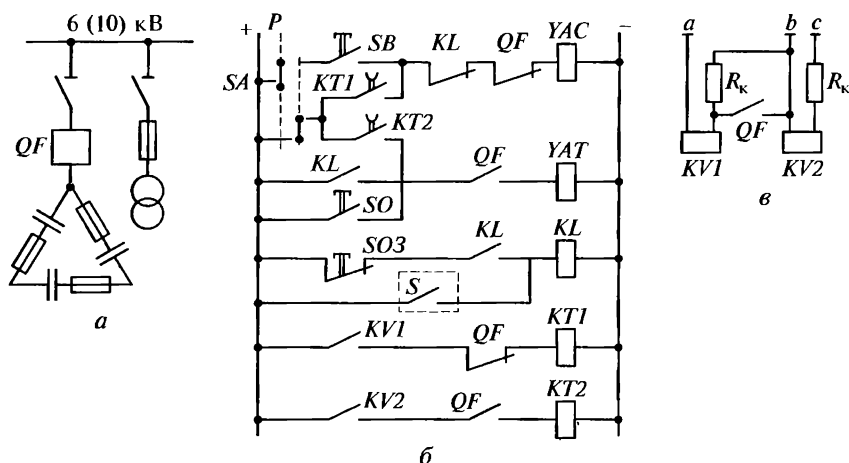


Рис. 6.7. Схемы одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной установки:

a — цепи трансформатора напряжения; $б$ — цепи оперативного тока; $в$ — цепи питания реле $KV1$ и $KV2$

ний напряжения выдержки времени реле принимаются равными 2...3 мин.

Для ручного управления установкой ключ управления *SA* переводят в положение *P*. Подача напряжения на катушку включения *YAC* привода выключателя *QF* осуществляется кнопкой включения *SB*. Отключают выключатель кнопкой *SO*, контакты которой находятся в цепи катушки отключения *YAT*. Защитное отключение осуществляет промежуточное реле *KL*, которое срабатывает при кратковременном замыкании контакта *S* реле защиты. Замкнув контакты в цепи своей катушки и в цепи катушки *YAT*, реле *KL* самоудерживается, обеспечивая надежное отключение выключателя, и предотвращает включение на короткое замыкание, разомкнув свой контакт в цепи катушки *YAC*. После срабатывания релейной защиты схему возвращают в исходное положение нажатием кнопки *SO3*, в результате чего катушка реле *KL* теряет питание.

Многоступенчатое автоматическое регулирование комплектными конденсаторными установками серии УК-0,38 мощностью от 220 до 540 квар и серии УК-6(10) мощностью от 660 до 1800 квар обеспечивается устройством типа АРКОН.

Контрольные вопросы

1. Каковы технические результаты компенсации реактивной мощности?
2. Как влияет коэффициент мощности на экономичность системы электроснабжения?
3. Почему невыгодна передача реактивной мощности по электрическим сетям системы электроснабжения?
4. Назовите средства, применяемые для компенсации реактивной мощности и укажите их преимущества и недостатки.
5. Какие мероприятия проводят для уменьшения потребляемой реактивной мощности?
6. Почему в качестве показателя, характеризующего реактивную мощность, принят коэффициент реактивной мощности?
7. В чем заключается и в каком порядке выполняется технико-экономическое обоснование выбора средств компенсации реактивной мощности?
8. Назовите особенности размещения компенсационных устройств в электрических сетях.

ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

7.1. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Синхронные генераторы — основное электрооборудование электростанций. Выбранный тип генератора определяет конструкцию всей электростанции и особенности ее эксплуатации. Тип устанавливаемых генераторов зависит главным образом от частоты вращения турбины.

Частота вращения роторов генераторов паротурбинных электростанций (ТЭС, АЭС) при частоте электрического тока 50 Гц принята равной 3000 мин⁻¹. Сравнительно редко частота вращения принимается равной 1500 мин⁻¹. Частота вращения гидротурбин обычно находится в пределах от 60 до 500 мин⁻¹. Частота вращения ротора генератора n , мин⁻¹, частота переменного тока f , Гц, и число пар полюсов ротора p связаны соотношением

$$n = 60f/p. \quad (7.1)$$

Следовательно, число пар полюсов ротора генератора паротурбинной электростанции (турбогенератора) при $f = 50$ Гц и $n = 3000$ мин⁻¹ должно быть равно 1. На роторах гидрогенераторов при n равной 60 и 500 мин⁻¹ число пар полюсов p должно быть соответственно равно 50 и 6. Конструкция ротора генератора зависит от числа пар полюсов.

Ротор турбогенератора неявнополюсной конструкции выполняется в виде стального цилиндра с продольными пазами, в которые укладывают обмотку возбуждения из полосовой меди, изолированной миканитом. Обмотку возбуждения закрепляют в пазах клиньями, а вне пазов (на лобовых частях) стальными бандажами или капками. Из-за воздействия на ротор, вращающийся с большой частотой, центробежных сил ограничены его размеры: диаметр — не более 1250 мм, длина бочки ротора — не свыше 6,5 м.

Ротор гидрогенератора имеет несколько пар выступающих полюсов, т. е. явнополюсную конструкцию. Синхронные двигатели и

компенсаторы с частотой вращения ниже 1500 мин^{-1} тоже имеют явнополюсный ротор. Обмотка возбуждения явнополюсных синхронных машин выполняется в виде катушек, располагаемых на каждом полюсе и соединяемых последовательно.

На паротурбинных электростанциях принята конструкция турбоагрегатов с горизонтальным валом, а на гидроэлектростанциях принято вертикальное расположение вала турбины и гидрогенератора, так как при большом диаметре явнополюсного ротора вертикальная конструкция обеспечивает лучшие условия работы подшипников и меньшие размеры машинного здания. На рис. 7.1 и 7.2 показаны устройство соответственно турбогенератора и гидрогенератора, а также пути прохождения через них охлаждающего воздуха. Система охлаждения электрических машин необходима для отвода теплоты, возникающей в результате потерь мощности в стали и меди ротора и статора.

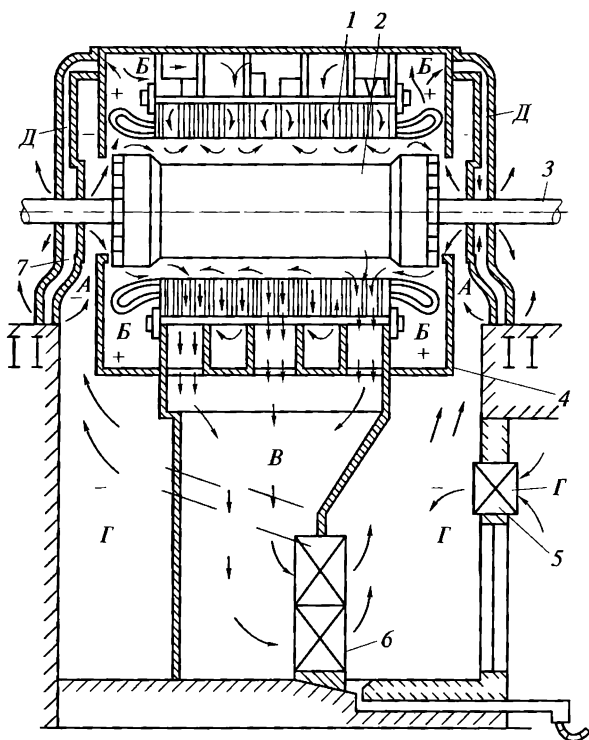


Рис. 7.1. Турбогенератор:

1 — статор; 2 — ротор; 3 — вал; 4 — кожух; 5 — фильтр; 6 — воздухоохладитель; 7 — уплотнения; А — область разрежения в системе вентиляции; Б — область движения; В — камера горячего воздуха; Г — камера холодного воздуха; Д — каналы подвода воздуха к уплотнениям

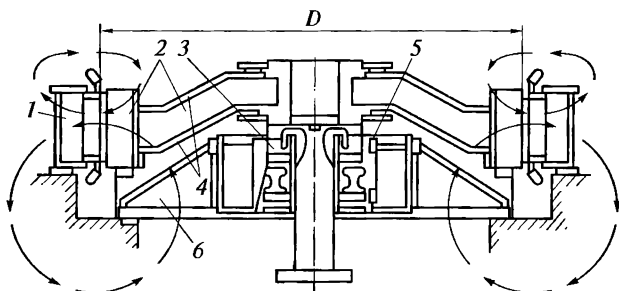


Рис. 7.2. Гидрогенератор:

1 — статор; 2 — ротор; 3 — подпятник; 4 — спицы ротора; 5 — направляющий подшипник; 6 — нижняя опорная крестовина; D — диаметр ротора генератора

Для генераторов небольшой мощности (до 25 МВт на ТЭС) достаточна воздушная вентиляция (см. рис. 7.1). Воздух под действием центробежных сил вращающегося ротора проходит через каналы в стали статора и охлаждает обмотки и магнитопроводы ротора и статора. Нагретый воздух поступает через окна в корпусе статора в трубчатые воздухоохладители. По трубкам воздухоохладителей протекает холодная вода. Охлажденный воздух снова засасывается ротором. Получается замкнутый цикл.

В турбогенераторах мощностью 25... 100 МВт систему вентиляции вместо воздуха заполняют водородом, имеющим большую теплоемкость. Переход на водородное охлаждение позволяет от того же турбогенератора получать мощность в 1,3 раза большую, чем при воздушном охлаждении (при соответствующем усилении турбины). Для современных сверхмощных генераторов применяют непосредственное охлаждение, при котором обмотки ротора и статора охлаждают маслом или дистиллированной водой. Охлаждающая жидкость поступает в полые стержни, составляющие обмотку, и охлаждает их изнутри.

Благодаря такому интенсивному охлаждению обмоток удастся получить генератор заданной мощности при уменьшенных размерах или при тех же размерах в 3—4 раза большую номинальную мощность генератора. Системы непосредственного охлаждения при различных комбинациях охлаждающего вещества (водород, масло, вода) и разных конструкциях систем охлаждения стали и меди генератора позволили создать генераторы мощностью 300... 800 МВт при тех ограничениях их размеров, которые обусловлены центробежными силами в роторе.

Системы возбуждения синхронных машин обеспечивают питание обмотки возбуждения постоянным током. Широкое применение нашли системы возбуждения с генераторами постоянного тока

(возбудителями) и с преобразователями переменного тока в постоянный (вентильное возбуждение). И та, и другая система имеет несколько видов.

7.2. ШИННЫЕ КОНСТРУКЦИИ И ИЗОЛЯТОРЫ

Электрический ток от источника передается по шинной конструкции (называемой также шиной) в распределительное устройство (РУ). Пройдя через электрические аппараты соответствующей ячейки РУ, ток поступает на сборные шины и далее в линии электрической сети. Во всех электроустановках, рассчитанных на большие токи, электрическое соединение аппаратов выполняют шинами.

Шины укрепляют на изоляторах шинодержателями. На рис. 7.3 показана конструкция шинодержателя, крепящего на изоляторе пакет из трех шин прямоугольного сечения. Шины 2 болтами 3 и накладками 1 и 4 жестко закрепляют в держателе и присоединяют винтами к головке изолятора 5. Одну из накладок (например, 4) или болт делают из немагнитного материала во избежание создания большого магнитного потока по контуру держателя и его сильного нагрева.

Способ расположения пакетов шин в трехфазной шинной конструкции выбирают с учетом следующих соображений:

наилучшие условия охлаждения шин получают при расположении их на ребро (рис. 7.4, а);

наибольшая прочность шин на изгиб под действием электромагнитных сил взаимного притяжения и отталкивания, достигающих очень больших значений при коротких замыканиях, получается при расположении шин плашмя (рис. 7.4, б);

фарфор опорных изоляторов лучше работает на сжатие, т.е. при расположении шин на ребро, чем на изгиб.

Исходя из этого лучше всего располагать шины на ребро. Расстояние между шинами *a* зависит от номинального напряжения шинной конструкции и должно соответствовать действующим нормам.

Отрезки шин соединяют в единую полосу или сваркой, или болтами с упругими шайбами. Для контроля за нагревом мест соединения рекомендуется окрашивать их термолаской, изменяющей свой цвет при повышении температуры выше установленной.

Изоляторы служат для крепления проводов и шинных конструкций и для изоля-

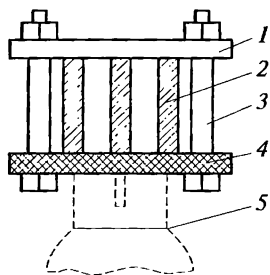


Рис. 7.3. Шинодержатель:

1, 4 — накладки; 2 — шина; 3 — болт; 5 — изолятор

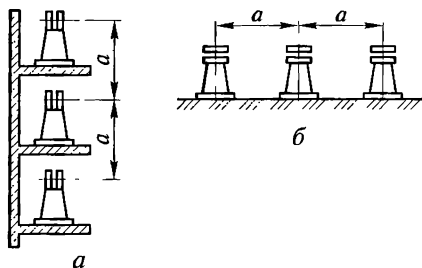


Рис. 7.4. Расположение шин в трехфазной конструкции на ребро (а) и плашмя (б)

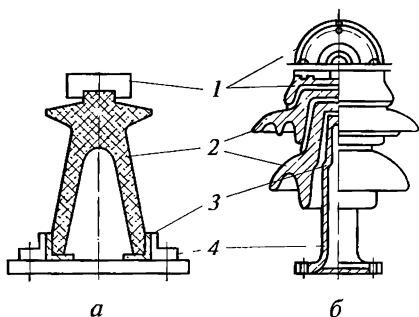


Рис. 7.5. Опорные изоляторы внутренней (а) и наружной (б) установок:

1 — чугунный колпачок; 2 — фарфоровый корпус; 3 — слой мастики; 4 — фланец

ции их от заземленных частей. Изоляторы изготавливают из фарфора или стекла. На рис. 7.5, а показано устройство фарфорового опорного изолятора на 3... 10 кВ типа ОФ, предназначенного для установки внутри помещений. Роль изоляции выполняет фарфоровый корпус 2, на котором сверху укреплен чугунный колпачок 1, а снизу — фланец 4. Ввиду того, что коэффициенты температурного расширения фарфора и чугуна сильно различаются, в изоляторе чугун и фарфор разделены слоем мастики 3, склеивающей их. На рис. 7.5, б представлен опорный штыревой изолятор на 35 кВ для наружной установки типа ОНСМ. Опорные изоляторы наружной установки отличаются тем, что поверхность фарфорового корпуса 2 делается ребристой для предотвращения перекрытия изолятора скользящими разрядами по поверхности в сырую погоду.

На рис. 7.6 изображен проходной изолятор, предназначенный для перехода шинной конструкции из одного помещения в другое.

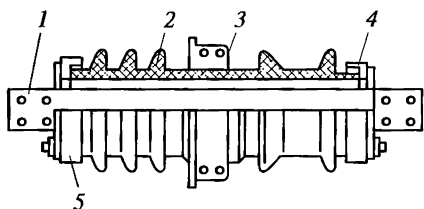


Рис. 7.6. Проходной изолятор на 3... 10 кВ:

1 — шина; 2 — изолятор; 3 — проходная часть; 4, 5 — колпачки

Проходные изоляторы применяют для наружной (типов ПН, ПНМ-10, 20, 35 кВ) и внутренней (типа П-6, 10 кВ) установок.

Шины, рассчитанные на напряжение 35 кВ и более, а также провода линии укрепляют на подвесных изоляторах. Фарфор, чугунный колпачок и пестик склеивают мастикой. Провод специальным соединителем

прикрепляют к пестику. Из таких изоляторов собирают гирлянду из 3...15 элементов и более — в зависимости от номинального напряжения линии. Для соединения изоляторов пестик вставляют в отверстие колпачка следующего элемента гирлянды.

7.3. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Трансформаторы являются основным оборудованием подстанций. В связи с тем, что производство электроэнергии происходит при генераторном напряжении 6...20 кВ, передача ее от электростанций на крупные районные подстанции осуществляется при напряжении 110...750 кВ; предприятия промышленности питаются напряжением 35...220 кВ, а потребители электроэнергии на предприятиях и в быту — напряжением 6 (10) кВ и 380/220 В; на пути электроэнергии от производителя к потребителям происходит три-четыре трансформации напряжения. Поэтому мощность трансформаторов в электрической системе в несколько раз больше, чем генераторов или приемников электроэнергии.

При выборе мощности трансформаторов необходимо руководствоваться шкалой стандартных номинальных мощностей, кВ·А, трансформаторов и автотрансформаторов:

10	10	25	40	63
100	160	250	400	630
1 000	1 600	2 500	4 000	6 300
10 000	16 000	25 000	40 000	63 000
80 000	100 000	125 000	160 000	200 000
250 000	370 000	400 000	500 000	630 000
800 000	1 000 000			

Как следует из приведенной шкалы, отношение (шаг) рядом стоящих номинальных мощностей принято равным 1,6 для трансформаторов и автотрансформаторов мощностью до 63 000 кВ·А и 1,3 для более мощных аппаратов. Классификация трансформаторов по габаритам приведена в табл. 7.1. Типы выпускаемых отечественной промышленностью трансформаторов и автотрансформаторов указаны в справочниках.

Силовые трансформаторы подразделяют на сухие (рис. 7.7), устанавливаемые в помещениях с пожаро- и взрывоопасной средой, масляные для наружной и внутренней установки в неопасной с точки зрения пожара и взрыва среде и трансформаторы с заполнением негорючим жидким диэлектриком (совтолом), устанавливаемые в закрытых помещениях повышенной пожароопасности.

Основными частями масляного трансформатора (рис. 7.8) являются магнитопровод и жестко закрепленные на нем обмотки. Для защиты от воздействий окружающей среды они помещены в

Таблица 7.1. Классификация силовых трансформаторов

Габарит трансформатора	Мощность, кВ · А	Напряжение, кВ
I-1 I-2	До 20 25 ... 100	До 10
II-1 II-2	160 ... 250 400 ... 1000	До 10
III-1 III-2 III-3	До 1000 1600 ... 2500 4000 ... 6300	Более 10 до 35
IV-1 IV-2	10 000 ... 32 000 Более 32 000	До 35
V-1 V-2	До 16 000 25 000 ... 32 000	110
VI-1 VI-2 VI-3	40 000 ... 63 000 До 63 000 До 63 000	110 150 220 ... 330
VII-1 VII-2	80 000 ... 200 000 80 000 ... 200 000	110 150
VIII-1 VIII-2	Более 200 000 Независимо от мощности	220 ... 330 Более 330

стальной бак 1. Бак герметически закрыт крышкой 6. Сквозь крышку с помощью проходных изоляторов (вводов) 7—9 электрические цепи обмоток ВН выведены наружу. Над крышкой расположен расширитель 12, сообщающийся трубопроводом с баком. В разрез этого трубопровода установлено газовое реле 11. Непосредственно из бака наружу через крышку выведена выхлопная труба 10, нормально закрытая мембраной. Труба предназначена для аварийных выбросов газов и масла наружу. На крышке смонтирована рукоятка 4 переключателя напряжения. Переключатель напряжения 16 расположен под крышкой и соединен с рукояткой валом, проходящим сквозь крышку в сальниковом уплотнении. Контакты переключателя можно электрически соединить с теми или иными регулировочными отводами 18 обмоток ВН 17. Крышка сквозными подъемными шпильками соединена с магнитопроводом, установленным на дно бака. Наружная резьбовая часть подъемных шпилек предназначена для наворачивания съемных грузовых колец (рымов).

При работе трансформатор нагревается, так как в проводниках обмоток и в стали магнитопровода происходят потери энергии. Для интенсивного удаления избытка теплоты внутренний объем

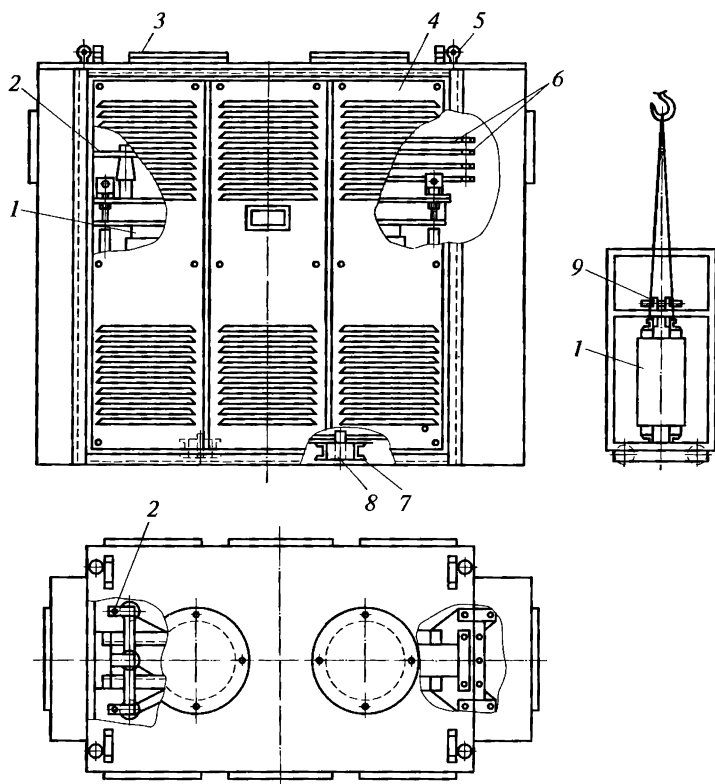


Рис. 7.7. Силовой трансформатор ТС:

1 — активная часть; 2 — ввод ВН; 3 — крышка люка; 4 — кожух; 5 — кольцо для подъема трансформатора; 6 — шины НН; 7 — тележка; 8 — каток; 9 — планка для подъема активной части

бака заполнен специальным минеральным маслом. При этом часть масла находится в расширителе, что исключает наличие воздушных пузырей под крышкой. Этому способствует небольшой уклон крышки в сторону, противоположную расширителю.

Технические характеристики трехфазных силовых масляных трансформаторов общего назначения приведены в табл. 7.2.

О типе трансформатора и его системе охлаждения можно судить по маркировке трансформатора. Первая буква соответствует числу фаз: Т — трехфазный, О — однофазный. Если за первой буквой идет буква Р, это указывает на расщепление вторичной обмотки; при отсутствии расщепления буква Р опускается. Далее идут одна или две буквы, указывающие способ охлаждения трансформатора: М — естественное масляное, Н — негорючее диэлектрическое, С — воздушное в сухом трансформаторе; Д — с дутьем. После этих букв

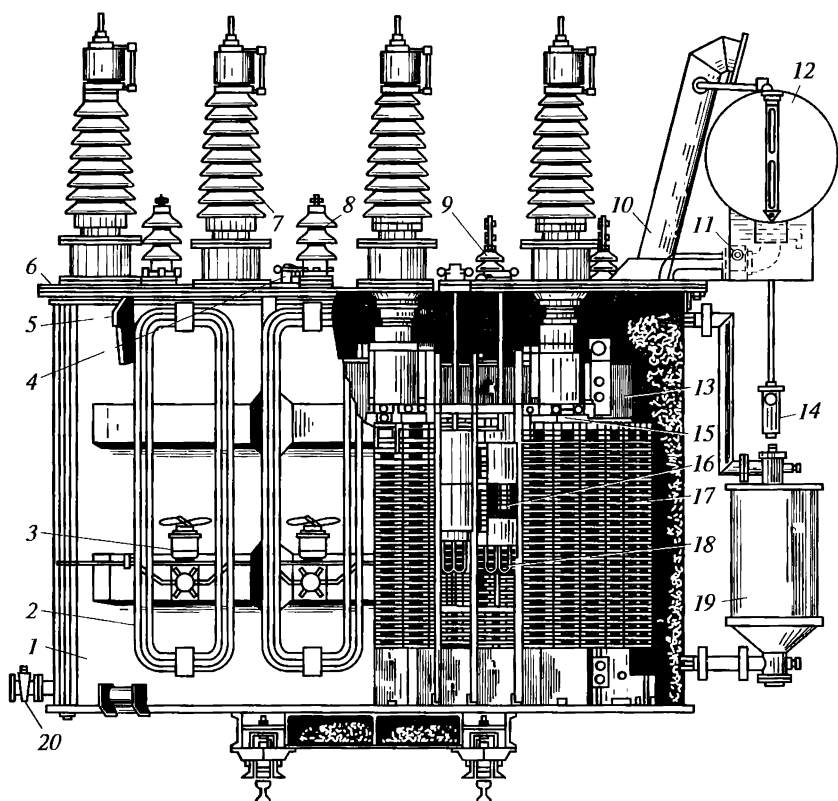


Рис. 7.8. Трансформатор типа ТДТГ-16000/110:

1 — бак; 2 — трубчатый радиатор; 3 — электровентилятор; 4 — рукоятка переключателя напряжения; 5 — ребро жесткости; 6 — крышка; 7—9 — проходные изоляторы; 10 — выхлопная труба; 11 — газовое реле; 12 — расширитель; 13 — ярмо магнитопровода; 14 — осушитель воздуха; 15 — отвод обмотки ВН; 16 — переключатель напряжения; 17 — обмотка ВН; 18 — регулировочные отводы; 19 — термосифонный фильтр; 20 — силовой кран

в марках трехобмоточных трансформаторов ставят букву Т — трехобмоточный; в марках двухобмоточных трансформаторов эта буква опускается. Затем ставят букву Н, если трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

После букв идут цифры: в числителе указывается мощность (в кВ · А), в знаменателе — номинальное напряжение обмотки высшего напряжения (в кВ). Через дефис двумя цифрами указывают год начала выпуска трансформаторов данной конструкции. Например, марка ТРМН-40000/110-91 означает: трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой, с естественным масляным охлаждением, имеет РПН, мощность трансформатора 40 МВ · А, напряжение (высшее) 110 кВ, конструкция 1991 г.

Таблица 7.2. Технические характеристики трехфазных силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью 25... 630 кВ·А и напряжением до 35 кВ включительно

Тип	Номинальное напряжение обмоток		Условное обозначение схемы обмоток и группа соединения (см. рис. 7.9)	Потери, Вт				Напряжение короткого замыкания U_k , % от U_H	Ток холостого хода I_0 , % от I_H	Масса, кг
				холостого хода		КЗ				
	ВН	НН								
ТМ-25	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	130	135	600	4,5	3,2	380	
	6; 10	0,4	Y/Z _H -11	175	190	880	4,5	3,0	485	
	6; 10	0,4	Y/Z _H -11	240	265	1280	4,5	2,8	600	
ТМ-100	6; 10	0,4	Y/Z _H -11	330	365	1970	4,5	2,6	720	
	35	0,4	Y/Z _H -11	420	465	1970	6,5	2,6	1300	
	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	510	565	2650	4,5	2,4	1100	
ТМ-160	6; 10	0,69	Δ/Y _H -11	510	565	3100	4,5	2,4	1150	
	6; 10	0,4	Y/Z _H -11	510	565	3100	4,7	2,4	1100	
	35	0,4	Y/Y _H -0	620	700	2650	6,5	2,4	1700	
	35	0,69	Δ/Y _H -11	620	700	3100	6,5	2,4	1700	
	35	0,4	Y/Z _H -11	620	700	3100	6,8	2,4	1700	
	6; 10	0,4	Y/Z _H -11	740	820	3700	4,5	2,3	1425	
ТМ-250	35	0,4	Y/Y _H -0	900	1000	3700	6,5	2,3	2000	
	35	0,69	Δ/Y _H -11	900	1000	4200	6,5	2,3	2000	
	35	0,4	Y/Z _H -11	900	1000	4200	6,8	2,3	2000	
	6; 10	0,69	Y/Z _H -11	740	820	4200	4,5	2,3	1425	
ТМ-400	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	950	1050	5500	4,5	2,1	1900	
	6; 10	0,4	Δ/Y _H -11	950	1050	5900	4,5	2,1	1900	

Тип	Номинальное напряжение обмоток		Условное обозначение схемы обмоток и группа соединения (см. рис. 7.9)	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания U_k , % от U_H	Ток холостого хода I_0 , % от I_H	Масса, кг
	ВН	НН		холостого хода		КЗ			
				А	Б				
ТМ-400	6; 10	0,69	Δ/Y_H-11	950	1050	5900	4,5	2,1	1900
	35	0,4	Y/Y_H-0	1200	1350	5500	6,5	2,1	2700
	35	0,69	Δ/Y_H-11	1200	1350	5900	6,5	2,1	2700
ТМ-630	6; 10	0,4	Y/Y_H-0	1310	1560	7600	5,5	2	3000
	6; 10	0,4	Δ/Y_H-11	1310	1560	8500	5,5	2	3000
	6; 10	0,69	Δ/Y_H-11	1310	1560	8500	5,5	2	3000
	35	0,4	Y/Y_H-0	1600	1900	7600	6,5	2	3500
	35	0,69	Δ/Y_H-11	1600	1900	8500	6,5	2	3500
	35	6,3	$Y/\Delta-11$	1600	1900	7600	6,5	2	3500
	35	11	$Y/\Delta-11$	1600	1900	7600	6,5	2	3500

Примечания. 1. Уровень потерь А относится к трансформаторам, магнитопроводы которых изготовлены из электротехнической стали с удельными потерями не более 0,9 Вт/кг, уровень Б — не более 1,1 Вт/кг.

2. Условные обозначения, например Y/Y_H-0 , $Y_H/\Delta-11$, означают схемы соединения обмоток трансформаторов и угловое смещение векторов линейных ЭДС обмоток СН и НН по отношению к векторам ЭДС обмоток ВН. Группу соединения (угловое смещение) обозначают числом, которое при умножении на 30° дает угол отставания в градусах ($11 \times 30^\circ = 330^\circ$).

Автотрансформаторы маркируют по тому же принципу, но самой первой в марке ставят букву А.

Исполнения трансформаторов, предназначенных для работы в определенных климатических районах, обозначают буквами У, ХЛ, Т (для умеренного, холодного, тропического климата).

По категории размещения при эксплуатации различают следующие исполнения трансформаторов: 1 и 2 (для установки на открытом воздухе и в помещениях, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от окружающей среды), 3 и 4 (для установки в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, где колебания температуры и влажности значительно меньше, чем на открытом воздухе, и с искусственно регулируемые климатическими условиями); 5 (для установки в помещениях с повышенной влажностью).

В качестве примера рассмотрим, как расшифровываются следующие обозначения трансформаторов:

ТМ-100/10-97У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с естественным масляным охлаждением; номинальная мощность 100 кВ·А; класс напряжения 10 кВ; конструкция 1997 г.; для районов с умеренным климатом; для установки на открытом воздухе;

ТСЗ-100/10-95УЗ — трехфазный сухой (С) трансформатор защищенного (З) исполнения, номинальная мощность 100 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, конструкция 1995 г., для районов с умеренным климатом; для установки в закрытых помещениях с естественной вентиляцией;

ТРДНС-40000/35-84Т1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН, с принудительной циркуляцией воздуха в системе охлаждения, с РПН, для собственных (С) нужд электростанций, номинальная мощность 40 МВ·А; класс напряжения 35 кВ; конструкция 1984 г.; тропическое исполнение, для установки на открытом воздухе;

АТДЦНТ-125000/220/110-98У1 — трехфазный трехобмоточный автотрансформатор с принудительной циркуляцией масла (Ц) и воздуха в системе охлаждения, с РПН; номинальная мощность 125 МВ·А, с обмотками ВН 220 кВ и среднего напряжения (СН) 110 кВ; конструкция 1998 г.; для районов с умеренным климатом; для установки на открытом воздухе;

ТЦ-250000/500-96ХЛ1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией масла (Ц) и воды в системе охлаждения; номинальная мощность 250 МВ·А; класс напряжения 500 кВ; конструкция 1996 г.; для районов с холодным климатом, для установки на открытом воздухе.

Обмотки трансформаторов обычно соединяют по схемам звезда (У), звезда с выведенной нейтралью (Y_n), треугольник (Δ). Схемы соединений обмоток трансформаторов высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН) напряжений показаны на рис. 7.9.

Схемы соединения обмоток			Диаграммы векторов напряжений холостого хода			Условное обозначе- ние схемы соединения обмоток и группа соединения
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						Y/Y/Δ-0-11
						Y/Y/Δ-0-11

a

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначе- ние схемы соединения обмоток и группа соединения
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				Yавтo/Δ-0-11

б

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначе- ние схемы соединения обмоток и группа соединения
ВН	НН	ВН	НН	
				1/1-0

в

Рис. 7.9. Схемы соединения обмоток и диаграммы векторов напряжений холостого хода:

a — трехфазных трехобмоточных трансформаторов; б — трехфазных трехобмоточных автотрансформаторов; в — однофазных двухобмоточных трансформаторов

С 1992 г. электротехническая промышленность России изготавливает масляные трансформаторы I и II габаритов (мощность до 630 кВ·А, класс напряжения до 35 кВ) типов ТМГ и ТМВГ новой серии. Отличительной особенностью этих трансформаторов является разъемная герметизированная конструкция бака, позволяющая исключить контакт внутреннего объема трансформатора с окружающей средой. Эти трансформаторы полностью, до крышки, заполнены трансформаторным маслом, и температурные колебания его объема компенсируются за счет изменения объема бака с гофрированными стенками. Трансформаторы заполняют дегазированным маслом под глубоким вакуумом.

В зависимости от типа трансформатора бак изготавливают овальной или треугольной формы. Он состоит из верхней уголковой рамы, гофрированной стенки из тонкой листовой стали и нижней обечайки с приваренным дном. Из конструкции бака исключены маслорасширитель, термосифонный и воздушный фильтры и радиаторы охлаждения. Герметичное исполнение и применение гофрированных стенок бака позволяют существенно снизить массу и габариты трансформатора. Срок службы трансформаторов составляет 25 лет при сокращенном объеме текущего ремонта и без проведения капитальных ремонтов. Однако трансформаторы типов ТМГ и ТМВГ требуют более высокого уровня монтажа и эксплуатации. Стенки бака, выполненные из тонколистовой стали, чувствительны к механическим воздействиям, поэтому монтажный и эксплуатационный персонал должен соблюдать повышенную осторожность при транспортировании, монтаже и текущих ремонтах герметизированных трансформаторов.

С 2000 г. внедряется новая серия трансформаторов напряжением 35 кВ мощностью 1000... 6300 кВ·А. Масса трансформаторов новой серии и потери холостого хода снижены в среднем на 20 %.

В энергосистемах, а также на предприятиях в большинстве случаев применяют трехфазные трансформаторы. Группа из трех однофазных трансформаторов стоит дороже и требует приблизительно на 20 % больше меди и стали, чем один трехфазный трансформатор той же мощности. Поэтому однофазные трансформаторы устанавливают лишь в тех случаях, когда по условиям транспортирования нельзя применять трехфазные, а также при отсутствии трехфазных трансформаторов требуемой мощности.

Нагрев трансформаторов ограничивается допустимым превышением температуры обмотки (65 °С), магнитопровода (75 °С) и верхних слоев масла (55 °С) над температурой охлаждающего воздуха (20 °С). В процессе эксплуатации трансформаторов их нагрузка, а следовательно, и нагрев изменяются в значительных пределах. В период недогрузки трансформатор недоиспользуется. Поэтому при сохранении расчетного срока службы 25 лет разрешается перегружать трансформаторы, когда это требуется. На каждые 3 %

недогрузки допускается на такое же время перегрузка трансформатора на 1 %; кроме того, на 1 % недогрузки трансформатора летом разрешается 1 % перегрузки в зимнее время. Это нормальная систематическая перегрузка, которая в общей сложности не должна превышать 30 % для масляных и совтоловых и 20 % для сухих трансформаторов.

В аварийных условиях, когда отключился один из двух трансформаторов, разрешается перегрузка оставшегося в работе трансформатора на 40 % выше номинальной мощности продолжительностью до 6 ч ежедневно в течение 5 сут. Поэтому при выборе номинальной мощности трансформатора $S_{т.н}$ на 35...220/6...10 кВ руководствуются таким соотношением мощности $S_{т.н}$ и расчетной нагрузки S_p :

$$S_{т.н} \geq S_p/1,4. \quad (7.2)$$

Автотрансформаторы имеют две электрически связанные соединенные в звезду обмотки с общей заземленной нейтралью и третью, соединенную в треугольник и имеющую с двумя другими обмотками только электромагнитную связь.

Наличие обмотки, соединенной в треугольник, приводит к компенсации электродвижущей силы (ЭДС) третьей гармоники и других гармоник кратных трем, а также к уменьшению сопротивления нулевой последовательности в сети с заземленной нейтралью. Это важно для повышения чувствительности релейной защиты и плавких предохранителей в сетях.

Область применения силовых автотрансформаторов в системах электроснабжения — связь двух электрических сетей высокого напряжения. Для этого используются две электрически связанные соединенные в звезду обмотки. К третьей обмотке подключаются генераторы, трансформаторы собственных нужд электростанций или синхронные компенсаторы и статические конденсаторы районных подстанций, либо же она не имеет присоединений.

7.4. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ

При размыкании электрической цепи с током между расходящимися контактами возникает дуговой разряд. Дуга образуется даже при отключении тока 0,5 А при напряжении 15 В. Продолжительность ее горения зависит от параметров цепи и условий деионизации дугового промежутка.

В дуге одновременно происходят процессы ионизации (образование свободных носителей заряда — электронов и положительно заряженных ионов) и деионизации (нейтрализация свободных носителей заряда). Дуга горит до тех пор, пока процесс деионизации не станет интенсивнее процесса ионизации. Следовательно,

для быстрого гашения дуги необходима усиленная деионизация дугового разряда, так как в канале дуги температура достигает $4\,000\text{ }^{\circ}\text{C}$ и интенсивно идет термическая ионизация газовой среды.

Для отключения электрических цепей с большими токами созданы отключающие аппараты, имеющие следующие дугогасящие устройства:

газового дутья, у которых в дуговой канал поступает воздух извне или же газ, выделяющийся под действием температуры дуги из минерального масла, органического стекла или фибры дугогасительной камеры. Прохождение воздуха или газа через дугу приводит к ее гашению;

с узкой щелью, в которых дуга с помощью магнитного дутья втягивается в узкую щель. На стенках щели, выполненных из изоляционного материала, происходят нейтрализация зарядов, охлаждение дуги и ее гашение;

с разделением дуги на короткие дуги. На каждом коротком участке дуги возникает падение напряжения, в результате чего энергия, выделяющаяся в дуге, оказывается недостаточной для ее горения.

В наиболее мощных аппаратах включения — отключения цепей высокого напряжения (масляных и воздушных выключателях) применяют дугогасящие устройства, действующие по принципу газового дутья. В их дугогасительных камерах газовое дутье создает перемешивание неионизированного газа с ионизированными частицами. Это охлаждает дугу, снижает термоионизацию, что приводит к гашению дуги в момент прохождения тока через нулевое значение.

Многообъемный (баковый) масляный выключатель без специального устройства для гашения дуги (рис. 7.10) выполняют в виде стального бака 17, залитого трансформаторным маслом. В нижней части бака, изолированного внутри специальной фанерой 14, имеется маслоспускной кран 16. Уровень масла контролируют с помощью маслоуказательной трубки 13. К баку фланцем 12 болтами 11 крепится чугунная крышка 10. Проходные изоляторы 9 с токоведущими стержнями, на концах которых укреплены неподвижные контакты 3, пропущены внутрь бака. Под крышкой бака образуется буферное воздушное пространство А, из которого воздух отводится в газоотводную трубу 5.

Включают и отключают масляный выключатель приводом, воздействующим на вал 8 выключателя. При включении вал поворачивается по часовой стрелке и посредством кривошипно-шатунного механизма с тягами 6, 7, 19 и направляющей 20 поднимает контактную траверсу 15, на которой укреплены подвижные контакты 1 трех фаз выключателя. Подвижные контакты замыкаются с неподвижными, укрепленными на концах токоведущих частей проходных изоляторов. При этом отключающая пружина 18 сжи-

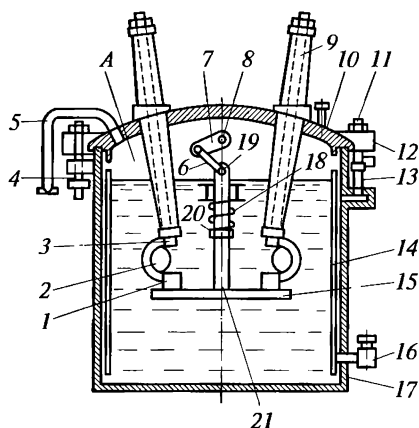


Рис. 7.10. Многообъемный масляный выключатель:

1 — подвижный контакт; 2 — газовый пузырь; 3 — неподвижный контакт; 4 — болт; 5 — газоотводная труба; 6, 7, 19 — тяги кривошипно-шатунного механизма; 8 — вал; 9 — проходной изолятор; 10 — крышка; 11 — болт; 12 — фланец; 13 — маслоуказательная трубка; 14 — фанера; 15 — траверса; 16 — маслопускной кран; 17 — стальной бак; 18 — отключающая пружина; 20 — направляющая; 21 — штанга; А — буферное пространство

мается, и во включенном положении выключатель удерживается механической защелкой привода.

При отключении привод смещает защелку. Под действием отключающей пружины 18 штанга 21 перемещается вниз и контакты 3 и 1 расходятся. Между ними возникает дуга, а вокруг нее газовый пузырь 2, состоящий из продуктов разложения масла (70 % водорода, 20 % этилена). Давление в газовом пузыре составляет 0,2...0,4 МПа. Водород обладает большой теплопроводностью и высокой электрической прочностью, что используется для гашения дуги. Образующиеся газы проходят через слой масла и выходят в буферное пространство А.

Газы, проходя слой масла, должны успевать охладиться, иначе возможны их быстрый прорыв (если объем масла будет малый) и образование в буферном пространстве гремучей смеси при соединении водорода и кислорода. При слишком большом объеме масла может произойти его выброс из бака через трубку 5. Поэтому необходимо постоянно контролировать уровень и качество масла, а также чистоту поверхности проходных изоляторов, на которых могут скапливаться раскаленные частицы угля и металла, образующиеся при отключении.

Дуга при отключении восстанавливается и гаснет несколько раз, поэтому время отключения многообъемных вы-

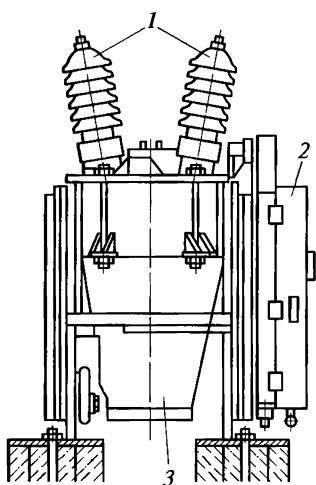


Рис. 7.11. Масляный выключатель С-35-630-10:

1 — изоляторы; 2 — привод; 3 — корпус выключателя

ключателей весьма велика (0,15...0,2 с). В этом заключается один из основных недостатков выключателей, из-за которого их применение ограничивается установками небольшой мощности напряжением до 6 кВ. К недостаткам относится также пожароопасность в связи с большим объемом масла.

Многообъемные масляные выключатели со специальными устройствами для гашения дуги применяют для ускорения процесса гашения дуги, повышения предельно отключаемой мощности.

Масляный выключатель С-35-630-10 (рис. 7.11) предназначен для наружных установок напряжением 35 кВ. Предусмотрены три его исполнения: для работы в районах с умеренным климатом; с тропическим климатом при температуре воздуха до 55 °С; с холодным климатом при температуре воздуха -60 °С.

Каждый полюс выключателя собран на отдельной крышке и помещен в отдельный бак. Все полюсы механически связаны между собой, смонтированы на общем сварном каркасе и управляются одним приводом 2. Крышки трех полюсов соединены между собой в один комплект муфт, в которых установлены предо-

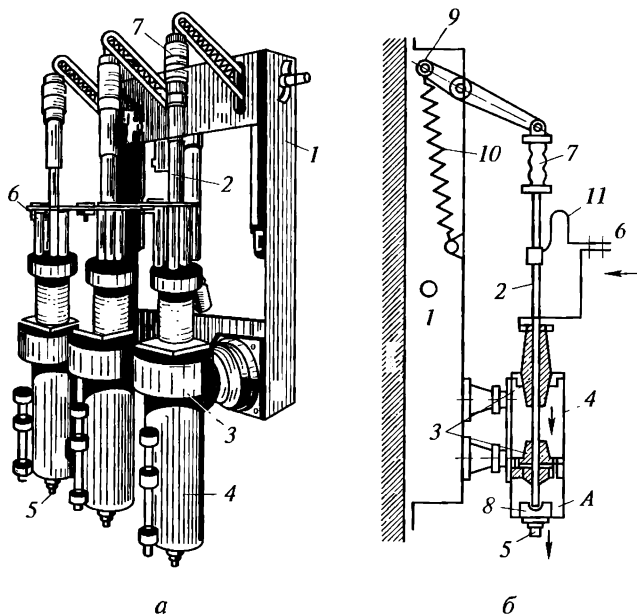


Рис. 7.12. Общий вид (а) и схема (б) горшкового масляного выключателя типа ВМГ-10:

1 — рама; 2 — контактный стержень; 3 — изоляторы; 4 — цилиндр; 5 — выходной зажим; 6 — контактная колодка; 7 — фарфоровая тяга; 8 — неподвижный контакт; 9 — валик, связанный с приводом; 10 — пружина; 11 — металлическая шина; А — пространство цилиндра, заполненное маслом (стрелками показано направление тока)

хранительные клапаны для защиты от повышения давления в баках при длительном горении дуги. Внутренние стенки баков обшиты высокопрочным электрокартоном. Под дном каждого бака установлено устройство подогрева масла, применяемое при температуре воздуха ниже -15°C .

В малообъемных (горшковых) масляных выключателях масло, используемое в качестве дугогасящей среды, заливают в стальные или пластмассовые баки. Достоинство таких выключателей — незначительная масса масла (около 10 кг) по сравнению с многообъемными выключателями (около 50 кг). Широкое распространение получили малообъемные масляные выключатели типов ВМГ-10 (рис. 7.12), ВМП-10, ВМПП-10, ВМП-10К, ВМПЗ-10.

В выключателе типа ВМП-10 (рис. 7.13) три бака из стеклоэпоксидной смолы закреплены на опорных изоляторах и установлены на стальной раме. С обеих сторон рамы 3 выведен вал 5 для связи с приводом выключателя. Подвижные контактные стержни проходят через каждый бак в дугогасительную камеру, изготовленную из фибры или гетинакса и размещенную в нижней части бака, к которому приварен резервуар с маслом. Необходимую амортизацию при включении и отключении выключателя создают пружины и масляный буфер 6.

Приводы выключателей обеспечивают управление выключателем — включение, удержание во включенном положении и отключение. Вал привода соединяют с валом выключателя системой

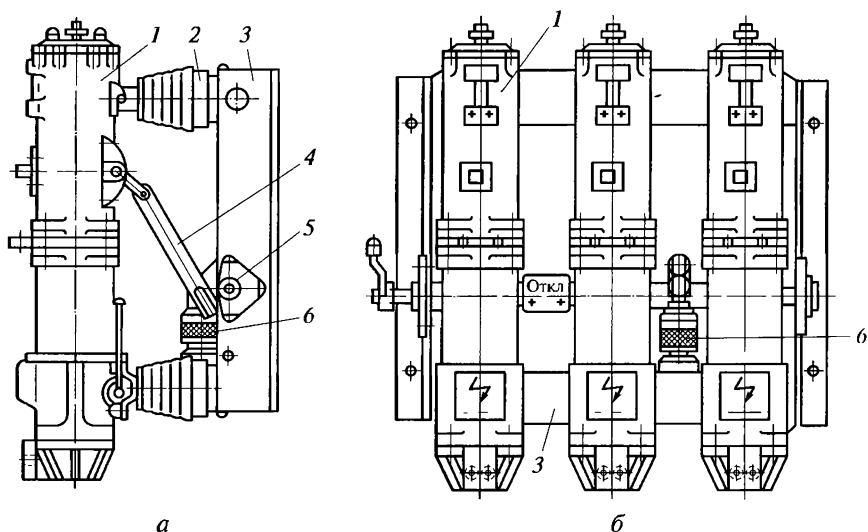


Рис. 7.13. Масляный выключатель типа ВМП-10:

1 — полюс; 2 — опорный изолятор; 3 — рама; 4 — тяга из изоляционного материала; 5 — вал; 6 — масляный буфер

рычагов и тяг. Привод выключателя должен обеспечивать необходимую надежность и быстроту работы, а при электрическом управлении — наименьшее потребление электроэнергии.

Ручной привод типа ПРБА (рис. 7.14) применяют для ручного включения и отключения, а также автоматического отключения малообъемных выключателей. Привод смонтирован в чугунной коробке 8, закрываемой съемной крышкой 4, которая имеет прорезь для рычага управления 1. На задней стенке коробки размещен стальной кронштейн 2 с механизмом свободного расцепления (расцепителем) 3. Последний выполнен в виде системы «ломающихся» рычагов, складывающихся при небольшом силовом воздействии на одно из звеньев, что приводит к устранению жесткой связи между приводом и валом выключателя. Для включения выключателя рычаг управления 1 перемещают вручную снизу вверх.

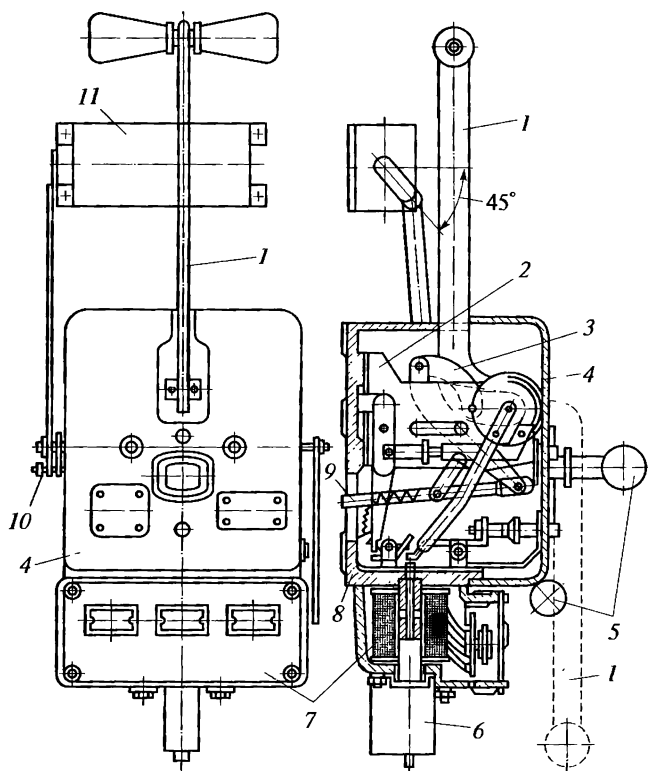


Рис. 7.14. Ручной привод типа ПРБА:

1 — рычаг управления; 2 — кронштейн; 3 — расцепитель; 4 — крышка; 5 — блинker; 6 — катушка реле минимального напряжения; 7 — катушка реле максимального тока; 8 — чугунная коробка; 9 — тяга; 10 — рычаг коробки привода; 11 — контакты сигнализации и автоматики

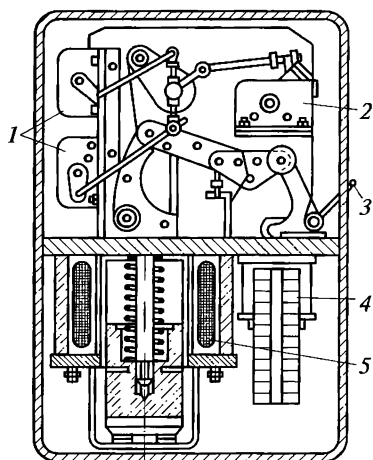


Рис. 7.15. Электромагнитный привод типа ПЭ-11:

1, 2 — блок-контакты; 3 — рычаг ручного отключения; 4 — электромагнит отключения; 5 — электромагнит включения

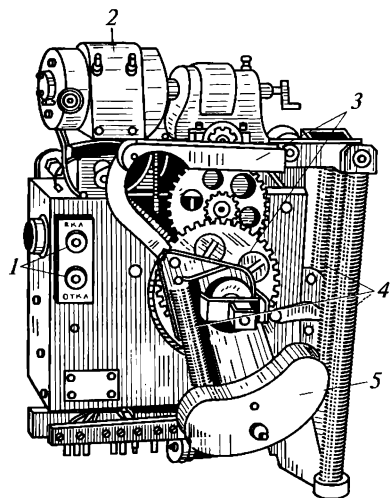


Рис. 7.16. Пружинный привод типа ПП-67:

1 — кнопки включения и отключения электродвигателя завода пружинного привода; 2 — электродвигатель завода; 3 — механизм привода; 4 — пружины привода; 5 — кулиса

Движение рычага передается тяге 9, связанной с валом выключателя через промежуточные механические передачи.

Автоматическое отключение осуществляется под действием реле максимального тока или минимального напряжения, отключающие катушки 7 и 6 которых расположены в релейной коробке в нижней части привода. Сердечник реле при срабатывании действует на защелку привода, «ломающая» систему рычагов свободного расцепления. При автоматическом отключении рычаг управления 1 остается в верхнем положении, поэтому привод снабжен указывающим семафором (блинкером) 5, который при автоматическом отключении выключателя (от реле) занимает горизонтальное положение, показанное на рис. 7.14 штриховой линией. Рычаг 10 связывает кинематическую систему, расположенную в коробке привода, со вспомогательными контактами 11 сигнализации и автоматики (КСА).

Привод типа ПРБА предназначен для наружной установки, он встраивается в шкаф из листовой стали, защищающий механизмы привода от непосредственного воздействия пыли и влаги.

Электромагнитные приводы предназначены для дистанционного включения и отключения, а также автоматического отключения выключателей. Основным недостатком электромагнитных приводов — значительный ток, потребляемый катушками вклю-

**Таблица 7.3. Основные технические характеристики
выключателей высокого напряжения**

Тип выключателя	Конструкция	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Тип привода
ВМП-10	Малообъемный масляный подвешенного исполнения	10	630... 1500	ПЭ
ВМПП-10	То же	10	630... 1600	ПП
ВМПЗ-10	»	10	630... 3200	ПЭВ
ВМГ-10	Малообъемный масляный	10	630... 1000	ПП, ПЭ
МКП-35	Масляный баковый	35	1000	ШПЭ
С-35	То же	35	630... 3200	ШПЭ, ПП, ШПВ
ВМК-35	Малообъемный масляный колонковый	35	630... 1000	ПЭ, ПВ
ВВУ-35	Воздушный	35	2000, 3200	ПВ
ВВУ-110	Воздушный с усиленной изоляцией	110	2000	ПВ
МКП-110	Масляный баковый	110	630... 1000	ШПЭ

чения (до 100 А). Повышение мощности и быстродействия выключателей потребовало создания электромагнитных приводов новых конструкций, например типа ПЭ-11 (рис. 7.15) для выключателей типов ВМГ-10, ВМП-10К, ВМП-10Э, ВМП-35, типа ПЭ-21 для выключателей типа МГГ-10, ШПЭ-33 (в шкафу) для выключателей типа МКП-110.

В пружинных приводах энергия, необходимая для включения, запасается в спиральной (привод типа ППМ-10) или цилиндрических (привод типа ПП-61) пружинах, встроенных в маховик. Пружины после каждого включения автоматически заводятся через редуктор электродвигателем мощностью до 1 кВт. Пружинные приводы не требуют мощного источника постоянного тока (как электромагнитные) или сжатого воздуха (как пневматические).

В последнее время широко применяют пружинный привод типа ПП-67 (рис. 7.16). Он предназначен для управления выключателями типов ВМГ-10 и ВМП-10 при внутренней установке и типа ВМП-35П при наружной установке.

Привод типа ПП-67 включает выключатель под действием предварительно натянутых электродвигателем 2 пружин привода 4. Отключение происходит за счет энергии, запасенной пружинами выключателя при включении.

Основные технические характеристики выключателей высокого напряжения, наиболее часто применяемых в системах электроснабжения, приведены в табл. 7.3.

7.5. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ И ЗАЗЕМЛИТЕЛИ

Разъединителями (обозначение на схемах *QS*) называют электрические аппараты, предназначенные для создания видимых разрывов электрических цепей с целью обеспечения безопасности людей, осматривающих и ремонтирующих оборудование электрических установок высокого напряжения или линий электропередачи.

Разъединители не имеют дугогасительного устройства, поэтому ими можно отключать только очень малые токи: ток холостого хода трансформаторов (напряжением 10 кВ и мощностью до 750 кВ·А; 20 кВ и мощностью до 6 300 кВ·А; 35 кВ и мощностью до 20 000 кВ·А; 110 кВ и мощностью до 40 000 кВ·А); ток заземления нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек, уравнильный ток линий (при разности напряжений не больше 2 %); ток замыкания на землю (не превышающий 5 А при напряжении 35 кВ

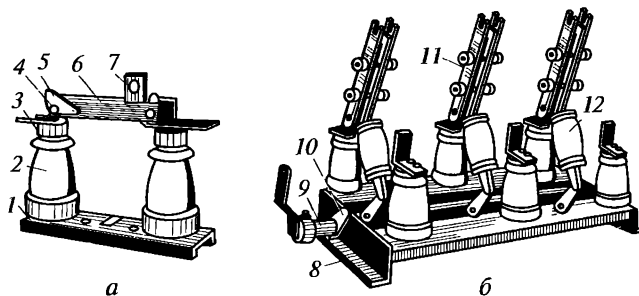


Рис. 7.17. Разъединители внутренней установки:

a — однополюсный типа РВО на 6 кВ; *б* — трехполюсный типа РВ на 10 кВ; 1 — цоколь; 2 — опорный изолятор; 3 — неподвижный контакт; 4 — ось скобы упора; 5 — скоба; 6 — подвижный контактный нож; 7 — ушко; 8 — рама; 9 — вал; 10 — упор; 11 — нож с замком; 12 — тяга

и 10 А при напряжении 10 кВ); небольшие зарядные токи воздушных и кабельных линий.

Отключение нагрузочных токов может вызвать короткое замыкание между полюсами разъединителя, поэтому во избежание ошибочного отключения под током нагрузки в разъединителях предусматривают специальные блокировки.

Различают разъединители внутренней и наружной установок. Разъединители внутренней установки выполняют одно- и трехполюсными. Общий вид таких разъединителей приведен на рис. 7.17.

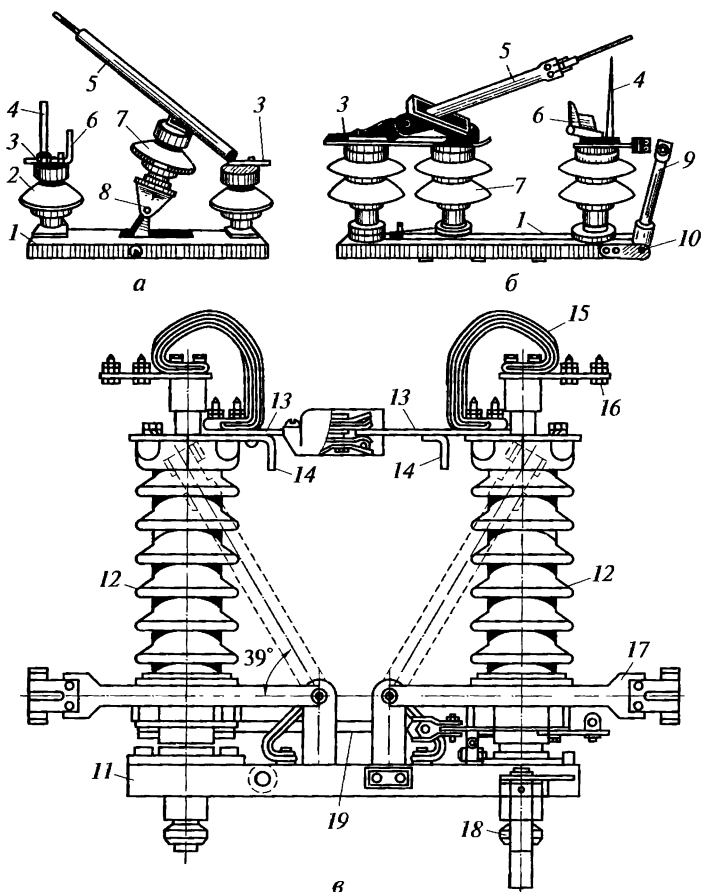


Рис. 7.18. Разъединители наружной установки на 10 кВ типа РЛН (а), на 35 кВ типа РЛНЗ (б) и на 110 кВ типа РЛНД-2 (в):

1 — рама; 2 — опорный изолятор; 3 — контакты для присоединения внешних проводов; 4 — рога; 5, 17 — ножи; 6 — неподвижный контакт; 7 — подвижный изолятор; 8 — ось привода; 9 — нож заземления; 10 — вал ножа заземления; 11 — рама; 12 — поворотный изолятор; 13 — главные ножи; 14 — контакт заземлителя; 15 — гибкие связи; 16 — вывод; 18 — вал; 19 — тяга привода

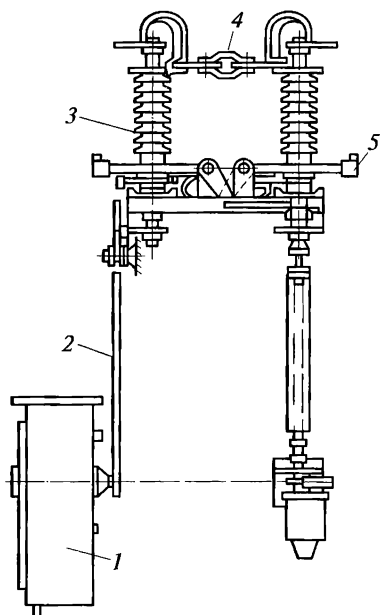


Рис. 7.19. Отделитель типа ОДЗ-35 с ножами заземления:

1 — шкаф управления; 2 — штанга; 3 — изолятор; 4 — ножи отделителя; 5 — заземляющий нож

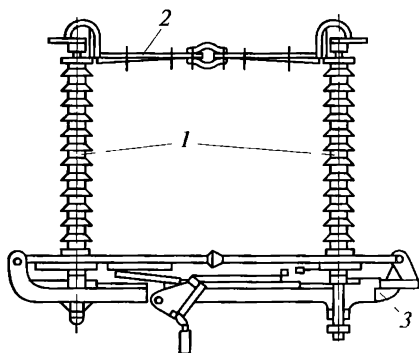


Рис. 7.20. Отделитель типа ОД-110:

1 — изоляторы; 2 — ножи отделителя; 3 — механизм поворота колонок

Разъединители наружной установки (рис. 7.18) имеют повышенную механическую прочность. Их изготовляют с отдельными полюсами горизонтального типа, поворот которых осуществляется вращением одного или двух изоляторов, связанных тягами.

Для управления трехполюсными разъединителями внутренней установки напряжением 6... 10 кВ при токе до 1000 А применяют ручные приводы типа ПР-2, от 1000 до 2000 А — ручные приводы типа ПР-3, от 3000 до 7000 А — червячные приводы типа ПЧ-50. Для дистанционного управления используют электродвигательные приводы типа МРВ или ПДВ. Для разъединителей наружной установки применяют ручные и червячные приводы.

Отделители (QR), рассчитанные на напряжения 35 и 110 кВ, представляют собой разъединители с автоматическим отключающим приводом (ШПОМ). Отделители на 220 кВ выполняют в виде аппаратов с тремя отдельными полюсами, имеющими самостоятельные приводы. Включают отделители вручную. Отделители могут отключать токи намагничивания трансформаторов мощностью до 16 МВ·А при напряжении 35 кВ и до 63 МВ·А при напряжении 110 кВ. Применяют отделители с ножами заземления (типа ОДЗ — рис. 7.19) и без ножей (типа ОД — рис. 7.20).

Короткозамыкатели (QK) — это аппараты, предназначенные для создания искусственного короткого замыкания. Короткозамыкатели на напряжение 35 кВ выполняют двухполюсными, на напряжения 110 и 220 кВ — однополюсными (рис. 7.21). Управление

короткозамыкателями осуществляется приводом типа ШПКМ, выполненным с двумя реле максимального тока и катушкой отключения. Включается короткозамыкатель автоматически под действием пружинного механизма при срабатывании привода от релейной защиты.

Совместное применение отделителя и короткозамыкателя на подстанциях, рассчитанных на напряжение 35...220 кВ, позволяет отказаться от установки выключателей высокого напряжения, а также упростить подстанции и сделать их более дешевыми без уменьшения надежности.

На рис. 7.22 приведена схема, поясняющая совместную работу отделителя QR и короткозамыкателя QK . При повреждении трансформатора T его защитные устройства вызывают срабатывание короткозамыкателя QK , в результате чего в питающей линии появляется ток короткого замыкания. На него реагируют защитные устройства данной линии, и она обесточивается. В течение бестоковой паузы отключается отделитель QR . На этом операция вывода из работы поврежденного трансформатора заканчивается. Восстановление питания потребителей (Π), подключенных к линии, выполняет автоматика повторного включения (АПВ).

Заземлители (QS) представляют собой однополюсные аппараты, включаемые в нейтраль трансформаторов (в зависимости от режима работы она может быть заземлена или разземлена).

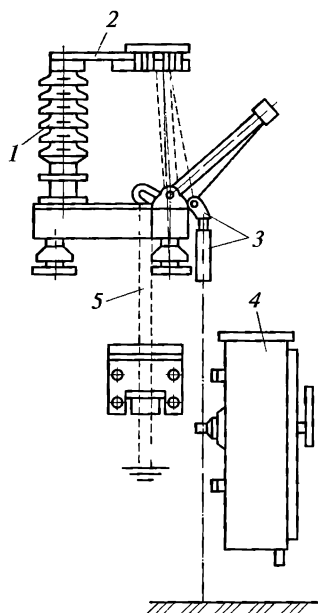


Рис. 7.21. Короткозамыкатель типа КЗ:

1 — изолятор колонки; 2 — шина; 3 — тяги механизма управления приводом; 4 — привод; 5 — заземлитель

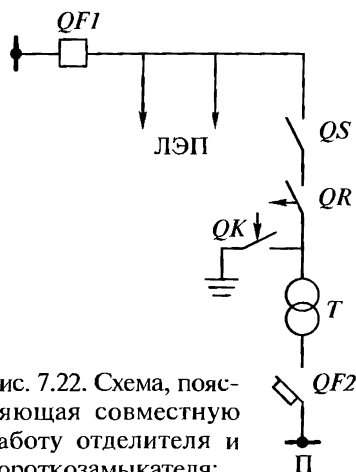


Рис. 7.22. Схема, поясняющая совместную работу отделителя и короткозамыкателя:

$QF1$, $QF2$ — выключатели; ЛЭП — линия электропередачи; QS — разъединитель; QR — отделитель; QK — короткозамыкатель; T — трансформатор; Π — потребители

Таблица 7.4. Технические характеристики некоторых отделителей, короткозамыкателей и заземлителей

Марка устройства	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Ток (время) термической устойчивости, кА (с)	Амплитуда сквозного тока, кА	Полное время, с	
					включения	отключения
ОД-35/630	35	630	12(10)	80	—	0,5
ОД-110М/630	110	630	12(10)	80	—	0,5
ОДЗ-110М/630	110	630	12(10)	80	—	0,5
КЗ-35	35	—	12,5 (4)	42	0,4	—
КЗ-110М	110	—	13,3(3)	34	0,35	—
ЗОН-10М	110	400	6,3 (3)	—	—	—

Принципы действия заземлителей и короткозамыкателей аналогичны, но заземлители включаются и выключаются вручную рычажным приводом.

Технические характеристики некоторых отделителей, короткозамыкателей и заземлителей приведены в табл. 7.4.

7.6. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, РАЗРЯДНИКИ, РЕАКТОРЫ

Выключатели нагрузки (обозначение на схемах QW) по конструкции близки к разъединителям, но имеют дугогасящее устройство, благодаря чему могут отключать ток до 400 А при напряжении 6 кВ и до 200 А при 10 кВ. Однако токи короткого замыкания значительно превышают эти значения. Поэтому совместно с выключателями нагрузки последовательно включают высоковольтные предохранители. Комплект выключателя нагрузки с плавкими предохранителями обозначается ВНП (ВНП-16, ВНП-17). Отличие ВНП-16 от ВНП-17 состоит в том, что у последнего имеется устройство в виде катушки электромагнита, автоматически отключающее выключатель при перегорании предохранителя в любой фазе.

Комплект ВНП-16, состоящий из выключателя нагрузки на напряжение 10 кВ и предохранителей типа ПК, показан на рис. 7.23. При отключении выключателя подвижный рабочий контакт 1 выходит из дугогасительной камеры 3, собранной из двух половин и имеющей вкладыш из органического стекла. При возникно-

влении дуги внутри дугогасительной камеры из органического стекла выделяются газы, препятствующие горению дуги (газовое дутье). Это повышает отключающую способность аппарата.

Для управления выключателями нагрузки применяют приводы типов ПРБА и ПРА-17. На комплектах ВНП-17 устанавливают привод типа ПРА-17 для автоматического отключения при перегорании предохранителя.

Плавкие предохранители (FU) — это коммутационные аппараты, предназначенные только для отключения токов короткого замыкания и перегрузки (сверхтоков). Цепь разрывается в результате нагрева и расплавления плавкой вставки с образованием электрической дуги и быстрым погашением ее. Таким образом, плавкий предохранитель любой конструкции должен иметь плавкую вставку, которая перегорает быстрее, чем успевает повредиться какой-либо другой элемент защищаемой цепи. В предохранителе должно быть устройство (или должны быть созданы специальные условия) для гашения дуги.

Предохранители изготовляют на напряжение до 220 кВ включительно, номинальный ток до 320 А, наибольшую мощность отключения до 1500 МВ·А. Для защиты силовых цепей предназначены предохранители типов ПК, ПКУ, ПКЭ (внутренней установки) с кварцевым заполнением.

Патрон кварцевого предохранителя типа ПК на напряжение 10 кВ (рис. 7.24) вставляют латунными колпачками 1 в неподвижные пружинные контакты 8, укрепленные на опорных фарфоровых изоляторах 7. Патрон представляет собой фарфоровую трубку 2, закрытую с обоих торцов латунными колпачками и заполненную сухим кварцевым песком. Внутри патрона находятся плавкая вставка, состоящая из нескольких параллельных медных спиралей 3 и 6 с напаянными на них шариками из олова, а также стальная спираль 4, соединенная с якорем указателя срабатывания 5. В момент перегорания медных спиралей стальная спираль также перегорает и освобождает указатель, выталкиваемый вниз специальной пружиной.

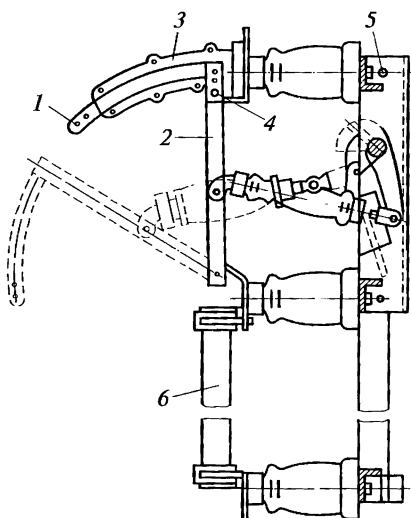


Рис. 7.23. Комплект ВНП-16, состоящий из выключателя нагрузки и плавких предохранителей типа ПК: 1, 4 — рабочие контакты; 2 — стальные пластины; 3 — дугогасительная камера; 5 — рама; 6 — плавкий предохранитель

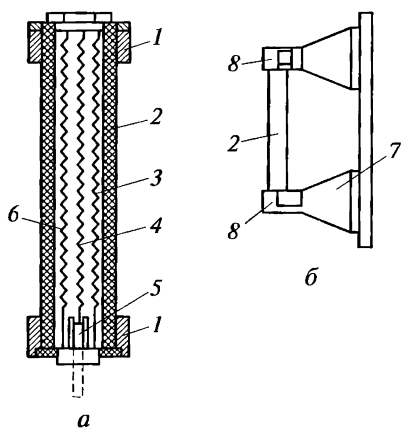


Рис. 7.24. Разрез патрона (а) и общий вид (б) кварцевого предохранителя типа ПК на напряжение 10 кВ:

1 — латунные колпачки; 2 — фарфоровая трубка; 3, 6 — медные спирали; 4 — стальная спираль; 5 — указатель срабатывания; 7 — изолятор; 8 — пружинные контакты

предохранителей относятся перенапряжение при отключении и возможность пофазного отключения нагрузки.

Разрядники (FV) — основное средство защиты оборудования распределительных устройств от волн перенапряжения, приходящих по линиям электропередачи.

Простейшим разрядником является искровой промежуток (рис. 7.25). Он состоит из двух электродов, из которых один соединен с токоведущей частью, а второй — с заземлителем. В нормальном рабочем режиме линии воздушный промежуток отделяет один электрод от другого. Если же по линии распространяется волна перенапряжения $U(t)$, то при определенном напряжении $U_{пр}$ происходит пробой искрового промежутка. Часть волны перенапряжения, успевшая пройти до момента пробоя искрового промежутка и определяемая зависящим от расстояния между электродами временем разряда $t_{разр}$, доходит до распределительного устройства. Оставшаяся часть волны уходит в

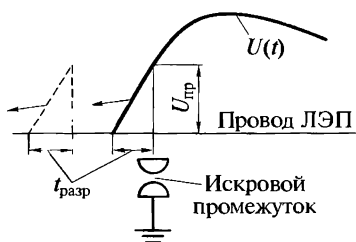


Рис. 7.25. Схема, поясняющая принцип действия искрового промежутка

Для защиты трансформаторов напряжения от токов короткого замыкания применяют предохранители типов ПКТ и ПКТУ, в которых в качестве плавкой вставки используются медные посеребренные проволоочки для ограничения возникающего на предохранителе перенапряжения.

Для наружной установки применяют предохранители типов ПК-6Н, ПК-10Н (на напряжение 6 и 10 кВ) и стреляющие предохранители (на напряжение 35... 220 кВ), получившие название по звуковому эффекту при срабатывании, напоминающему ружейный выстрел.

Благодаря простоте конструкции, низкой стоимости, быстродействию отключению плавкие предохранители нашли широкое применение в различных электрических цепях. К недостаткам плавких предохранителей относятся перенапряжение при отключении и возможность пофазного отключения нагрузки.

Разрядники (FV) — основное средство защиты оборудования распределительных устройств от волн перенапряжения, приходящих по линиям электропередачи.

Простейшим разрядником является искровой промежуток (рис. 7.25). Он состоит из двух электродов, из которых один соединен с токоведущей частью, а второй — с заземлителем. В нормальном рабочем режиме линии воздушный промежуток отделяет один электрод от другого. Если же по линии распространяется волна перенапряжения $U(t)$, то при определенном напряжении $U_{пр}$ происходит пробой искрового промежутка. Часть волны перенапряжения, успевшая пройти до момента пробоя искрового промежутка и определяемая зависящим от расстояния между электродами временем разряда $t_{разр}$, доходит до распределительного устройства. Оставшаяся часть волны уходит в

землю через электрическую дугу, возникшую в искровом промежутке. Запаздывание разряда на $t_{\text{разр}}$ — недостаток искрового промежутка. К недостаткам его относится также плохое гашение электрической дуги из-за отсутствия гасителей. Для лучшего гашения дуги приходится увеличивать расстояние между электродами, что приводит к увеличению времени $t_{\text{разр}}$ и части волны $U(t)$, пропускаемой разрядником.

Если поместить искровой промежуток в трубку из органического стекла или фибры, то при возникновении дуги трубка выделит много газа под действием высокой температуры. Газ создаст дутье через дуговой столб, улучшив условия гашения дуги. Разрядники такой конструкции, называемые трубчатыми (рис. 7.26, а), применяют на линиях электропередачи. Они не избавлены от запаздывания срабатывания на время $t_{\text{разр}}$.

Вилитовые разрядники (рис. 7.26, б) состоят из рабочего сопротивления и искрового промежутка, включенных последовательно. Искровой промежуток выполняет ту же роль, что и в разрядниках других типов. Назначение рабочего сопротивления — снизить ток, протекающий после разряда, и улучшить условия гашения дуги.

Искровой промежуток 4 и рабочее сопротивление, набираемое из вилитовых дисков 5, помещают в фарфоровый кожух 6. Вилитовые диски состоят из зерен карборунда, скрепленных керамической массой. Вилит обладает нелинейным сопротивлением, благодаря чему сопротивление вилитовых дисков при перенапряжениях невелико, а после разряда сильно увеличивается. В результате ток, протекающий через разрядник после разряда под действием рабочего напряжения в линии, уменьшается в несколько раз. При этом искровой промежуток надежнее гасит дугу. Разделение искрового промежутка на несколько единичных промежутков улучшает условия гашения дуги в разряднике.

Число единичных искровых промежутков и вилитовых дисков в вилитовом разряднике должно быть тем больше, чем выше но-

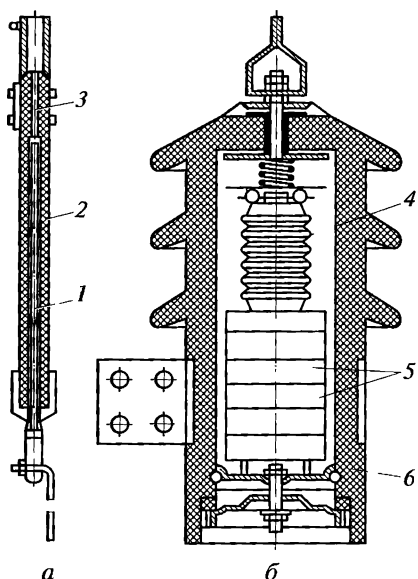


Рис. 7.26. Трубчатый (а) и вилитовый (б) разрядники:

1 — стержень; 2 — фибровая трубка; 3, 4 — искровые промежутки; 5 — вилитовые диски; 6 — фарфоровый кожух

минальное напряжение защищаемого распределительного устройства.

Вилитовые разрядники — наиболее усовершенствованные устройства для защиты электрооборудования электростанций и подстанций от возникающих перенапряжений.

Реакторы (LR) применяют для ограничения тока короткого замыкания и пусковых токов мощных электродвигателей. Если в электрическую цепь включить реактор, т.е. добавочное индуктивное сопротивление, то ток короткого замыкания в цепи за реактором будет меньше. В такой цепи можно устанавливать более дешевые выключатели с пониженной отключающей способностью.

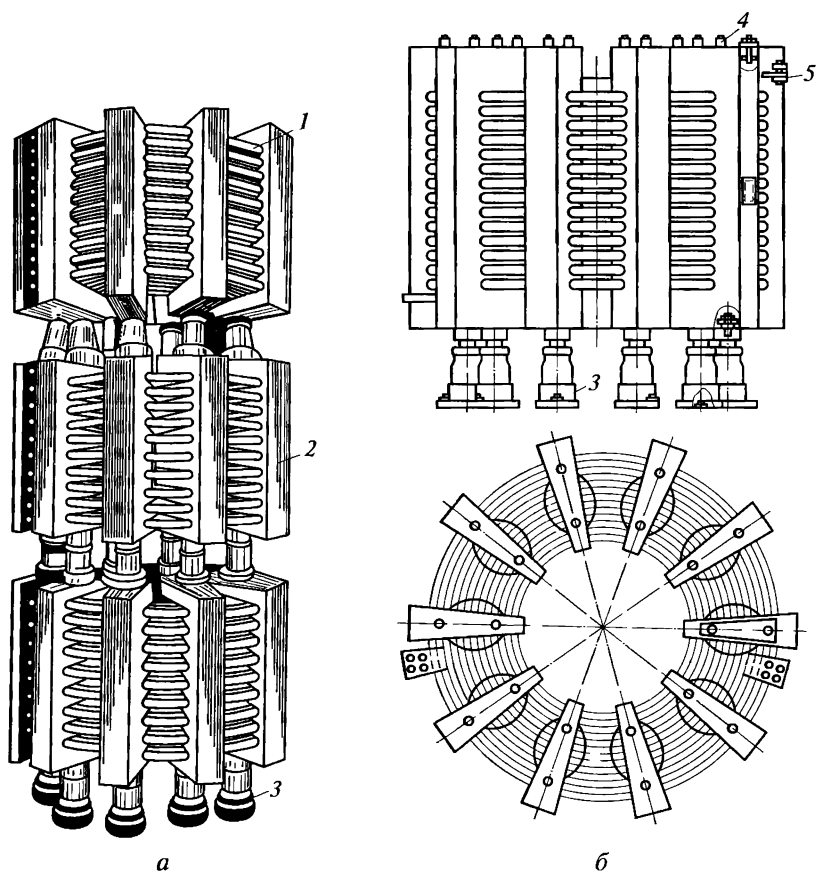


Рис. 7.27. Общий вид (а) и конструктивная схема (б) бетонного реактора РБ-10 на напряжение 10 кВ:

1 — обмотка; 2 — колонка; 3 — изолятор; 4 — анкерная шпилька; 5 — контактный зажим

Конструктивно реактор (рис. 7.27) представляет собой катушку индуктивности без стального сердечника. Несколько десятков витков изолированного провода или шин закрепляют в бетонных распорках и устанавливают на изоляторах.

7.7. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

В ячейках распределительного устройства (РУ), через которые подключаются к сборным шинам линия, генератор, силовой трансформатор, устанавливают трансформаторы тока (обозначение на схемах *ТА*), а на каждой секции сборных шин и на выводах генераторов — трансформаторы напряжения (*ТВ*). При соответствующем подборе коэффициентов трансформации этих измерительных устройств ток в любой цепи можно измерить обычным амперметром, рассчитанным на 5 А, а напряжение — вольтметром, рассчитанным на 100 В.

В электроустановках трансформаторы тока (ТТ) предназначены для питания токовых катушек измерительных приборов и реле, а трансформаторы напряжения (ТН) — катушек напряжения измерительных приборов и аппаратов защиты, измерения и контроля за напряжением. При этом измерительные приборы надежно изолированы от высокого напряжения, так как в трансформаторах нет электрической связи между обмотками высокого и низкого напряжения. Вторичные обмотки ТТ и ТН заземляют, чтобы предотвратить появление высокого напряжения на измерительных приборах в случае аварийного пробоя изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения измерительного трансформатора.

Первичная обмотка 1 трансформатора тока (рис. 7.28), представляющая собой стержень, шину или катушку, проходит внутри фарфорового изолятора 4, на который надеты кольцевые сердечники 3, 5 (один или два). Сердечники изготовляют из спиральной стальной ленты, свернутой в виде кольца. На каждый сердечник намотана вторичная обмотка 2 из медного изолированного провода. Трансформаторы тока имеют одно-

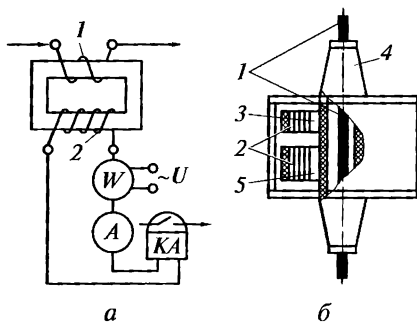


Рис. 7.28. Принципиальная схема (а) и устройство (б) трансформатора тока, предназначенного для внутренней установки:

1, 2 — соответственно первичная и вторичная обмотки; 3, 5 — кольцевые сердечники; 4 — фарфоровый изолятор; *W* — ваттметр; *A* — амперметр; *КА* — реле

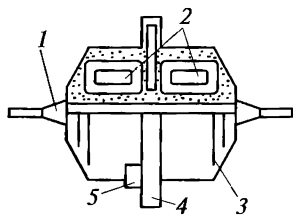


Рис. 7.29. Стержневой трансформатор типа ТПОЛ-10:

1 — первичная обмотка; 2 — магнитопроводы; 3 — монолитный блок; 4 — фланец; 5 — зажимы

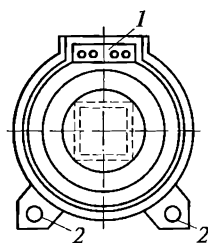
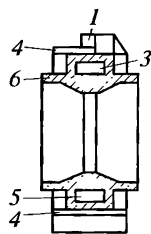


Рис. 7.30. Шинный трансформатор типа ТШЛ-20:

1 — зажимы; 2 — приливы для крепления трансформатора; 3, 5 — магнитопроводы; 4 — основание; 6 — блок



фазное исполнении. В РУ применяют ТТ классов точности 0,5; 1; 3.

Конструктивное исполнение ТТ весьма разнообразно. Различают одно- и многovitковые ТТ. Среди одновитковых наибольшее распространение получили стержневые, шинные и встроенные ТТ.

Стержневые ТТ изготавливают на напряжение до 35 кВ и номинальный первичный ток от 400 до 1500 А. В качестве примера на рис. 7.29 показан трансформатор типа ТПОЛ-10 (П — проходной, О — одновитковый, Л — с литой изоляцией) на номинальное напряжение 10 кВ. Первичная обмотка 1 выполнена в виде прямолинейного стержня с зажимами на концах. На стержень поверх изоляции надеты два кольцевых магнитопровода 2 с вторичными обмотками. Магнитопроводы вместе с первичной и вторичной обмотками залиты эпоксидным компаундом и образуют монолитный блок 3 в виде проходного изолятора. Блок снабжен фланцем 4 из силумина с отверстиями под болты для крепления трансформатора. Зажимы 5 вторичных обмоток расположены на боковом приливе блока.

Шинные ТТ класса точности 0,5 изготавливают на напряжение до 20 кВ и номинальный первичный ток до 18 000 А. При таком большом токе целесообразно использовать в качестве первичной обмотки проводник (шину, пакет шин) соответствующей электроустановки. При этом устраняются зажимы первичной обмотки с контактными соединениями. В качестве примера на рис. 7.30 показан трансформатор тока типа ТШЛ-20 (Ш — шинный) на напряжение 20 кВ. Магнитопроводы 3 и 5 с вторичными обмотками залиты эпоксидным компаундом и образуют изоляционный блок 6. Блок соединен с основанием 4 и приливами 2 для крепления трансформатора. Проходное отверстие (окно) трансформатора рассчитано на установку шин. Зажимы 1 вторичных обмоток расположены над блоком 6.

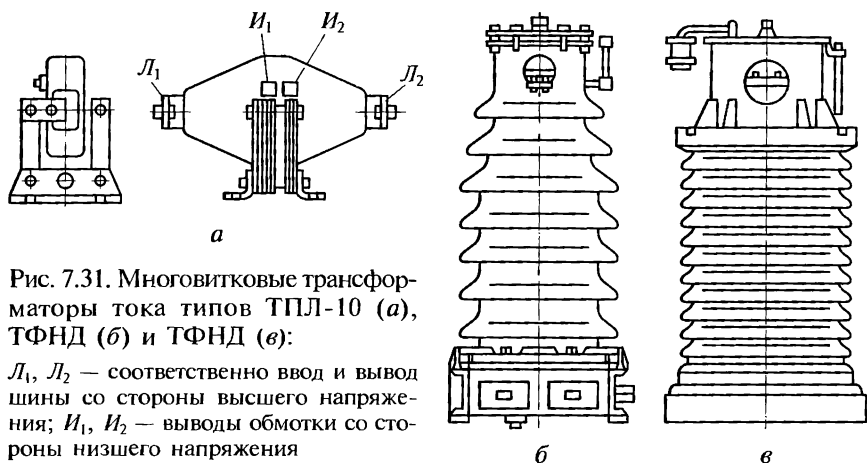


Рис. 7.31. Многовитковые трансформаторы тока типов ТПЛ-10 (а), ТФНД (б) и ТФНД (в):

L_1, L_2 — соответственно ввод и вывод шины со стороны высшего напряжения; I_1, I_2 — выводы обмотки со стороны низшего напряжения

Многовитковые ТТ изготавливают для всей шкалы номинальных напряжений на первичный номинальный ток силой 100... 1600 А.

Для напряжений 6... 10 кВ выпускают ТТ с эпоксидной изоляцией. На рис. 7.31, а показан ТТ типа ТПЛ-10 на напряжение 10 кВ.

Для напряжений 35... 220 кВ изготавливают ТТ наружной установки с масляной изоляцией типов ТФН, ТФНД (Ф — с фарфоровым кожухом, Н — для наружной установки, Д — с обмоткой для релейной защиты) (рис. 7.31, б, в).

Схемы включения трансформаторов тока приведены на рис. 7.32.

Защита кабельных линий от однофазных замыканий на землю часто осуществляется с помощью трансформатора тока нулевой последовательности (типа ТНП или ТНП-Ш), имеющим кольцеобразную или прямоугольную форму. Трансформатор (рис. 7.33) надевается на защищаемый кабель. К обмотке трансформатора подключается защитное реле КА.

Трансформатор напряжения (рис. 7.34) конструктивно во многом похож на силовой трансформатор небольшой мощности для

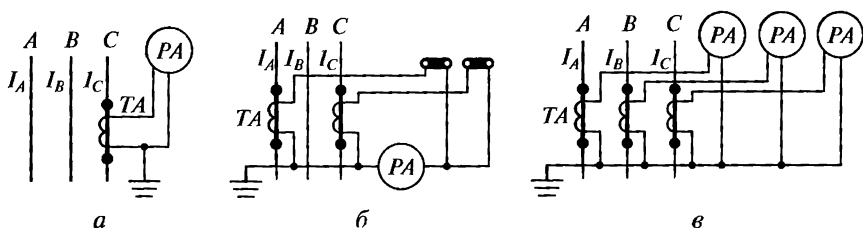


Рис. 7.32. Схемы включения трансформаторов тока для измерения тока в одной (а), двух (б) и трех (в) фазах

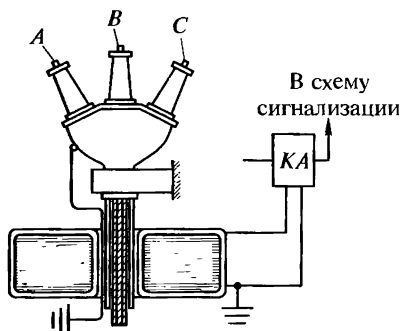


Рис. 7.33. Кабельный трансформатор тока нулевой последовательно-

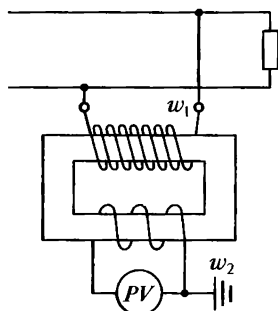


Рис. 7.34. Трансформатор напряжения

той же ступени напряжения. Номинальное напряжение вторичных обмоток ТН составляет 100 В. Для установки в РУ используются ТН классов точности 0,5; 1 и 3.

Трансформаторы напряжения выпускаются на все стандартные напряжения от 0,5 до 500 кВ. Для напряжений до 3 кВ ТН выполняются сухими, для 6 кВ и выше — масляными. Трансформаторы на напряжение 35 кВ и выше изготовляют для наружной установки. Схемы включения ТН приведены на рис. 7.35.

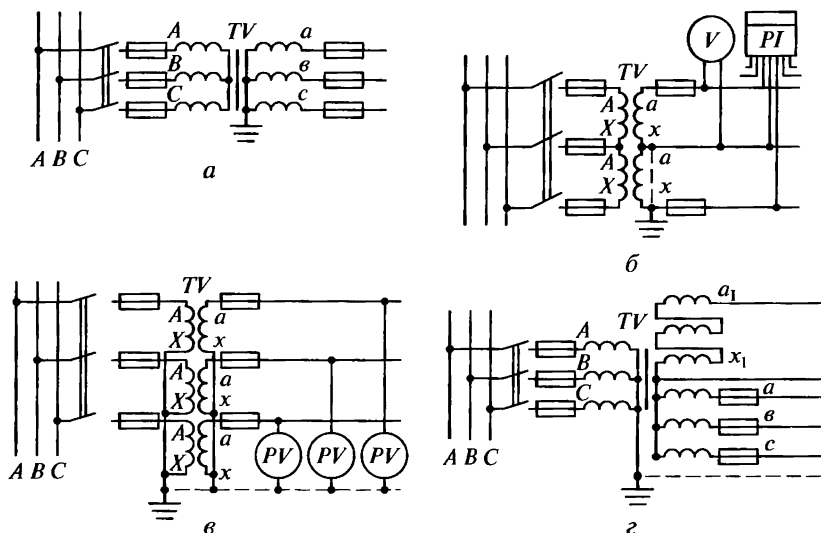


Рис. 7.35. Схемы включения трансформаторов напряжения:

а — трехфазного трехстержневого; *б* — двух однофазных; *в* — трех однофазных; *г* — трехфазного пятистержневого

Напряжения проводов относительно земли используют для релейной защиты, а также для сигнализации об однофазных замыканиях в сетях, где повреждения этого вида не требуют автоматического отключения и могут быть длительными (сети с изолированной нейтралью).

В схемах, приведенных на рис. 7.35, при отсутствии замыкания на землю вольтметры показывают фазное напряжение, а при замыкании на землю одной из фаз показание вольтметра этой фазы близко к нулю. Показания двух других вольтметров близки к значениям линейных напряжений.

Трансформатор на рис. 7.35, г содержит две вторичные обмотки, одна из которых служит для измерений фазных и линейных напряжений. Вторая обмотка (a_1, x_1) соединена в разомкнутый треугольник, на концах которого напряжение равно нулю при нормальном состоянии сети, так как сумма трех фазных ЭДС, индуцируемых в дополнительных обмотках, равна нулю.

При однофазном замыкании в сети на зажимах разомкнутого треугольника появляется напряжение, соответствующее тройному напряжению нулевой последовательности.

Реле, подключенное к обмотке, подает сигнал о неисправности сети. Число витков на фазу дополнительной обмотки выбирают таким образом, чтобы при замыкании в сети напряжение на ее зажимах составляло около 100 В.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте процесс гашения дуги при отключении цепи с током.
2. Для чего предназначены и как устроены шинные конструкции, изоляторы, плавкие предохранители, разрядники, реакторы?
3. Как совместно используются в схеме отделитель и короткозамыкатель?
4. Охарактеризуйте типы выключателей на напряжение 6 (10) кВ.
5. Для чего предназначены и как устроены трансформаторы напряжения и тока?
6. Назовите конструктивные особенности роторов генераторов ГЭС и ТЭС.
7. Как маркируют силовые трансформаторы?
8. Какие схемы и группы соединений бывают у обмоток силовых трансформаторов?
9. Назовите коммутационные аппараты, используемые для отключения тока короткого замыкания.

ВНУТРИЗАВОДСКОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

8.1. ВЫБОР НАПЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ПИТАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

Основными источниками электроснабжения промышленных предприятий являются энергосистемы. Для повышения эффективности системы электроснабжения при ее проектировании следует стремиться к сокращению числа ступеней трансформации, повышению напряжения питающей сети, внедрению подстанций без выключателей с минимальным набором оборудования, применению магистральных линий и токопроводов. Если определенное расчетом оптимальное число понизительных подстанций напряжением 35...220/6 (10) кВ оказывается больше единицы, то по территории предприятия следует проложить воздушную линию (ВЛ) или кабельную вставку с ответвлениями к подстанциям глубокого ввода (ПГВ), которые целесообразно располагать в центрах нагрузок групп цехов, территориально обособленных на данном предприятии. При этом распределительные устройства (РУ) напряжением 6 (10) кВ ПГВ используют в качестве распределительных пунктов (РП) цехов.

Напряжение каждого звена системы электроснабжения нужно выбирать с учетом напряжений смежных звеньев.

Выбор напряжения питающей сети проводят на основании технико-экономического сравнения вариантов в следующих случаях:

- при наличии возможности получения электроэнергии от источника питания при двух и более напряжениях;

- если предприятие с большой потребляемой мощностью нуждается в сооружении или значительном расширении существующих районных подстанций, электростанций либо сооружении собственной электростанции;

- при наличии связи электростанций предприятий с районными сетями.

Предпочтителен вариант с более высоким напряжением даже при преимуществах варианта с более низким из сравниваемых напряжений в пределах до 5...10 % по приведенным затратам.

На первых ступенях распределения электроэнергии для питания больших предприятий применяют напряжения 110, 220 и 330 кВ.

Напряжение 35 кВ используют для частичного внутризаводского распределения электроэнергии в следующих случаях:

- при наличии крупных электроприемников на напряжение 35 кВ;
- наличии удаленных нагрузок и других условий, требующих для питания потребителей повышенного напряжения;

- применении схемы глубокого ввода для питания группы подстанций 35/0,4...0,66 кВ малой и средней мощности.

8.2. ВЫБОР НАПЯЖЕНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Напряжение 10 кВ применяют для внутризаводского распределения электроэнергии:

- на крупных предприятиях с наличием двигателей, допускающих непосредственное присоединение к сети напряжением 10 кВ;

- на предприятиях небольшой и средней мощности при отсутствии или незначительном числе двигателей, которые могут быть присоединены непосредственно к сети напряжением 6 кВ;

- при наличии заводской электростанции с напряжением генераторов 10 кВ.

Напряжение 6 кВ применяют:

- при наличии на предприятии значительного числа электроприемников на это напряжение;

- при наличии заводской электростанции на напряжение 6 кВ;
- если выбор напряжения 6 кВ определяется условиями поставки электрооборудования, технико-экономическими расчетами или другими особыми соображениями;

- на реконструируемых предприятиях, использующих напряжение 6 кВ в качестве основного для внутризаводского распределения электроэнергии.

При напряжении распределительной сети 10 кВ и небольшом числе двигателей средней мощности (350...800 кВт) следует применять напряжение 6 кВ с использованием блока трансформатор — двигатель.

Напряжение 3 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети на новых предприятиях не применяют. Оно не рекомендуется также и в качестве вспомогательного для питания электродвигателей средней мощности при основном напряжении распределительной сети 10 кВ.

Напряжение 660 В рекомендуется применять в следующих случаях:

если по условиям генерального плана, технологического процесса и окружающей среды не могут быть осуществлены в должной мере глубокие вводы, дробление цеховых подстанций и приближение их к центрам питаемых ими групп электроприемников, в связи с чем используются протяженные и разветвленные сети напряжением до 1000 В, а также при крупных концентрированных нагрузках. Такое положение может быть в некоторых отраслях химической промышленности, на лесопромышленных комплексах и аналогичных производствах;

при первичном напряжении распределительной сети 10 кВ и отсутствии на предприятии двигателей на напряжение 660 В (за исключением мелких), т.е. в тех случаях, когда не требуется введение промежуточного напряжения между 10 кВ и 660 В;

при больших плотностях нагрузок и мощных цеховых трансформаторах (более 1600 кВ·А), при которых токи короткого замыкания на стороне вторичного напряжения возрастают до значений, недопустимых для аппаратов напряжением 380 В.

Целесообразность применения напряжения 660 В должна основываться технико-экономическим сравнением с вариантами использования напряжения 380/220 В с учетом перспективного развития предприятия, удешевления электродвигателей на 660 В и лучшего их КПД по сравнению с электродвигателями на 6 кВ, а также уменьшения потерь электроэнергии в сети напряжением 660 В по сравнению с сетью 380 В. В то же время должна учитываться необходимость частичного сохранения сети 380 В для питания мелких силовых и осветительных электроприемников, катушек пускателей и вторичных цепей, что приводит к удорожанию электроустановки и усложнению эксплуатации.

Напряжение 380 В применяют для питания силовых общепромышленных электроприемников.

8.3. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАРТОГРАММЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Предъявляемые к системе электроснабжения (СЭС) требования и ее параметры зависят от мощности и категории надежности потребителей. Для крупных предприятий (потребляемая мощность 75 МВт и больше), средних (от 5 до 75 МВт) и мелких (до 5 МВт) требуются различные источники питания и схемы электроснабжения.

В зависимости от потребляемой предприятием мощности и категории нагрузок, расстояния до энергосистемы и от наличия собственной ТЭЦ электроснабжение промышленных предприятий может осуществляться по следующим принципиальным схемам:

одноцепная линия 6 (10) кВ или блок линия — трансформатор 35... 220 кВ без местных резервных источников питания для нагрузок третьей категории по надежности электроснабжения;

одноцепная линия 35... 220 кВ большой длины в сочетании с местной ТЭЦ или передвижной электростанцией для питания нагрузок любой категории;

двухцепная линия от энергосистемы на общих опорах для питания нагрузок первой категории;

две одноцепные линии при наличии особой группы потребителей (рис. 8.1);

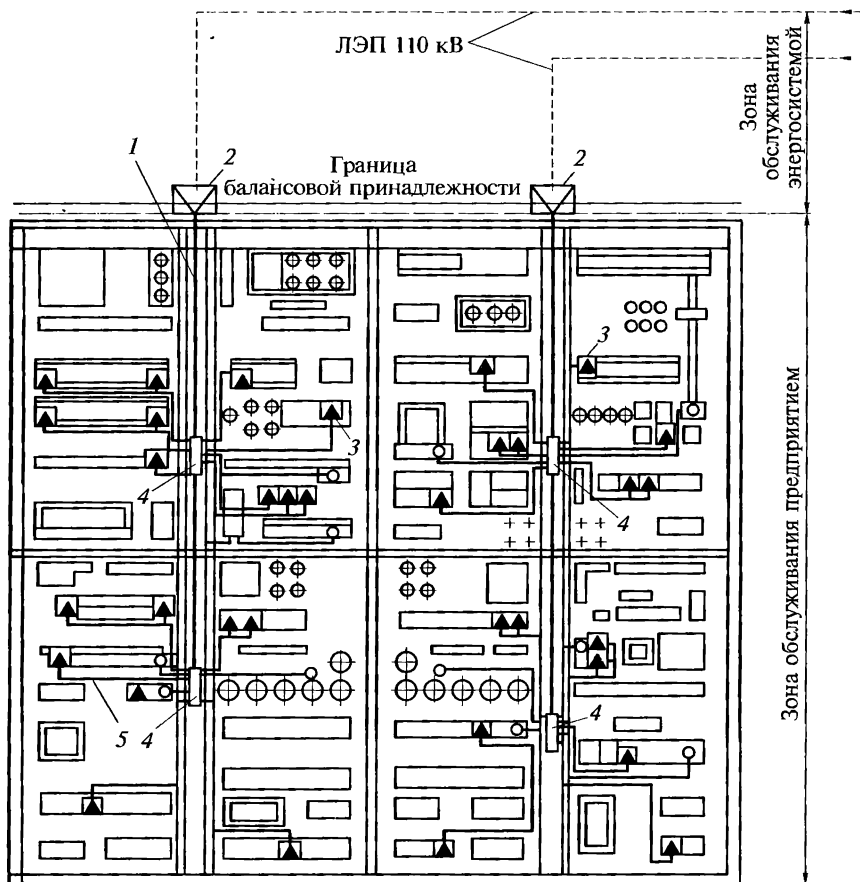


Рис. 8.1. План размещения оборудования внутризаводского электроснабжения при питании предприятия по двум одноцепным линиям:

1 — токопровод 10 кВ; 2 — главная понизительная подстанция, 3 — трансформаторный пункт, 4 — центральный распределительный пункт, 5 — кабельная линия

линия от местной ТЭЦ при отсутствии связи с энергосистемой.

При построении схемы электроснабжения следует руководствоваться следующими положениями:

вопросы электроснабжения должны решаться комплексно со строительными и технологическими вопросами при разработке генерального плана объектов;

источники питания высокого напряжения (в том числе трансформаторы 35...220/6 (10) кВ) должны быть максимально приближены к центрам электропотребления;

необходимо шире внедрять глубокие вводы и дробление главных понизительных подстанций (ГПП) на две, три и более ПГВ;

шины вторичного напряжения всех понизительных подстанций, РУ и РП должны работать раздельно, т.е. должна применяться глубокое секционирование схемы электроснабжения предприятий для снижения токов короткого замыкания и упрощения релейной защиты. Широкое применение устройств автоматического включения резерва АВР на всех ступенях напряжения позволяет применять схему с глубоким секционированием при нагрузках любой категории;

все элементы СЭС должны быть в работе, а не в «холодном резерве», так как это способствует снижению потерь. Исключения составляют трансформаторы, часть которых выгодно отключать на время провала нагрузки;

для электроснабжения должны применяться подстанции с простейшими схемами, преимущественно без выключателей на стороне высшего напряжения.

Для выполнения перечисленных требований полезно построить картограмму нагрузок предприятия и определить центр электрических нагрузок (ЦЭН). *Картограмма нагрузок* — это изображение распределения нагрузок по территории предприятия кругами, площади которых в выбранном масштабе m равны расчетным нагрузкам цехов (рис. 8.2). Расчетная нагрузка i -го цеха

$$P_i = \pi r_i^2 m, \quad (8.1)$$

отсюда радиус i -го круга

$$r_i = \sqrt{P_i / \pi m}.$$

Определение центра электрических нагрузок сводится к расчету координат «центра тяжести» массо-нагрузок по формулам

$$\begin{aligned} x &= \sum_1^n x_i S_i / \sum_1^n S_i; \\ y &= \sum_1^n y_i S_i / \sum_1^n S_i, \end{aligned} \quad (8.2)$$

где x_i, y_i — координаты i -й нагрузки в осях x и y . Координатные оси наносят на картограмму произвольно — положение ЦЭН от этого не изменяется.

Одну ГПП, или несколько ПГВ, или центральный распределительный пункт (ЦРП) на территории предприятия рационально располагать на прямой, соединяющей ЦЭН с источником питания — энергосистемой. Подстанции целесообразно располагать как можно ближе к ЦЭН. При большой мощности предприятия и при нескольких явно выраженных зонах концентрации нагрузок проводится технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения от одной, двух и более понизительных подстанций 35...220/6 (10) кВ. Если же предприятие получает электроэнергию при напряжении 6 (10) кВ, то создается ЦРП, не преобразующий напряжение, располагать который рекомендуется на границе питаемого им участка со стороны источника во избежание обратных перетоков мощности (см. рис. 8.1).

Места размещения подстанций для питания приемников выбирают в центре их нагрузок. Преобладающим типом ТП являются комплектные трансформаторные подстанции.

Разукрупнение ТП обеспечивает значительную экономию цветных металлов, затрачиваемых на кабельные и воздушные линии вторичного напряжения и снижает потери электроэнергии в процессе их эксплуатации.

8.4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов имеет существенное значение для рационального построения СЭС. Число трансформаторов, как и число питающих линий, определяют в зависимости от категорий потребителей. Наиболее просты и дешевы однитрансформаторные подстанции. При наличии складского резерва или связей на вторичном напряжении эти подстанции обеспечивают надежное электроснабжение потребителей второй и третьей категорий.

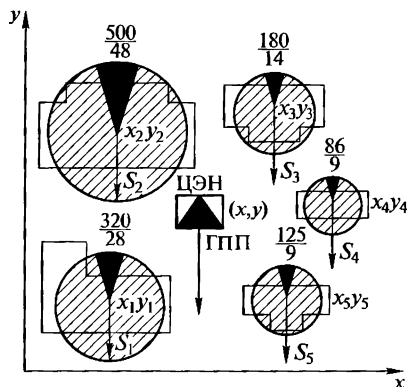


Рис. 8.2. Картограмма электрических нагрузок:

цифры в числителях — значения силовых нагрузок цеха, в знаменателях — значения осветительных нагрузок цеха

Если основную часть нагрузки составляют потребители первой и второй категорий, то применяют двухтрансформаторные подстанции.

При выборе мощности трансформаторов необходимо исходить из экономической нагрузки, допустимой перегрузки, числа часов использования максимума нагрузки, темпов роста нагрузки, расчетной нагрузки. Поскольку к моменту проектирования все указанные факторы нельзя определить, то мощность трансформаторов выбирают так, чтобы обеспечивалось питание полной нагрузки при работе трансформаторов в нормальных условиях с коэффициентом загрузки 0,7...0,75. При выходе одного трансформатора или линии из строя второй трансформатор не должен быть перегружен более чем на 40 % в течение 5 сут при работе в таком режиме по 6 ч каждые сутки. При этом коэффициент заполнения графика должен быть не выше 0,75.

При наличии графика нагрузки мощность трансформатора выбирают по его перегрузочной способности. Для этого по графику нагрузки определяют продолжительность t максимума нагрузки и коэффициент заполнения графика

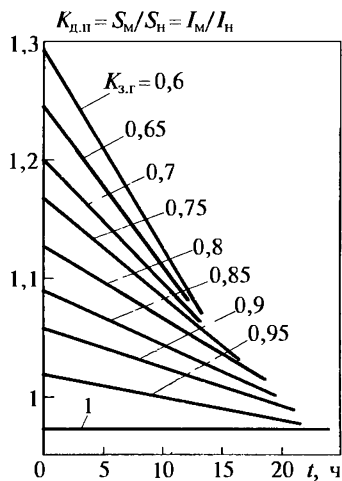
$$K_{з.г} = I_{ср}/I_M, \text{ или } K_{з.г} = S_{ср}/S_M, \quad (8.3)$$

где $I_{ср}$, I_M — соответственно средний и максимальный токи трансформатора; $S_{ср}$, S_M — средняя и максимальная мощности трансформатора.

По значениям t и $K_{з.г}$, пользуясь кривыми кратностей допустимых перегрузок силовых трансформаторов с масляным охлаждением (рис. 8.3), определяют коэффициент допустимой перегрузки $K_{д.п}$.

Номинальная мощность трансформатора

$$S_H = S_M/K_{д.п}. \quad (8.4)$$



По найденному значению S_H принимают ближайшую стандартную мощность трансформатора $S_{н.т}$.

При проектировании подстанций, для которых график нагрузки неизвестен, мощность трансформаторов принимают по расчетной нагрузке (см. гл. 3).

Чтобы выбрать наиболее рациональный вариант электроснабжения,

Рис. 8.3. Кривые кратностей допустимых перегрузок трансформаторов

необходимо рассмотреть не менее двух вариантов числа и мощности трансформаторов, сравнивая их и по технико-экономическим показателям.

8.5. ВИДЫ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Электроснабжение от энергосистемы можно осуществить по двум схемам (рис. 8.4):

глубокого ввода двойной магистрали напряжением 35 ... 220 кВ на территорию предприятия с подключением отпайкой от обеих цепей нескольких пар трансформаторов;

с одной мощной ГПП на все предприятие.

Первая схема (см. рис. 8.4, а) применяется на крупных предприятиях, занимающих большие территории и располагающих площадями для прохождения линии напряжением 35 ... 220 кВ. Вторую схему (см. рис. 8.4, б) применяют на предприятиях средней мощности с концентрированным расположением нагрузок. Эти схемы являются основными электротехническими чертежами проекта, на основании которых выполняют все другие чертежи, производятся расчеты сетей и выбор основного электрооборудования.

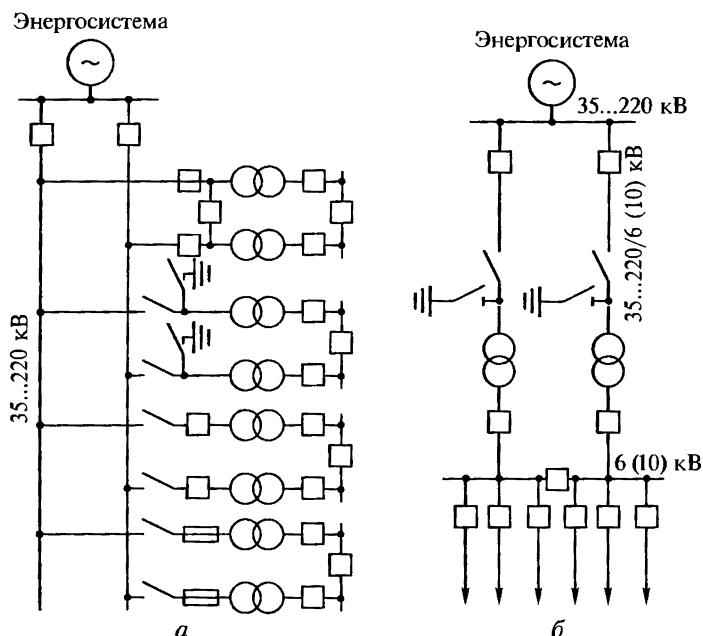


Рис. 8.4. Схемы внешнего электроснабжения для крупных (а) и средних (б) предприятий

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий на схемах высокого напряжения должны быть показаны источники питания, распределительные пункты и трансформаторные подстанции со сборными шинами, основная коммутационная аппаратура (масляные или воздушные выключатели, реакторы), размещение устройств АВР, все трансформаторы и электроприемники высокого напряжения (высоковольтные электродвигатели, преобразовательные агрегаты, электропечи и др.). Рядом с соответствующими графическими обозначениями нужно указать номинальное напряжение сборных шин, типы выключателей, номинальные токи и реактивные сопротивления реакторов, номинальные мощности и напряжения обмоток трансформаторов и схемы их соединения, номинальные выпрямленные токи и напряжения преобразовательных агрегатов, номинальные мощности электродвигателей. Около изображений кабельных и воздушных линий указывают их длину, а также марки и сечения кабелей, материал (медь или алюминий) и сечения проводов воздушных линий и токопроводов.

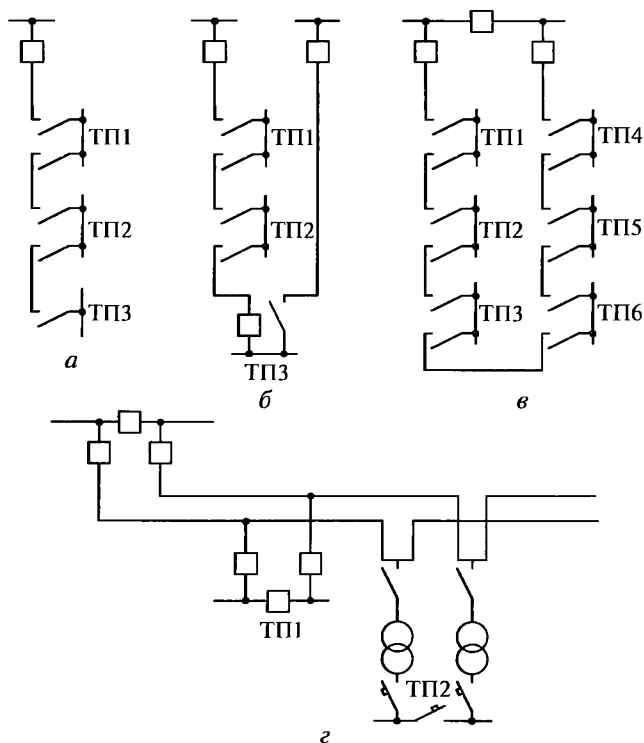


Рис. 8.5. Магистральные схемы электроснабжения:

а — одиночная; б — сквозная с двусторонним питанием; в — кольцевая; г — двойная; ТП1—ТП6 — трансформаторные подстанции

Напряжение 110 кВ наиболее широко применяют для электроснабжения предприятий от энергосистемы. Рост мощностей промышленных предприятий, снижение минимальной мощности трансформаторов на 110/6... 10 кВ до 2500 кВ·А способствуют использованию напряжения 110 кВ для питания предприятий не только средней, но и небольшой мощности.

Напряжение 220 кВ применяют для электроснабжения от энергосистемы крупных предприятий, создания глубоких вводов с разукрупнением подстанций. В некоторых случаях применению напряжения 220 кВ в СЭС способствует близкое расстояние от предприятия до трассы линий напряжением 220 кВ энергосистемы.

Распределительная сеть напряжением 6 (10) кВ (реже 35 кВ) — это внутренняя сеть предприятия, служащая для передачи электроэнергии с шин ГПП и ПГВ в распределительные и трансформаторные пункты по воздушным, кабельным линиям и токопроводам. В зависимости от категории нагрузок и от их расположения распределительная сеть от одного или двух независимых источников строится по радиальной, магистральной или смешанной схеме.

Магистральные схемы могут быть одиночными, сквозными с двусторонним питанием, кольцевыми и двойными.

Одиночную схему (рис. 8.5, а) применяют для потребителей третьей категории. При этой схеме требуется меньшее число линий и выключателей. К одной магистрали подключают два-три трансформатора ТП мощностью 1000... 1600 кВ·А или четыре-пять трансформаторов мощностью 250... 630 кВ·А (ограничение вносит чувствительность релейной защиты). Недостаток схемы — отсутствие резервного канала электроснабжения на случай повреждения линии. Поэтому для кабельных линий такую схему не применяют, так как время отыскания мест повреждений и ремонта кабелей может превышать 24 ч.

Более надежна *сквозная схема с двусторонним питанием* (рис. 8.5, б). Магистраль присоединяют к разным источникам питания. В нормальных условиях она разомкнута на одной из подстанций. Схема применяется для питания потребителей второй категории.

Кольцевая схема (рис. 8.5, в) создается путем соединения двух одиночных магистралей перемычкой на напряжение 6 (10) кВ. Схема применяется для питания по воздушным линиям потребителей второй категории. В нормальном режиме кольцо разомкнуто и питание подстанций осуществляется по одиночным магистралям. Но при выходе любого участка сети питание ТП прерывается лишь на время операций по отключению в ремонт поврежденного участка и включению разъединителя перемычки.

Двойная схема (рис. 8.5, г) достаточно надежна, так как при любом повреждении на линии или в трансформаторе все потребители (в том числе первой категории) могут получать электро-

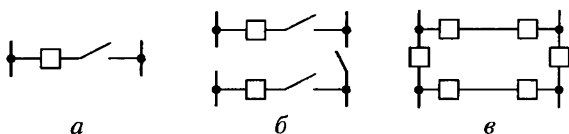


Рис. 8.6. Радиальные схемы электроснабжения для питания потребителей третьей (а), второй (б) и первой (в) категорий надежности электро снабжения

энергию по второй магистрали. Ввод резервного питания происходит автоматически с помощью устройств АВР. Данная схема дороже, чем рассмотренные выше, так как расходы на сооружение линий удваиваются.

Радиальные схемы (рис. 8.6) применяют для питания сосредоточенных нагрузок и мощных электродвигателей. Для потребителей первой и второй категорий предусматривают двухцепные радиальные схемы, а для потребителей третьей категории — одноцепные схемы. Радиальные схемы надежнее и легче автоматизируются, чем магистральные.

Схема, показанная на рис. 8.6, а, предназначена для потребителей третьей категории. При подключении устройства автоматического повторного включения (АПВ) воздушной линии эту схему можно применять для потребителей второй категории, а при наличии аварийных источников питания — и для потребителей первой категории.

Схему, показанную на рис. 8.6, б, используют для потребителей второй категории. В некоторых случаях ее можно применять и для потребителей первой категории. При исчезновении напряжения на одной из секций шин часть потребителей, присоединенных к другой секции, остается в работе.

Схему, приведенную на рис. 8.6, в, применяют для потребителей первой категории. Питание потребителей при исчезновении напряжения на одной из секций шин восстанавливается автоматическим включением секционного выключателя.

Смешанные схемы сочетают элементы магистральных и радиальных схем (рис. 8.7). Основное питание каждого из потребителей осуществляется по радиальным линиям, а резервное — по одной сквозной магистрали, показанной на рис. 8.7 штриховой линией.

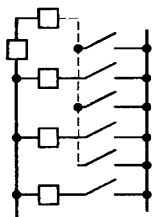


Рис. 8.7. Смешанная схема электро-снабжения

На всех приведенных схемах секционные аппараты в нормальном режиме находятся в отключенном состоянии. В основном в распределительных сетях

применяют разомкнутые схемы, отвечающие требованиям ограничения токов короткого замыкания и независимого режима работы секций.

Замкнутые сети применяют редко, так как в них значительно (до двух раз) повышаются токи короткого замыкания, требуются выключатели на обоих концах линий, усложняются релейные защиты. Однако замкнутые сети имеют ряд преимуществ: большую надежность питания приемников, которые всегда подключены к двум (или более) источникам питания; меньшие потери энергии благодаря более равномерной загрузки сети; меньшее падение напряжения. Эти достоинства особенно существенны при электроснабжении крупных установок. В таких установках пуск мощного электродвигателя может вызвать при разомкнутой схеме большие отклонения напряжения, делающие пуск и самозапуск двигателя под нагрузкой невозможными, поскольку пусковой момент становится ниже момента сопротивления на валу двигателя.

Включение трансформаторов и линий на параллельную работу резко (почти вдвое) уменьшает эквивалентное сопротивление сети питания и обеспечивает успешный пуск двигателя. В некоторых случаях такое включение используется только на время пуска основных двигателей (например, на крупных насосных, компрессорных станциях, где применяются двигатели соизмеримой с трансформаторами мощности).

Электроснабжение металлургических заводов, имеющих полный цикл производства (доменный, сталеплавильный и прокатный цехи), осуществляют, как правило, от ближайшей энергосистемы через подстанцию энергосистемы при напряжении 110 или 220 кВ и от местной заводской ТЭЦ (рис. 8.8). Местная заводская ТЭЦ обычно имеет связь с энергосистемой напряжением 110 кВ (220 кВ).

Ударные нагрузки прокатных цехов должны восприниматься энергосистемой. Это необходимо учитывать при разработке проекта электроснабжения металлургического завода. Энергосистема должна быть мощной, чтобы обеспечить минимальный допустимый уровень колебаний напряжения в питающей сети 110 кВ (220 кВ).

Для ограничения вредного влияния ударных циклических нагрузок на качество электроэнергии в системе электроснабжения рекомендуются следующие мероприятия.

1. Ограничение реактивной мощности, потребляемой вентильными преобразователями при их работе с глубоким регулированием.

2. Разработка и внедрение электроприводов с пониженным потреблением реактивной мощности.

3. Приближение источников питания к электроприемникам с ударной нагрузкой; питание дуговых электропечей при повышен-

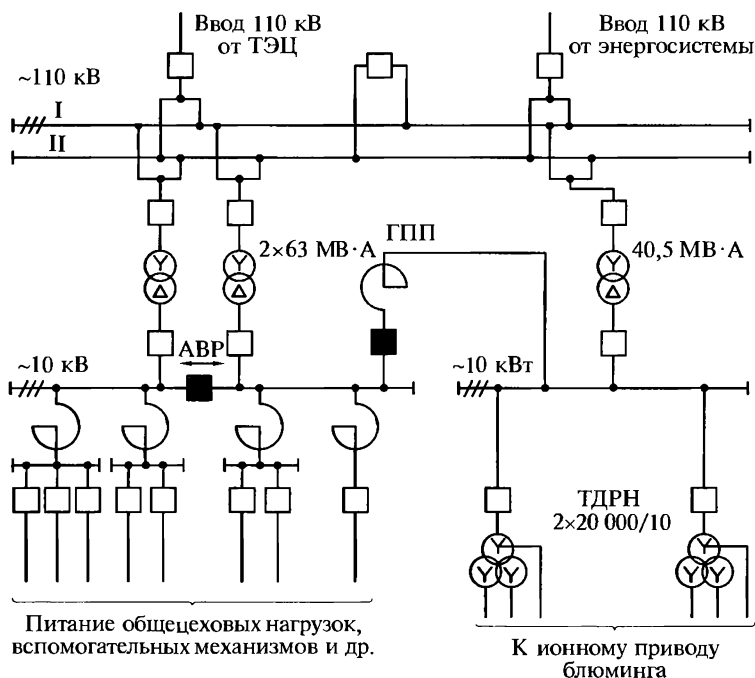


Рис. 8.8. Структурная схема электроснабжения блюминга 1150 (ионный привод)

ном напряжении; питание крупных электродвигателей непосредственно от ГПП или ПГВ, минуя соответствующую цеховую подстанцию, и т. п.

4. Уменьшение реактивного сопротивления линий, питающих крупные электроприемники, за счет применения кабелей и токопроводов с пониженной реактивностью, уменьшения реактивности реакторов и т. п.; применение выключателей с повышенным предельным отключаемым током.

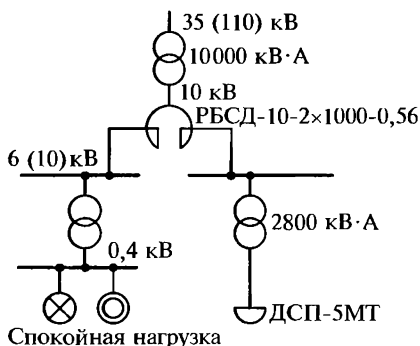


Рис. 8.9. Схемы питания ДСП с использованием сдвоенного реактора

5. Присоединение ударных и спокойных нагрузок к разным ветвям сдвоенного реактора (рис. 8.9), параметры которого должны быть выбраны исходя из условий стабилизации напряжения на ветви реактора, питающей электроприемники со спокойным режимом работы.

6. Применение на ГПП и ПГВ трансформаторов, имеющих расщепленные обмотки вторичного напряжения с коэффициентом расщепления $K_p \geq 3,5$, при выделении на одну из обмоток питания резкопеременных ударных нагрузок.

7. Питание групп электроприемников с ударными нагрузками (при значительной их мощности) через отдельные трансформаторы.

8. Применение синхронных компенсаторов с быстродействующим (тиристорным) возбуждением, а также синхронных электродвигателей, имеющих свободную реактивную мощность для ограничения влияния ударных и вентильных нагрузок.

Для синхронных электродвигателей, получающих питание от общих шин с ударными нагрузками, следует применять автоматические быстродействующие регуляторы возбуждения.

Из перечисленных схем наиболее широкое применение, особенно для предприятий средней мощности, находят схемы с расщепленными обмотками трансформаторов ГПП и сдвоенными реакторами (см. рис. 8.9).

В сдвоенном реакторе падение напряжения в каждой секции обмотки

$$\Delta U = I_{\text{обм}} X_L K_m, \quad (8.5)$$

где $I_{\text{обм}}$ — ток в секциях обмотки реактора; X_L — индуктивное сопротивление обмотки реактора; K_m — коэффициент взаимной индукции между секциями обмотки сдвоенного реактора, $K_m \approx 0,5$.

Колебания напряжения на секциях со спокойной нагрузкой под влиянием резкопеременной нагрузки на других секциях будут меньше, чем при подключении всех нагрузок к одной секции шин.

8.6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Варианты схем электроснабжения, подлежащие технико-экономическому сравнению, должны быть приведены к сопоставимому виду, т.е. схема каждого варианта должна обеспечивать передачу и распределение всей необходимой мощности при соблюдении требований ПУЭ, а также требований к качеству электроэнергии у электроприемников.

До накопления необходимых статистических данных по аварийности электрооборудования и сетей промышленных предприятий и практического освоения количественной (стоимостной) оценки надежности электроснабжения следует стремиться к тому, чтобы экономически сравниваемые варианты обладали одинаковой степенью надежности. Во многих случаях этого не удастся до-

стичь полностью. Поэтому помимо экономического сравнения рассматриваемых вариантов необходимо проводить тщательный качественный анализ надежности и других технических показателей каждого из сравниваемых вариантов на основе опыта проектирования и эксплуатации.

Критерием экономичности данного варианта схемы электрообеспечения служат приведенные затраты

$$Z = E_n K + C, \quad (8.6)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K — единовременные капитальные вложения; C — ежегодные текущие затраты при нормальной эксплуатации.

Капитальные вложения K определяют по справочным данным для всех элементов электроснабжения, входящих в изменяющуюся часть сравниваемых вариантов, с учетом стоимости монтажа и строительных работ.

Капитальные вложения включают в себя стоимость выключателей, разъединителей (или ячеек с ними), короткозамыкателей, воздушных и кабельных линий, трансформаторов и т. д.

Площадь сечения проводов линии предварительно находят по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ (см. формулу (5.37)). При этом расчетный ток линии I_p определяют по мощности трансформатора. Провода, выбранные по экономической площади сечения $F_{\text{эк}}$, проверяют на нагрев при расчетном токе, на допустимую потерю напряжения и возможность появления короны.

Трансформаторы выбирают по расчетной мощности.

Ежегодные текущие затраты C складываются из стоимости потерь C_p и амортизационных отчислений C_a :

$$C = C_p + C_a. \quad (8.7)$$

Стоимость потерь электроэнергии C_p при оплате по двухставочному тарифу можно определить по формуле

$$C_p = C_{0.п} \Delta P_m + C_{д.п} \Delta \mathcal{E}_r, \quad (8.8)$$

где $C_{0.п}$ — основная плата за 1 кВт максимальной мощности, руб.; ΔP_m — максимальные потери активной мощности, кВт; $C_{д.п}$ — дополнительная плата за 1 кВт·ч, руб.; $\Delta \mathcal{E}_r$ — расчетные годовые потери электроэнергии, кВт·ч.

Амортизационные отчисления

$$C_a = \frac{P_o}{100} K_o + \frac{P_r}{100} K_r + \frac{P_l}{100} K_l, \quad (8.9)$$

где P_o , P_r , P_l — амортизационные отчисления, %, соответственно на оборудование, трансформаторы, линии; K_o , K_r , K_l — стоимости соответственно оборудования, трансформаторов, линии, руб.

Для воздушных линий на железобетонных опорах амортизационные отчисления принимают равными 3,5 %, на деревянных опорах — 6; для кабельных линий 4,5; подстанций и распределительных пунктов 9; конденсаторных установок 10 %.

Двухставочный тариф состоит из годовой платы за 1 кВт заявленной (абонированной) потребителем максимальной мощности, используемой при максимуме нагрузки энергосистемы и платы за 1 кВт·ч, отпущенной потребителю активной электрической электроэнергии.

Под заявленной мощностью подразумевается абонированная потребителем наибольшая получасовая электрическая мощность, реализуемая в период максимальной нагрузки энергосистемы.

Часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией по кварталам в соответствии с режимом нагрузки энергосистемы и фиксируются в договоре на пользование электроэнергией.

Отпускаемая потребителю активная электроэнергия учитывается счетчиком, устанавливаемым на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора. Если же счетчик находится на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в прејскуранте плата за 1 кВт·ч отпущенной потребителю электроэнергии умножается на коэффициент 1,025.

По двухставочным тарифам осуществляется расчет с предприятиями с присоединенной мощностью 750 кВт·А и выше.

Расчеты за электроэнергию, расходуемую на освещение и прочие нужды зданий и помещений, не связанных с производством (жилые поселки, клубы, дома культуры, больницы, детские сады и т.п.) осуществляются по одноставочным тарифам, установленным прејскурантом для потребителей соответствующих групп.

Если отдельный цех или отдельные объекты расположены обособленно от предприятия и не имеют с ним общей распределительной сети, расчеты осуществляются по тарифам, установленным для потребителей соответствующей группы, независимо от тарифа, применяемого в расчетах с основным предприятием.

Если сравниваемые варианты различаются по надежности, то выражение (8.6) принимает вид

$$Z = E_n K + C + Y_n. \quad (8.10)$$

Убыток (ущерб) Y_n от перерывов в электроснабжении потребителей определяют по формуле

$$Y_n = P_{cp} T_{cp} y, \quad (8.11)$$

где P_{cp} — среднегодовая нагрузка, МВт; T_{cp} — среднегодовое время перерыва, ч; y — средний ущерб от недоотпуска 1 МВт·ч электроэнергии.

Если сравниваемые варианты отличаются, кроме всего прочего, значением естественного (без компенсации) коэффициента мощности на шинах источника питания, то в формулу приведенных затрат добавляется еще одно слагаемое:

$$Z = E_n K + C + Y_n + Z_k, \quad (8.12)$$

где Z_k — приведенные затраты на компенсацию реактивной мощности.

Для подсчета указанных затрат (в тыс. руб./год) пользуются выражением

$$Z_k = Z_{y.k} Q_{б.к}, \quad (8.13)$$

где $Z_{y.k}$ — удельные затраты на компенсацию 1 квар реактивной мощности, руб./(квар · год); $Q_{б.к}$ — суммарная реактивная мощность батарей конденсаторов, необходимая для доведения $\cos \varphi$ до нормативного значения, Мвар.

Из сравниваемых вариантов схем электроснабжения экономически наиболее целесообразен тот, при котором приведенные затраты будут наименьшими. Если приведенные затраты сравниваемых вариантов равны или отличаются незначительно (не более чем на 10 %), то решающее значение для выбора варианта имеют следующие технические (качественные) показатели:

- надежность элементов системы электроснабжения;
- приспособленность к восприятию растущих нагрузок без существенной реконструкции действующей части СЭС;
- лучшие условия для монтажа и эксплуатации;
- степень зависимости основных линий и узлов СЭС от изменения технологии и очередности строительства;
- номинальное напряжение сети (предпочтение отдается варианту с более высоким напряжением);
- качество напряжения (в пределах, допускаемых ГОСТ 13109—97);
- количество оборудования и сложность схемы.

Экономичность одного варианта по отношению к другому характеризуется степенью экономичности

$$\delta = \Delta Z / E_n \Delta K, \quad (8.14)$$

где ΔZ и ΔK — разности годовых эксплуатационных затрат и капитальных вложений, тыс. руб.

В систему внешнего электроснабжения входят линии с ячеями в их начале или отпайки от линии. Число линий определяется в зависимости от категории надежности электроснабжения потребителей (см. табл. 2.1) и передаваемой мощности. Широко распространены схемы с короткозамыкателями и отделителями на высшем напряжении. Установка перемычки на высшем напряжении определяется необходимостью питания двух трансформаторов от одной линии.

Для выбора схемы намечают два-три варианта и для каждого находят технико-экономические показатели. Учитывая, что определяющим показателем служит в основном напряжение питания, сравнивают, насколько оно при том или ином варианте отличается от рационального. Для подсчета рационального напряжения питания пользуются эмпирической формулой

$$U_{\text{рац}} = 16\sqrt[4]{P_{\text{м}} l}, \quad (8.15)$$

где $P_{\text{м}}$ — максимальная передаваемая по линии мощность, МВт; l — расстояние от точки подключения линии до подстанции объекта, км.

Пример 8.1. Выбрать число и мощность трансформаторов для ГПП напряжением 110/10 кВ, если максимальная нагрузка $S_{\text{м}} = 10\,000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, среднесуточная нагрузка $S_{\text{ср}} = 8700 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, продолжительность максимума нагрузки $t = 2 \text{ ч}$, потребители первой и второй категории составляют 80 %, стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_0 = 2 \text{ руб.}$, число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{м}} = 2400 \text{ ч}$.

Решение. Учитывая наличие потребителей первой категории, принимаем к установке два трансформатора.

Коэффициент заполнения графика определяем по формуле (8.3):

$$K_{3,г} = 8700/10\,000 = 0,87.$$

По значениям $K_{3,г}$ и t , пользуясь кривыми, приведенными на рис. 8.3, находим, что коэффициент допустимой перегрузки $K_{д,п} = 1,12$.

Номинальная мощность трансформатора

$$S_{\text{н}} = S_{\text{м}}/(2 \cdot 1,12) = 10\,000/2,24 \approx 4464 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Намечаем два возможных варианта значений стандартных мощностей трансформаторов: вариант I — два трансформатора мощностью по 6300 кВ·А; вариант II — два трансформатора мощностью по 10 000 кВ·А.

Для I варианта выбираем трансформатор ТМН = 6300/110, имеющий следующие технические характеристики: потери активной мощности при холостом ходе $\Delta P_{\text{х.х}} = 13 \text{ кВт}$; потери активной мощности при коротком замыкании $\Delta P_{\text{к}} = 50 \text{ кВт}$; ток холостого хода $I_0 = 1 \%$; ток короткого замыкания $I_{\text{к}} = 10,5 \%$; стоимость трансформатора 3680 тыс. руб.

Коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном режиме

$$K_{3,н} = S_{\text{м}}/(2S_{\text{н.т}}) = 10\,000/(2 \cdot 6300) \approx 0,8.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме

$$K_{3,ав} = 0,8S_{\text{м}}/(S_{\text{н.т}}K_{д,п}) = 0,8 \cdot 10\,000/(6300 \cdot 1,12) = 1,13 < 1,4.$$

Здесь множитель 0,8 учитывает, что потребители первой и второй категорий составляют 80 %.

Таким образом, трансформатор обеспечивает в послеаварийном режиме электроснабжение потребителей первой и второй категорий. Для потребителей третьей категории допустим перерыв на 24 ч, и их можно отключить до восстановления нормального режима.

Приведенные затраты Z для I варианта определяем по формуле

$$Z = 0,12K + C,$$

где K — капитальные вложения; C — эксплуатационные затраты, складывающиеся из стоимости потерь электроэнергии и амортизационных отчислений.

Потери активной энергии в двух трансформаторах ($n = 2$) за год находим по формуле (5.28):

$$\begin{aligned}\Delta\mathcal{E}_{a.t} &= 8760n\Delta P_{x.x} + \frac{1}{n}\Delta P_k (S_m/(2S_{н.т}))^2 T_m = \\ &= 8760 \cdot 2 \cdot 13 + \frac{1}{2} 50 (10000/(2 \cdot 6300))^2 \cdot 2400 = 265553 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

Стоимость потерь электроэнергии

$$C_n = C_0 \Delta\mathcal{E}_{a.t} = 2 \cdot 265553 = 531106 \text{ руб.} \approx 531,1 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления

$$C_a = \frac{P_r}{100} K = \frac{9}{100} 2 \cdot 3680 = 662,4 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты

$$Z = 0,12 \cdot 2 \cdot 3680 + (531,1 + 662,4) = 2076,7 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично выполняют расчеты для II варианта.

Данные расчетов сведены в табл. 8.1, из которой видно, что вариант с трансформаторами мощностью по 6300 кВт·А выгоднее.

Пример 8.2. Выбрать схему и напряжение внешнего электроснабжения предприятия, расположенного на расстоянии $l = 25$ км от районной подстанции энергосистемы напряжением 110/35/10 кВ. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_0 = 2$ руб., расчетная мощность $P_m = 10$ МВт, потери активной мощности в линии на 1 км ее длины равняется 250 кВт, потребители первой и второй категорий составляют 80 %. Экономическую плотность тока $j_{эж}$ принять равной 1,4 А/мм².

Решение. Так как имеются потребители первой и второй категорий, принимаем двухтрансформаторную схему и соответственно две питающие линии. Рациональное напряжение

Таблица 8.1. Сводная таблица сравнения I и II вариантов

Показатель	Значения показателей, тыс. руб., для вариантов	
	I	II
Капитальные вложения	7360	8720
Эксплуатационные затраты, всего	1193,5	2655
В том числе:		
стоимость потерь	531,1	1870
амортизационные отчисления	662,4	785
Приведенные затраты	2076,7	3700

$$U_{\text{рац}} = 16 \sqrt[4]{10 \cdot 25} = 63,6 \text{ кВ.}$$

Намечаем два варианта электроснабжения: I — передача электроэнергии при напряжении 110 кВ; II — при напряжении 35 кВ.

Принимаем для обоих вариантов схему с отделителями и короткозамыкателями. Выбираем трансформатор ТМН/6 300/110, технические характеристики которого приведены в примере 8.1. Расчеты проведем для I варианта.

Расчетный ток

$$I_p = \frac{1,4 S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,3 \text{ А.}$$

Здесь 1,4 — коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

Площадь сечения проводов воздушной линии определяем по экономической плотности тока

$$F_{\text{эк}} = I_p / j_{\text{эк}} = 46,3 / 1,4 \approx 33 \text{ мм}^2.$$

При напряжении 110 кВ минимальная площадь сечения провода ВЛ составляет 70 мм².

Принимаем двухцепную линию с проводом марки АС-70 на железобетонных опорах. Стоимость 1 км такой линии составляет 135 тыс. руб.

Открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ включает два блока с короткозамыкателями и отделителями. Стоимость блока $K_0 = 1500$ тыс. руб. Стоимость ячеек районной подстанции не учитывается, так как в обоих вариантах она не изменяется.

Эксплуатационные затраты:

а) потери активной энергии в линии находим по формуле (5.23):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{а.л}} = \Delta P / \tau = 250 \cdot 25 \cdot 2400 = 15\,000\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

б) потери активной энергии в трансформаторах $\Delta\mathcal{E}_{a,т}$ подсчитываются так же, как в примере 8.1.

Стоимость потерь электроэнергии определяют по формуле

$$C_{\pi} = C_0(\Delta\mathcal{E}_{a,л} + \Delta\mathcal{E}_{a,т}).$$

Амортизационные отчисления

$$C_a = \frac{P_{л}}{100} K_{л} + \frac{P_{т}}{100} K_{т} + \frac{P_{о}}{100} K_{о} = \\ = \frac{3,5}{100} \cdot 135 \cdot 25 + \frac{9}{100} \cdot 2 \cdot 3680 + \frac{9}{100} \cdot 2 \cdot 1500 = 1050,5 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты подсчитываются по формуле

$$Z = 0,12K + C = 0,12(K_{л} + K_{т} + K_{о}) + (C_{\pi} + C_a).$$

Аналогично проводят расчеты для II варианта. Схема выбирается на основании сравнения технико-экономических показателей вариантов.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные принципы построения схем электроснабжения.
2. Перечислите преимущества и недостатки радиальных и магистральных схем.
3. В чем заключается технико-экономический выбор схемы электроснабжения?
4. Почему распределительные сети выполняют в основном разомкнутыми?
5. Опишите схему подстанции напряжением 35...220/6 кВ без выключателей на высшем напряжении.
6. Какие схемы вводов напряжением 6 (10) кВ от трансформаторов применяют на подстанциях напряжением 35...220/6 (10) кВ?
7. Как выбирается мощность трансформатора ГПП?
8. Почему ГПП и РП следует располагать вблизи центра электрических нагрузок?

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПЯЖЕНИЕМ СВЫШЕ 1000 В

9.1. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПЯЖЕНИЕМ СВЫШЕ 1000 В

Электрические сети промышленных предприятий напряжением свыше 1000 В могут иметь следующие номинальные напряжения: 6, 10, 20, 35, 110 и 220 кВ.

По назначению различают сети питающие, распределительные, местные и районные. *Питающими* называют сети, передающие электроэнергию от энергосистемы предприятиям, в том числе и основные сети энергосистемы, т.е. сети напряжением 220 кВ и выше. *Распределительными* называют сети, к которым непосредственно присоединяют электроприемники. Напряжение таких сетей составляет до 10 кВ (иногда 20 и 35 кВ). Распределительными также называют и сети более высокого напряжения (110... 220 кВ), если они питают большое число приемных подстанций глубокого ввода (ПГВ), расположенных на территории предприятия. *Местные* электрические сети — это сети напряжением до 35 кВ, обслуживающие небольшие районы с относительно малой плотностью нагрузки. *Районные* электрические сети — это сети напряжением 110 кВ и выше, охватывающие большие районы и связывающие электрические станции системы между собой и с центрами нагрузок.

К электрическим сетям предъявляют требования надежности, экономичности, безопасности и удобства в эксплуатации, возможности индустриализации строительных и монтажных работ.

По конструктивному исполнению электрические сети подразделяются на воздушные и кабельные линии.

Воздушной линией (ВЛ) называют устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, проложенным открыто и прикрепленным изоляторами и арматурой к опорам.

К главным конструктивным элементам ВЛ относят: опоры; провода, служащие для передачи электроэнергии; изоляторы, изолирующие провода от опоры; линейную арматуру, с помощью которой провода закрепляют на изоляторах; защитные тросы.

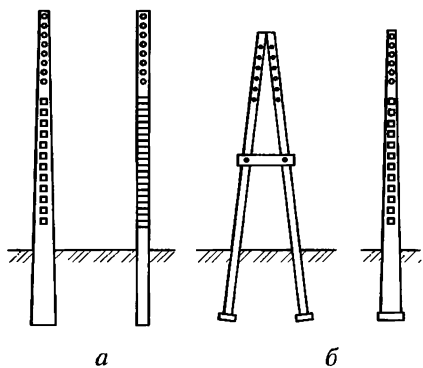


Рис. 9.1. Железобетонные опоры воздушной линии напряжением 6 (10) кВ:

а — промежуточные; *б* — анкерные

Опоры воздушных линий разнообразны по конструкции. Большая часть опор на линии служит только для поддержания проводов на высоте. Такие опоры называют промежуточными (рис. 9.1, *а*).

Анкерные опоры (рис. 9.1, *б*) устанавливают в начале и конце линии (концевые опоры), с обеих сторон переходов через автомобильные и железные дороги, реки и другие препятствия. На прямых участках анкерные опоры размещают через каждые 2—3 км. Их рассчитывают на устойчивость при одностороннем обрыве всех проводов. В местах поворота линии применяют угловые опоры.

Опоры линий электропередачи изготовляют из дерева, металла, железобетона. В последнее время железобетонные опоры получают преимущественное распространение для ВЛ напряжением 6... 220 кВ. Провода подвешивают на опорах с помощью штыревых (рис. 9.2, *а, б, в*) и подвесных (рис. 9.2, *г*) изоляторов. Для линий напряжением 6 (10) кВ применяют штыревые и подвесные изоляторы. Провода воздушных линий напряжением 35 кВ и выше, как правило, подвешивают на подвесных изоляторах.

Изоляторы ВЛ изготовляют из фарфора или закаленного стекла. К достоинствам стеклянных изоляторов относится то, что в случае электрического пробоя либо разрушающего механического, или термического воздействия закаленное стекло изолятора не растрескивается, а рассыпается. Это облегчает нахождение не толь-

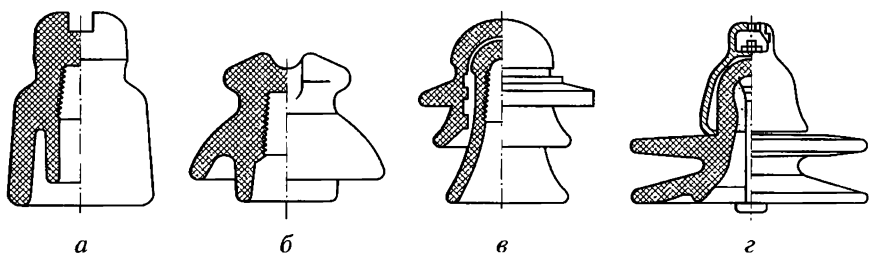


Рис. 9.2. Линейные изоляторы:

а — штыревой для линий напряжением 400 В; *б* — штыревой для линий напряжением 6 (10) кВ; *в* — штыревой для линий напряжением 20 (35) кВ; *г* — подвесной для линий напряжением 35 кВ в загрязненных районах

ко места повреждения на линии, но и самого поврежденного изолятора.

Изоляторы крепят на опорах с помощью крюков, штырей и специальных скоб.

Механическая прочность воздушных линий обеспечивается соответствующим выбором площади сечения и силы натяжения проводов, типом изоляторов и конструкцией опор.

Воздушные линии в зависимости от напряжения подразделяют на три класса: I — выше 35 кВ; II — до 35 кВ; III — до 1 кВ.

Для воздушных линий I и II классов применяют только многопроволочные провода и тросы.

По конструкции провода подразделяют на одно- и многопроволочные. Однопроволочные провода изготавливают из меди площадью сечения до 10 мм^2 или стали диаметром до 5 мм.

Стандартом предусмотрена следующая шкала площадей сечений токоведущих жил проводов: 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 600; 700 мм^2 .

Для ВЛ применяют неизолированные провода: алюминиевые (А), медные (М), сталеалюминиевые (АС), сталеалюминиевые усиленные (АСУ), сталеалюминиевые проволочные, стальные многопроволочные (ПМС, ПС), специальные алюминиевые и сталеалюминиевые с защитой от коррозии для прокладки на побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков (АКП, АСКС, АСК).

Однопроволочный провод состоит из одной круглой проволоки с площадью сечения 4, 6 или 10 мм^2 .

Многопроволочный провод свивается из отдельных проволок диаметром 2...3 мм и имеет площадь сечения 10 мм^2 и выше.

Алюминиевые провода отличаются большим удельным сопротивлением ($\rho = 28,8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$) и меньшей механической прочностью ($\sigma = 156...180 \text{ МПа}$), чем медные, но они значительно дешевле.

У сталеалюминиевых проводов удельное сопротивление примерно такое же, как у алюминиевых, а их прочность $\sigma = 700 \text{ МПа}$. Сталеалюминиевые провода имеют сердечник из стальной проволоки для увеличения механической прочности. Такие провода широко применяются в сетях напряжением 35 кВ и выше.

Согласно ПУЭ, наименьшие значения площади сечения проводов ограничиваются по условиям механической прочности и снижения потерь мощности на коронирование. Для ВЛ напряжением 6...10 кВ наименьшая площадь сечения может быть 25 мм^2 ; 35 кВ — 35 мм^2 ; 110 кВ — 70 мм^2 ; 220 кВ — 240 мм^2 .

Медные провода имеют малое удельное сопротивление ($\rho = 18 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$), их механическая прочность $\sigma = 400 \text{ МПа}$. Они применяются лишь в условиях повышенной опасности по взрыву.

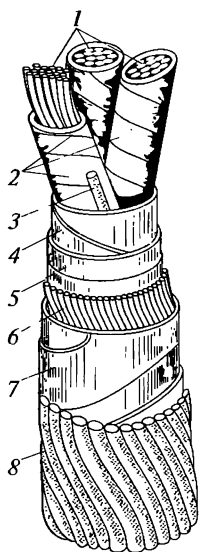


Рис. 9.3. Трехжильный кабель с секторными жилами:

1 — токопроводящие жилы из алюминия или меди; 2 — бумажная, пропитанная маслом изоляция (фазная); 3 — джутовый наполнитель; 4 — бумажная, пропитанная маслом изоляция (поясная); 5 — свинцовая оболочка; 6 — прослойка из джута; 7 — стальная ленточная броня; 8 — наружный джутовый покров

Кабельной линией называют устройство для передачи электроэнергии, состоящее из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Кабельные линии прокладывают в местах, где затруднено сооружение ВЛ, например в стесненных условиях на территории предприятия, на переходах через сооружения и т. п. В таких условиях кабельные линии более надежны, лучше обеспечивают безопасность людей, чем воздушные линии, и дают очень большую экономию территории. Однако стоимость кабельных линий в 2—3 раза выше, чем воздушных, при номинальном напряжении 6...35 кВ и в 5—8 раз — при напряжении 110 кВ.

В распределительных сетях используют силовые кабели с бумажной изоляцией токоведущих проводов (жил), бронированные для защиты от внешних повреждений. Материал токоведущих жил — алюминий или медь; в настоящее время применяется преимущественно алюминий. По числу токоведущих жил кабели бывают одно-, двух-, трех- и четырехжильные, причем двух- и четырехжильные кабели изготавливают только на напряжение до 1000 В.

Устройство бронированного кабеля, рассчитанного на напряжение 1...10 кВ, с секторными жилами, бумажной изоляцией и вязкой пропиткой показано на рис. 9.3.

Конструкция кабелей с пластмассовой изоляцией из полиэтилена и полихлорвинила не требует защитной оболочки. Это позволяет существенно снизить расход свинца и алюминия, уменьшить массу кабеля и снизить его стоимость. Поэтому синтетическая изоляция кабелей постепенно вытесняет бумажную.

По маркировке кабелей можно судить об их конструкции. Например, марка СБ-3×95 означает: трехжильный кабель со свинцовой оболочкой, бронированный стальной лентой, с медными жилами площадью сечения 95 мм²; АСБ-3×95 — то же, но с алюминиевыми жилами; ААБ-3×95 — то же, но с алюминиевыми жилами и алюминиевой оболочкой; ААШВ-3×120 — трехжиль-

Таблица 9.1. Экономические показатели различных способов прокладки кабелей

Число кабелей	Стоимость прокладки 1 км кабелей, тыс. руб.			
	в траншее	в канале	в туннеле	на эстакаде
6	5,23	12,3	—	39,28
12	10,49	24,8	—	39,28
18	15,69	31,88	—	41
24	—	49,6	—	41
30	—	61,6	96,8	41

ный кабель с алюминиевыми жилами площадью сечения 120 мм² и оболочкой с поливинилхлоридным защитным шлангом. Кабели марки ААШВ в настоящее время применяются наиболее широко при прокладках трасс всех видов, так как они дешевле и в большей мере отвечают требованиям пожарной безопасности благодаря тому, что поливинилхлоридный шланг не горит. Наряду с кабелями марки ААШВ широкое распространение имеют кабели марок ААБ и ААБГ. Кабели марок АСБ и СБ применяют в случаях повышенной опасности со стороны окружающей среды.

Выбор способа прокладки кабелей зависит от их числа, места прохождения трассы, условий окружающей среды и почвы, требований эксплуатации и экономических показателей (табл. 9.1). При числе кабелей до 18 в одном направлении дешевле прокладывать их в траншеях (по шесть кабелей в одной траншее) (рис. 9.4, а) или кабельных каналах (рис. 9.4, б). При числе кабелей 24 и более экономичнее эстакадный способ прокладки. При числе кабелей

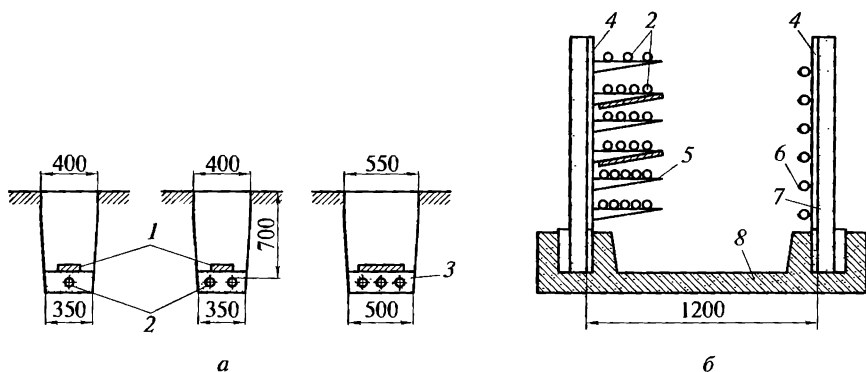


Рис. 9.4. Размещение кабелей в земляной траншее (а) и кабельных каналах (б):

1 — защитное покрытие; 2 — кабели; 3 — песчаная подушка; 4 — металлическая стойка; 5 — полка-кронштейн; 6 — скоба; 7 — стенка канала; 8 — фундаментная плита

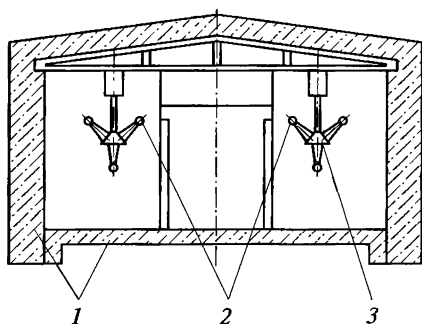


Рис. 9.5. Жесткие симметричные токопроводы на напряжение 6 (10) кВ в туннеле:

1 — железобетонные конструкции туннеля; 2 — токопроводы; 3 — конструкции крепления токопроводящих жил

Жесткие токопроводы прокладывают в туннелях (рис. 9.5), на эстакадах, по стенам зданий (на кронштейнах, железобетонных опорах). К недостаткам жестких токопроводов относятся высокая стоимость, значительное индуктивное сопротивление, отключение большого числа токоприемников при повреждении шин.

30 и более возможна их прокладка в туннелях и коллекторах (т.е. совместно с трубопроводами других назначений).

Для соединения кабелей между собой и оконцевания применяют соединительные и концевые муфты (заделки). Подробно о видах соединений и оконцеваний и способах прокладки кабелей можно прочитать в [11].

В распределительных сетях энергоемких производств требуется передавать в одном направлении тока 1500...2000 А и более при напряжении 6...10 кВ. В таких случаях используют токопроводы.

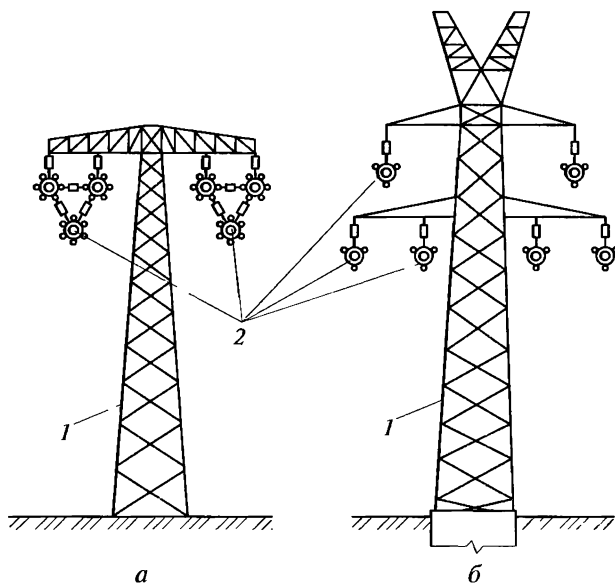


Рис. 9.6. Гибкие симметричные токопроводы на напряжение 10 кВ (а) и 35 кВ (б):

1 — металлические опоры; 2 — гибкие токопроводы

Гибкие токопроводы (рис. 9.6) выполняют на отдельно стоящих металлических опорах 1, как воздушные линии, но в каждой фазе подвешивают шесть — восемь проводов типа А-600 и осуществляют их транспозицию. Гибкие токопроводы 2 стоят дешевле жестких при равной мощности благодаря применению подвесной изоляции вместо опорной, меньшему числу изоляторов и сокращению потерь в деталях крепления. Однако гибкие токопроводы требуют больше места на территории предприятия.

9.2. ВЫБОР ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

Сечение проводов линий электропередачи должно быть таким, чтобы провода не перегревались при любой нагрузке в нормальном рабочем режиме, потеря напряжения в линиях не превышала установленных пределы, а плотность тока в проводах соответствовала экономической.

Первое из этих условий записывается в виде

$$I_p = S_p / (\sqrt{3}U_n) \leq I_{\text{доп}}, \quad (9.1)$$

т.е. рабочий ток, передаваемый по линии в нормальном режиме, не должен превышать допустимый по ПУЭ для данного провода ток нагрузки. Исходя из выражения (9.1), для выбора площади сечения провода или кабеля необходимо определить наибольший расчетный ток получасового максимума I_p и по нему подобрать нужную площадь сечения по справочнику. В справочниках даются сведения о длительно допустимых токах $I_{\text{доп}}$ в проводах и кабелях различных сечений при расчетной температуре окружающей среды (температура воздуха 25 °С, земли 15 °С). При расчете сечений кабелей, прокладываемых в одной траншее с другими кабелями, надо учитывать их взаимный нагрев. Поэтому допустимый ток, указанный в справочнике, следует уменьшить, умножив на коэффициент 0,9 при двух кабелях или на 0,85 при трех кабелях в одной траншее.

Второе условие, которому должно удовлетворять выбранное сечение проводника, — непревышение допустимой потери напряжения в линии. Если потеря напряжения в линии слишком велика, то с ростом тока нагрузки значительно снижается напряжение в конце линии, т.е. у приемников. Из-за этого резко падает вращающий момент на валах двигателей, снижается световой поток электроламп, уменьшается производительность электротехнических установок.

Потеря напряжения зависит от активного R и индуктивного X сопротивлений линии. В соответствии с выражениями (5.12), (5.13)

$$\Delta U = \sqrt{3}I_p(R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

или

$$\Delta U = (PR + QX) / U_n.$$

Ориентировочно можно считать допустимыми следующие потери напряжения на участках электросети:

для линий напряжением 6 (10) кВ внутри предприятия — 5 %;

для линий напряжением 10... 220 кВ, питающих ГПП предприятия, — 10 %.

В кабельных линиях при любой площади сечения жил кабелей, а в воздушных линиях только при площади сечения проводов до 50 мм² активное сопротивление во много раз больше индуктивного, поэтому последним можно пренебречь. Тогда выражение для определения потерь упрощается:

$$\Delta U = \sqrt{3}RI \cos \varphi \text{ или } \Delta U = PR / U_n. \quad (9.2)$$

Выразим сопротивление R , Ом, через длину провода l , м, удельную проводимость γ , См/м, и площадь сечения F , мм²:

$$R = l \cdot 10^6 / \gamma F.$$

Тогда

$$\Delta U = \frac{l}{\gamma F} \sqrt{3} I \cos \varphi \cdot 10^6$$

или

$$\Delta U = \frac{l}{\gamma F} \frac{P \cdot 10^6}{U_n}.$$

Отсюда определяется минимальная площадь сечения провода, мм², при которой потеря напряжения не превышает допустимую $\Delta U_{\text{доп}}$:

$$F = \frac{10^3 \sqrt{3} I \cos \varphi l}{\gamma \Delta U_{\text{доп}}} \quad (9.3)$$

или

$$F = \frac{Pl \cdot 10^6}{\gamma U_n \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{Pl \cdot 10^8}{\gamma U_n^2 \Delta U_{\text{доп}} \%}, \quad (9.4)$$

где P — передаваемая по линии мощность, кВт; U_n — номинальное напряжение линии, кВ; $\Delta U_{\text{доп}}$ — допустимая потеря напряжения, В; $\Delta U_{\text{доп}} \%$ — допустимая потеря напряжения, %, $\Delta U_{\text{доп}} \% = (\Delta U_{\text{доп}} / U_n) 100$.

Для воздушных линий с проводами площадью сечения более 50 мм² нельзя пренебрегать индуктивным сопротивлением проводов. Для учета влияния сопротивления X_L проводов на ΔU необ-

ходимо в формулы потери напряжения (5.12), (5.13) подставить $X_{\text{л}} = (0,35 \dots 0,4)l$, вследствие чего определяемые расчетом допустимые потери напряжения снизятся.

Итак, в результате расчета по первому условию определяется минимально допустимая площадь сечения провода по нагреву в нормальном режиме работы линии, а по второму условию — по потере напряжения в линии. При выборе проводов или кабелей для временных высоковольтных электросетей по каталогу (справочнику) подбирают ближайшую стандартную площадь сечения, причем определяющим служит большее из этих двух расчетных сечений. Если же данная линия напряжением выше 1000 В строится для постоянной, а не для временной электросети (т. е. сооружается на срок не менее 6 лет), то площадь сечения проводов, выбранная по двум указанным условиям, должна быть проверена по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$.

Таблица 9.2. Экономическая плотность тока

Тип линии	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при продолжительности использования максимума нагрузки, ч/год		
	от 1000 до 3000	от 3000 до 5000	от 5000 до 8700
Медные неизолированные провода и шины	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые неизолирован- ные провода и шины в европейской части России, Забайкалье и на Дальнем Востоке	1,3	1,1	1
в Центральной Сибири	1,5	1,4	1,3
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевыми в европейской части России, Забайкалье и на Дальнем Востоке	1,6	1,4	1,2
алюминиевыми в Централь- ной Сибири	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой или пласт- массовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми в европейской части России, Забайкалье и на Дальнем Востоке	1,9	1,7	1,7
алюминиевыми в Централь- ной Сибири	2,2	2	1,9

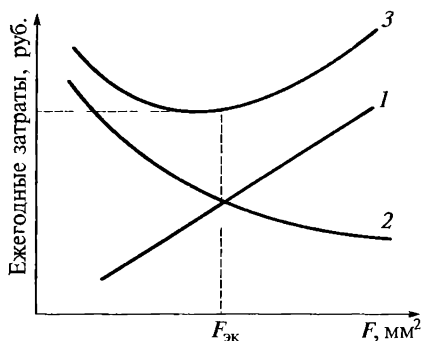


Рис. 9.7. Зависимости капитальных вложений (линия 1), стоимости потерь электроэнергии (2) и ежегодных затрат (3) от площади сечения (F) проводов или жил кабелей

энергии в линии и, следовательно, стоимость этих потерь (кривая 2). Суммарным ежегодным затратам, получаемым сложением ординат линий 1 и 2, соответствует кривая 3, которая имеет минимум при некоторой оптимальной площади сечения провода $F_{\text{эк}}$.

Значения $F_{\text{эк}}$ и $j_{\text{эк}}$ зависят, таким образом, от ежегодных потерь энергии. Потери энергии в линии, как было показано в подразд. 5.2, зависят от плотности графика нагрузки линии, которая характеризуется временем потерь τ и временем использования максимума нагрузки $T_{\text{м}}$. При увеличении $T_{\text{м}}$ потери электроэнергии растут, поэтому минимум кривой 3 смещается вправо, т.е. при неизменном токе нагрузки $I_{\text{р}}$ экономическая площадь сечения провода $F_{\text{м}}$ увеличивается.

Расчет экономической площади сечения проводов линии проводится в следующем порядке. Для потребителя, подключенного к линии, находят $T_{\text{м}}$ в зависимости от числа смен, а затем по табл. 9.2 выбирают экономическую плотность тока $j_{\text{эк}}$. Далее по формуле (5.37) определяют экономическую площадь сечения $F_{\text{эк}}$. Если эта площадь оказывается больше, чем по первому и второму условиям (т.е. по нагреву и потерям напряжения), то для линии выбирают площадь сечения провода, равную ближайшему к $F_{\text{эк}}$ меньшему стандартному значению (табл. 9.3). Ближайшая меньшая площадь сечения принимается по соображениям экономии металла проводов.

Таким образом, в общем случае выбираемая площадь сечения провода должна удовлетворять трем указанным выше условиям. Кроме того, выбранное сечение кабеля проверяют по термической стойкости при коротком замыкании и допустимому току в послеаварийном режиме (см. формулу (5.36)).

Таким образом, для линий постоянной электросети требуется выполнение третьего условия: выбираемая площадь сечения должна быть близка к экономической площади сечения провода, определяемой по формуле (5.37). Нормированные значения экономической плотности тока приведены в табл. 9.2.

Суть технико-экономического расчета, на основании которого в ПУЭ определена экономическая плотность тока, поясняет рис. 9.7. Чем больше площадь сечения при данном токе $I_{\text{р}}$, тем дороже провод (прямая 1), но тем меньше потери электро-

Таблица 9.3. Технические характеристики проводов воздушных линий

Мар- ка про- вода	Номи- нальная площадь сечения, мм ²	Конструкция провода				Максимальное сопротивле- ние при температуре 20 °С, Ом/км	Макси- мальное усилие на разрыв, Н
		алюминиевого		стального			
		Число жил	Диам- метр, мм	Число жил	Диам- метр, мм		
А	16	7	1,70	—	—	1,8007	3 021
	35	7	2,50	—	—	0,8347	5 913
	50	7	3,00	—	—	0,5784	8 198
	70	7	3,55	—	—	0,4131	11 288
	120	19	2,80	—	—	0,2459	19 890
	185	19	3,50	—	—	0,1574	29 832
	450	3	3,90	—	—	0,0642	71 856
АС	16/2,7	6	1,85	1	1,85	1,7818	6 220
	25/4,2	6	2,30	1	2,30	1,1521	9 296
	35/6,2	6	2,8	1	2,80	0,7774	13 524
	50/8,0	6	3,2	1	3,2	0,5951	17 112
	70/11	6	3,8	1	3,8	0,4218	24 130
	70/72	18	2,2	19	2,2	0,4194	96 826
	120/19	26	2,4	7	1,85	0,2440	41 521
	120/27	30	2,2	7	2,2	0,2531	49 465
	400/51	54	3,05	7	3,05	0,0733	120 481
	400/64	26	4,37	7	3,4	0,0741	129 183
	600/72	54	3,7	19	2,2	0,0498	183 835

Примечание. Для проводов марки АС в числителе указана площадь сечения алюминиевой части, в знаменателе — стальной.

По условиям механической прочности проводов и исключения возникновения короны накладывают ограничения на минимальные значения площади сечения, а по экономическим соображениям рекомендуется не превышать их максимальные значения.

9.3. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления, защиты и измерения.

В зависимости от потребляемой мощности и удаленности от источника питания различают следующие виды подстанций: узловая распределительная; главная понизительная; глубокого ввода; трансформаторный пункт.

Узловой распределительной подстанцией (УРП) называется центральная подстанция на напряжение 110... 220 кВ, получающая электроэнергию от энергосистемы и распределяющая ее (без трансформации или с частичной трансформацией) по подстанциям глубокого ввода напряжением 35... 220 кВ на территории предприятия.

Главной понизительной подстанцией (ГПП) называется подстанция на напряжение 35... 220 кВ, получающая питание непосредственно от районной энергосистемы и распределяющая электроэнергию при более низком напряжении по всему предприятию.

Подстанцией глубокого ввода (ПГВ) называется подстанция на напряжение 35... 220 кВ, выполненная обычно по упрощенным схемам коммутации на стороне первичного напряжения, получающая питание непосредственно от энергосистемы или центрального распределительного пункта данного предприятия и предназначенная для питания отдельного объекта или группы электроустановок предприятия. Схемы электроснабжения с ПГВ, называются схемами с глубоким вводом.

Трансформаторным пунктом (ТП) называется подстанция с первичным напряжением 6, 10 или 35 кВ, непосредственно питающая приемники электроэнергии напряжением 400 и 230 В.

Подстанции, целиком состоящие из комплектных узлов, называются *комплектными подстанциями (КТП)*.

Подстанции энергосистемы, предназначенные для электроснабжения районов, в которых находятся промышленные предприятия, городские, сельскохозяйственные и другие потребители электроэнергии, называются *районными подстанциями*. Первичное напряжение районных подстанций составляет 750, 500, 330, 220, 150 или 110 кВ, а вторичное — 220, 150, 110, 35, 20, 10 или 6 кВ.

Районные подстанции служат узловыми точками сети энергосистемы, от которых электроэнергия передается далее потребителям районных подстанций. На районных подстанциях осуществляется понижение напряжения до 35 (110) или 6 (10) кВ, а в отдельных случаях — до 20 кВ. Питание мощных и удаленных потребителей осуществляется от районных подстанций по линиям напряжением 35 (110), а также 220 кВ. При близком расположении потребителей от районной подстанции их питание осуществляется по линии напряжением 6, 10 и 20 кВ.

9.4. СХЕМЫ И ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ГЛАВНЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Главные понизительные подстанции, питающие крупные промышленные предприятия, включают в себя распределительные устройства на напряжение 35... 220 и 6 (10) кВ, главные трансформаторы на напряжение 35... 220/6 (10) кВ, трансформаторы соб-

ственных нужд на напряжение 6 (10)/0,4 кВ, конденсаторные батареи напряжением 6 (10) кВ, щиты управления электроснабжением, мастерские и т.д.

На ГПП, как правило, устанавливают два одинаковых трансформатора на 35...220/6 (10) кВ. Необходимость двух трансформаторов обусловлена тем, что на современных промышленных предприятиях преобладают нагрузки второй категории и обычно имеются нагрузки первой категории, для питания которых необходимо иметь два независимых источника. Установка более двух трансформаторов неэкономична и применяется в основном лишь при расширении предприятия. Главные понизительные подстанции размещают вблизи центра нагрузки.

При установке на ГПП двух трансформаторов, питаемых от разных линий электропередачи, создается возможность применения надежных и высокоэкономичных упрощенных схем: блока линия 35...220 кВ — трансформатор ГПП и блока линия на 35...220 кВ — трансформатор ГПП — токопровод на 6 (10) кВ. Эти схемы не содержат сборных шин и выключателей на стороне первичного напряжения ГПП, а на стороне вторичного напряжения 6 (10) кВ обычно имеют одиночную секционированную систему шин или токопроводы от каждого трансформатора. Однотрансформаторные ГПП можно применять при наличии возможности обеспечить резервное питание нагрузок первой и второй категорий по сети напряжением 6 (10) кВ от соседних подстанций или ТЭЦ. Экономичность этих схем и индустриализация монтажа подстанций возросли в связи с изготовлением последних на заводе в виде блочных подстанций типа КТПБ.

На рис. 9.8 приведена схема ГПП напряжением 35...220/6 (10) кВ для предприятия средней мощности, получающего электроэнергию от энергосистемы по двум радиальным линиям ВЛ1 и ВЛ2. Трансформаторы $T1$, $T2$ подключают к линиям только через разъединители $QS1$, $QS2$ РЛНД (разъединитель с линейным контактом, наружной установки, двухколонковый), так как при радиальной схеме нет необходимости в отделителях. Перемычка между цепями напряжением 35...220 кВ, позволяет питать каждый трансформатор не только от своей, но и от другой линии. По условиям ремонта в перемычку включают последовательно два разъединителя (на схеме $QS3$, $QS4$). Согласно СН 174-75, следует применять в основном схему без перемычки напряжением 35...220 кВ, но допускается использование ее в тех случаях, когда по условиям работы ГПП возникает необходимость в питании двух трансформаторов от одной линии, например при загрузке трансформаторов свыше 70 %, когда при отключении одного из них нагрузка другого превышает 140 %.

На вводах к трансформаторам устанавливают короткозамыкатели $QK1$, $QK2$: в сетях с глухозаземленной нейтралью — в одной

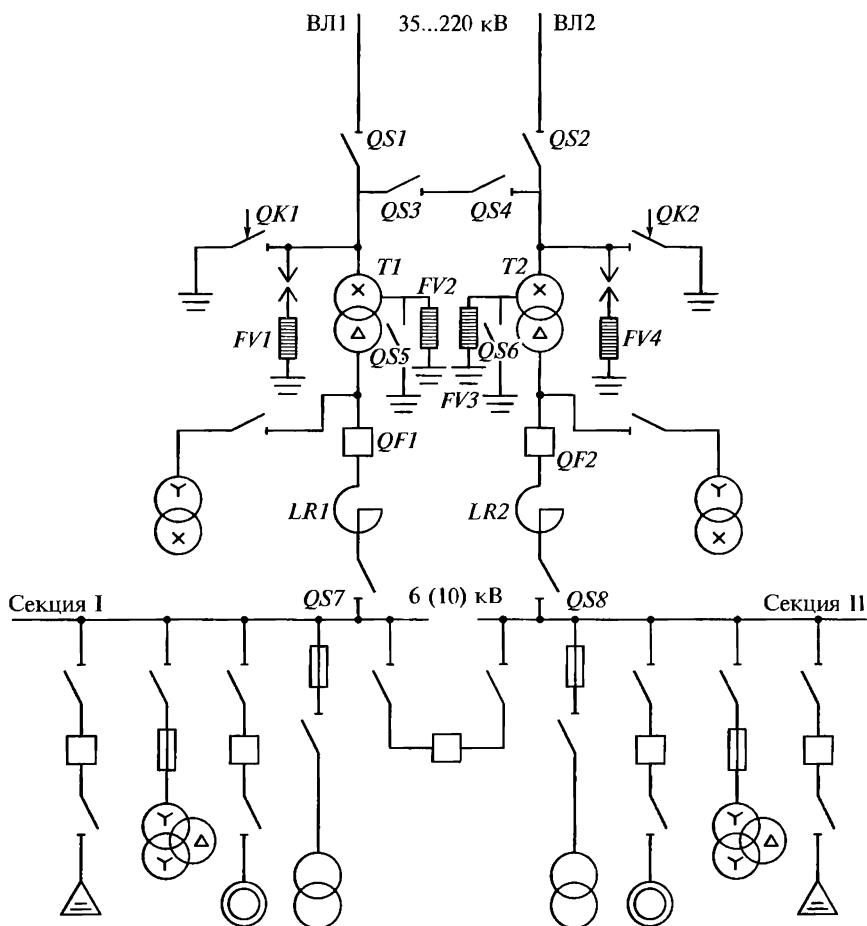


Рис. 9.8. Схема ГПП напряжением 35...220/6 (10) кВ с секционированной системой шин на стороне напряжения 6 (10) кВ

фазе, в сетях с изолированной нейтралью — в двух. Короткозамыкатель автоматически включается при срабатывании релейной защиты в результате внутренних повреждений в трансформаторе ГПП, к которым нечувствительна защита с помощью головных выключателей линий ВЛ1 и ВЛ2 энергосистемы. При включении короткозамыкателя создается искусственное короткое замыкание на входах высшего напряжения (ВН) трансформатора. На такое короткое замыкание реагирует релейная защита линии в системе и отключает соответствующую линию.

Двухобмоточные трансформаторы ГПП имеют схему соединения обмоток $Y/\Delta-11$ или $Y_0/\Delta-11$ (см. подразд. 7.3). Включение нейтралей трансформаторов 110...220 кВ на землю осуществляется через

однополюсные разъединители *QS5*, *QS6* типа ЗОН. Последние включают не всегда. Число включенных на землю нейтралей регулируют так, чтобы ток одно- и двухфазного коротких замыканий на землю не превышал установленные пределы. Для защиты изоляции трансформаторов от пробоя при возникновении перенапряжения в период работы с разземленной нейтралью предусмотрены разрядники *FV2*, *FV3* в нейтрали. Кроме того, разрядники устанавливают на вводе ВН трансформаторов во всех трех фазах для защиты от набегающих по линиям волн перенапряжений (на схеме *FV1*, *FV4*).

Трансформаторы ГПП подключают к сборным шинам вторичного напряжения 6 (10) кВ через масляные выключатели *QF1* и *QF2* и разъединители *QS7* и *QS8*. Если требуется ограничение тока короткого замыкания в сети предприятия напряжением 6 (10) кВ, то между выключателями и разъединителями ввода включают трехфазные бетонные реакторы *LRI*, *LR2*.

На рис. 9.9 показаны схемы подключения вводов трансформаторов ГПП к сборным шинам распределительного устройства напряжением 6 (10) кВ. Схему *а* применяют при установке трансформаторов мощностью до 25 МВ·А. При большей мощности трансформаторов обычно требуются мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. При мощности трансформатора 40 МВ·А применяют схемы *б* и *в*, при мощности 63 МВ·А рекомендуются схемы *г* и *д*. Если же мощность трансформатора достигает 80 МВ·А, то применяют схемы *е*, *ж*, *з*.

К вводам подключаются трансформаторы собственных нужд подстанции для обеспечения питания приемников собственного расхода, в том числе приводов масляных выключателей, независимо от состояния сборных шин напряжением 6 (10) кВ ГПП.

Сборные шины напряжением 6 (10) кВ распределительных устройств ГПП секционируют выключателем. Благодаря этому при повреждении или ремонте сборных шин отключается только одна секция и все основные электроприемники получают питание от другой секции. При внезапном исчезновении напряжения на одной секции, например при отключении питающей линии, с помощью устройств АВР включается секционный выключатель, обеспечивая питание секции. Секционный выключатель выбирают по нагрузке одной секции шин, а выключатель ввода трансформатора — по нагрузке двух секций в послеаварийном режиме ГПП. Для ограничения токов короткого замыкания секционный выключатель нормально отключен.

На рис. 9.10 приведена схема ГПП предприятия средней мощности, получающего электроэнергию по отпайкам от двух магистральных линий. В этом случае необходимы отделители *QR1*, *QR2* для отключения поврежденного трансформатора ГПП от магистрали. Отключение отделителя происходит автоматически в период бестоковой паузы между моментом отключения головного вы-

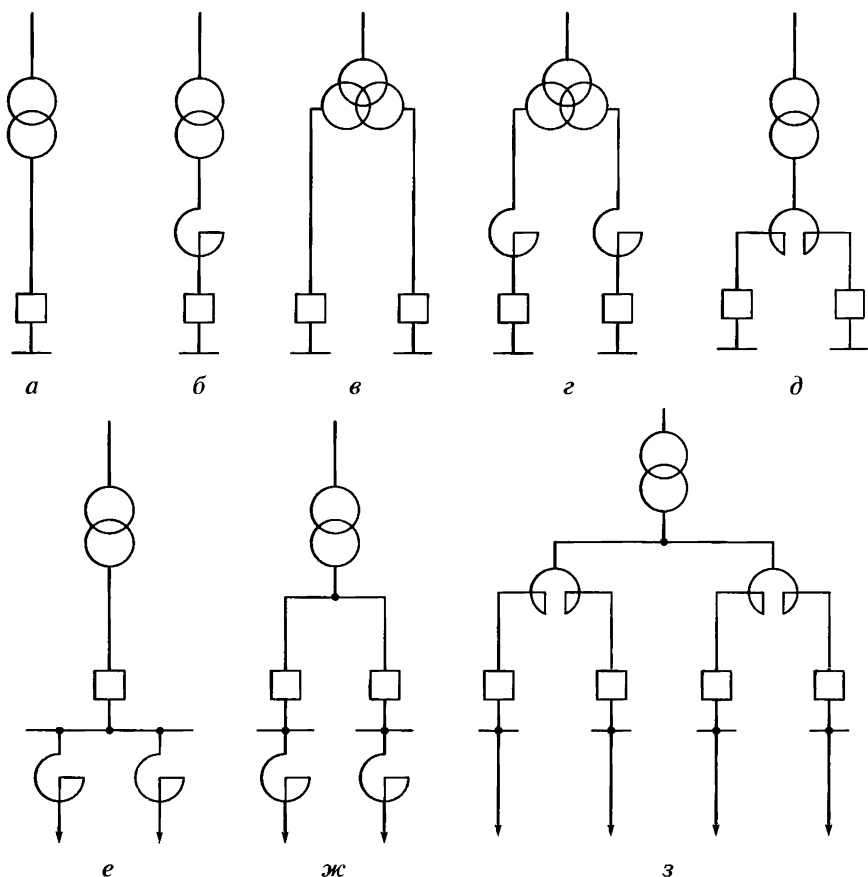


Рис. 9.9. Схемы вводов напряжением 6 (10) кВ трансформаторов на напряжение 35...220 кВ:

a — при мощности трансформаторов до 25 МВ·А; *б, в* — 40 МВ·А; *г, д* — 63 МВ·А; *е, ж, з* — 80 МВ·А

ключателя магистрали после включения короткозамыкателя (*QK1*, *QK2*) и моментом повторного включения головного выключателя линии под действием устройств АПВ.

Трансформаторы мощностью 25 МВ·А и более имеют расщепленную вторичную обмотку. Расщепление обмотки представляет собой эффективный способ ограничения токов короткого замыкания в электросети предприятия. Для этой же цели применяется групповое реактирование обычными и сдвоенными реакторами, включаемыми в цепь выводов трансформатора. Применявшееся ранее индивидуальное реактирование каждой отходящей линии не рекомендуется по соображениям компоновки и экономии оборудования.

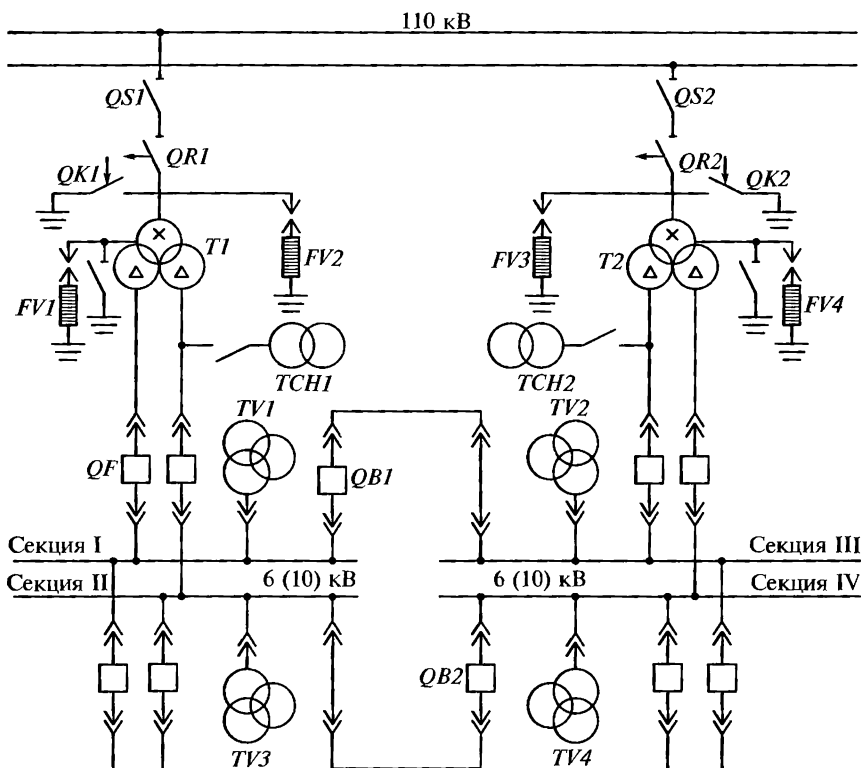


Рис. 9.10. Схема ГПП напряжением 35...220/6 (10) кВ с четырьмя секциями сборных шин напряжением 6 (10) кВ:

TCH1, TCH2 — трансформаторы собственных нужд; *TV1—TV4* — трансформаторы напряжения

В схеме, показанной на рис. 9.10, каждая вторичная обмотка обоих трансформаторов подключена к отдельной секции шин напряжением 6 (10) кВ. Все четыре секции одной системы сборных шин работают раздельно, но при выходе из работы одного трансформатора вся нагрузка автоматически переводится на другой включением секционных выключателей *QB1* и *QB2* под действием устройств АВР. В распределительном устройстве данной подстанции установлены ячейки КРУ с масляными выключателями *QF* типа ВМП напряжением 6 (10) кВ. Выкатные масляные выключатели имеют втычные контакты, поэтому нет необходимости в разъединителях. Конденсаторные батареи, измерительные трансформаторы напряжения предусматриваются на каждой секции шин, так как их режим регулируется самостоятельно и напряжения секций могут существенно различаться.

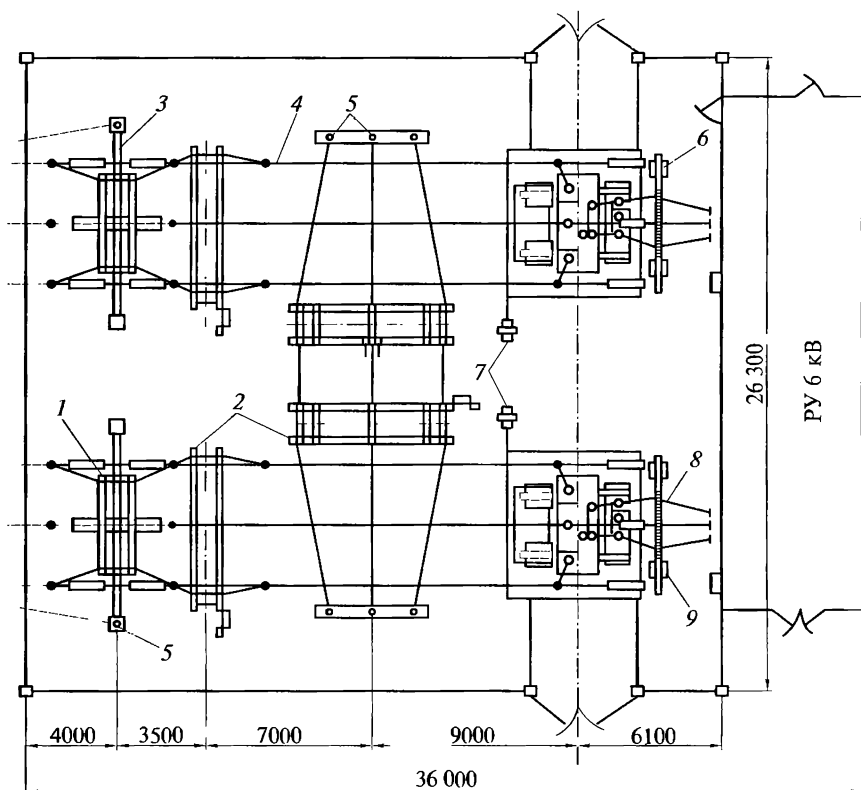


Рис. 9.11. Конструктивная схема открытой понижающей подстанции на напряжении 110/6 кВ:

1 — линейный разъединитель; 2 — отделители; 3 — линейный портал; 4 — ошиновка; 5 — вентильные разрядники; 6 — трансформаторный портал; 7 — короткозамыкатели; 8 — заземляющий разъединитель нейтрали; 9 — молниеотвод

Если передаваемая от одной секции мощность составляет 25 МВ·А и более, а потребители расположены по одной трассе, то эффективно применение магистральной схемы питания с токопроводами. Шинные и гибкие токопроводы напряжением 6... 10 кВ выполняют одновременно роль сборных шин и распределительных линий.

Рассмотренные примеры не отражают всего многообразия схем ГПП, применяемых на разных предприятиях. Так, для открытых подстанций напряжением 35 (110) кВ, не имеющих нагрузок первой категории, с трансформаторами мощностью до 6300 кВ·А применяются схемы с разъединителями и стреляющими предохранителями напряжением 35 (110) кВ на вводе ВН. При этом отпадает необходимость в выключателях или отделителях с короткозамыкателями на стороне первичного напряжения подстанции.

При сооружении мощных ГПП на небольшом (несколько километров) расстоянии от районных подстанций или электростанций можно отказаться от установки каких-либо коммутационных аппаратов (за исключением разъединителей) на вводе напряжением 35... 220 кВ к главным трансформаторам. Функции защиты и отключения трансформаторов, так же как и линий, передаются головному выключателю питающей ГПП линии. При срабатывании релейной защиты трансформатора ГПП отключающий импульс передается на головной выключатель линии по высокочастотным каналам или специально построенной для этого линии связи.

Если подстанция сооружается в зоне повышенного загрязнения, то следует применять самые простые схемы коммутации с минимально возможным количеством аппаратуры и изоляции наружной установки. Рационально использование в таких условиях трансформаторов с кабельными вводами линии непосредственно в бак трансформатора. Тогда вообще отпадает необходимость в открытой изоляции. При этом защиту следует осуществлять с передачей отключающего импульса на головной выключатель линии. В отдельных случаях выгоднее строить закрытые распределительные устройства (ЗРУ) напряжением 35 (110) кВ. Открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 35... 220 кВ в условиях загрязнения делают с усиленной изоляцией. В ОРУ напряжением 35 кВ в загрязненной среде ставят изоляторы на напряжение 110 кВ, а в ОРУ напряжением 110 кВ — изоляторы напряжения 150... 220 кВ. Не рекомендуется в зонах загрязнения применять комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) напряжением 6 (10) кВ, так как они не обеспечивают достаточной защиты изоляции от загрязнения газами, аэрозолями, пылью.

Согласно СН 174-75, при напряжении 110 кВ и выше в условиях нормальной окружающей среды применяют открытые подстанции, а при напряжении 35 кВ — как открытые, так и закрытые. В условиях повышенного загрязнения, а также на Крайнем Севере рекомендуется применение ЗРУ напряжением 35... 220 кВ с открытой установкой трансформаторов при усиленной изоляции вводов.

На рис. 9.11 приведена конструктивная схема открытой подстанции напряжением 110/6 кВ без выключателей с применением короткозамыкателей и отделителей.

В ОРУ напряжением 35... 220 кВ все электрооборудование выбирается для наружной установки и монтируется по условиям безопасности обслуживания на высоте 2,5 м над уровнем земли. Выше располагаются сборные шины ОРУ. Третий ярус образуют переходы над сборными шинами и проводами отходящих линий. Поэтому на ОРУ требуется довольно много высоких стальных опор для сооружения порталов, молниеотводов и металлических конструкций для изготовления искусственного заземляющего устройства.

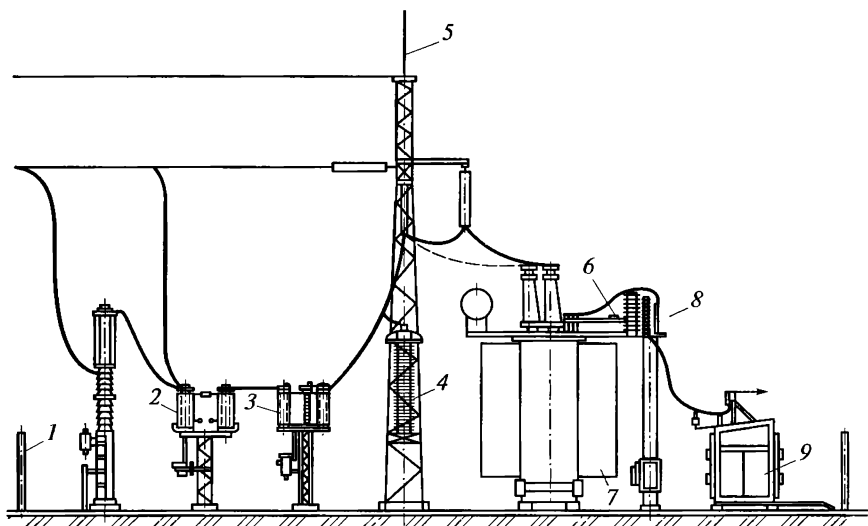


Рис. 9.12. Общий вид однотрансформаторной подстанции типа 1КТП 110/6 (10) кВ с короткозамыкателем и отделителем:

1 — ограждение; 2 — разъединитель; 3 — отделитель; 4 — разрядник; 5 — молниевывод; 6 — трансформаторный кронштейн; 7 — силовой трансформатор; 8 — заземляющий разъединитель; 9 — шкафы КРУН

Значительная экономия территории и материалов получается в случае применения блочных подстанций напряжением 35 (110) кВ типа КТПБ с ОРУ типа КРУБ.

Разработаны закрытые подстанции без выключателей на стороне ВН и с закрытой установкой трансформаторов мощностью 2×25 и 2×40 МВ · А. На таких подстанциях предусмотрена вентиляция камер, шумоглушение.

Главные понизительные подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузки, насколько это позволяют планировка предприятия, подвод воздушных линий и состояние окружающей среды.

На рис. 9.12 приведен общий вид однотрансформаторной подстанции типа 1КТП-110/6 (10) кВ с короткозамыкателем и отделителем на стороне ВН. Подстанция представляет собой ОРУ напряжением 110 кВ, комплектуемое короткозамыкателем, отделителем, разрядником, трансформаторами типов ТМН-2500/110, ТМН-6300/110, ТД-10000/110, ТД-16000/110, ТД-25000 и КРУН из шкафов серии К-33, К-34, К-38 с выключателями типа ВМП-10.

Трансформаторные подстанции типа КТП-35/6 (10) кВ выполняют с одним или двумя трансформаторами. По типу аппарата, установленного на стороне ВН, различают подстанции со стреля-

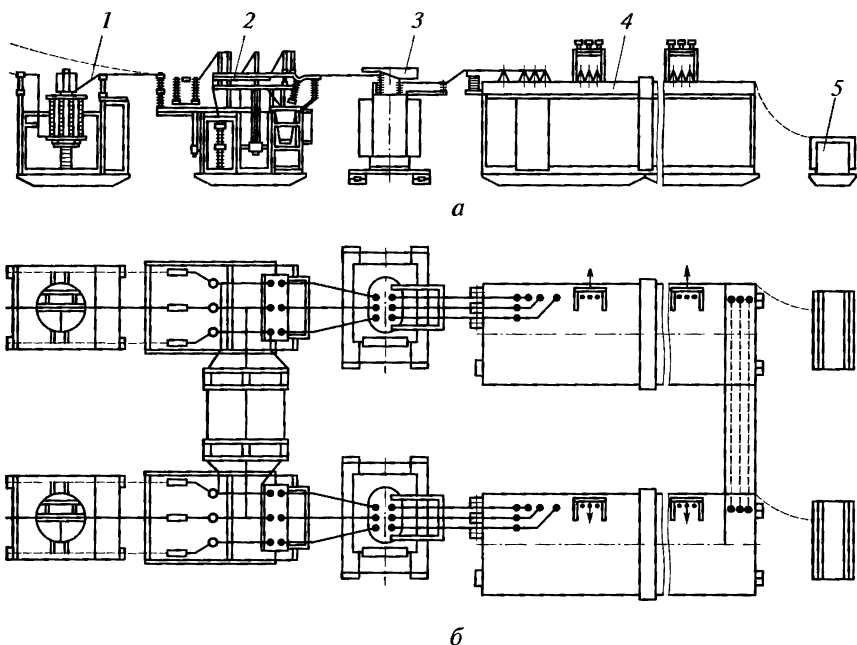


Рис. 9.13. Общий вид (а) и план (б) передвижной подстанции напряжением 35/6 кВ в блочном исполнении:

1 — блок высокочастотной телефонии; 2 — блок ввода напряжения 35 кВ; 3 — блок силового трансформатора; 4 — блок РУ напряжением 6 (10) кВ; 5 — блок батарей статических конденсаторов

ющими предохранителями, с короткозамыкателями и отделителями, с масляными выключателями.

Выпускаются и передвижные КТП напряжением 35/6 кВ мощностью 2×4000 кВ·А в блочном исполнении (рис. 9.13).

9.5. ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 (10)/0,4...0,66 кВ

Подстанции напряжением 6 (10)/0,4 (0,66) кВ по месту нахождения на территории предприятия классифицируют следующим образом:

внутрицеховые — расположены внутри производственных зданий, электрооборудование размещено непосредственно в производственном или отдельном закрытом помещении и выкатывается в это помещение;

встроенные — находятся в отдельных помещениях внутри контура основного здания, но трансформаторы и выключатели выкатываются наружу;

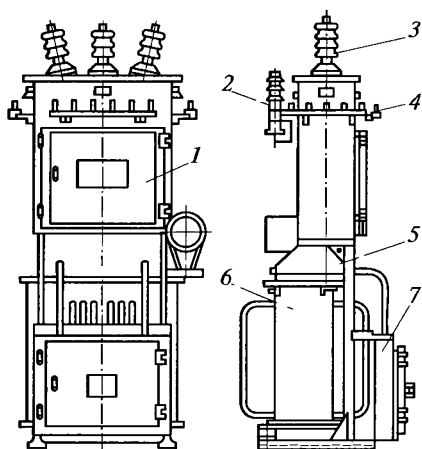


Рис. 9.14. Общий вид комплектной трансформаторной подстанции для наружной установки:

1 — шкаф высокого напряжения; 2 — разрядник; 3 — проходной изолятор на напряжение 6 (10) кВ; 4 — штырь для установки низковольтного изолятора; 5 — кожух; 6 — силовой трансформатор; 7 — шкаф низкого напряжения

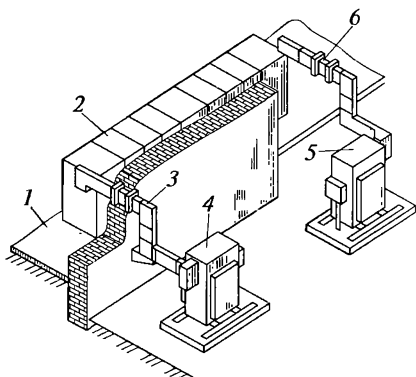


Рис. 9.15. Общий вид комплектной двухтрансформаторной подстанции напряжением 6 (10)/0,4 кВ с наружной установкой трансформаторов:

1 — помещение РУ напряжением 0,4 кВ; 2 — шкафы РУ напряжением 0,4 кВ; 3 — шинный короб; 4, 5 — трансформаторы наружной установки; 6 — шины напряжением 0,4 кВ в коробе

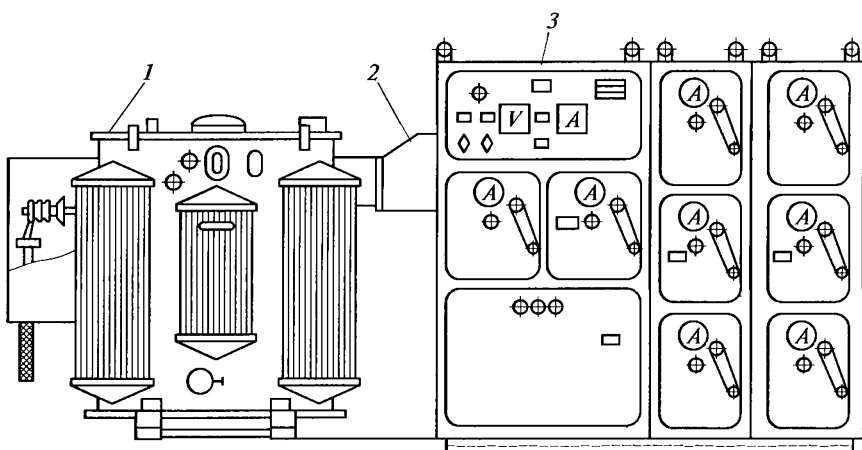


Рис. 9.16. Общий вид комплектной трансформаторной подстанции внутренней установки напряжением 6 (10)/0,4 (0,23) кВ с трансформатором мощностью до 1000 кВ·А:

1 — силовой трансформатор; 2 — шинный мост; 3 — распределительный щит из панелей ЩО-70

пристроенные — непосредственно примыкают к основному зданию;

отдельно стоящие — находятся на расстоянии от производственных зданий.

На промышленных предприятиях широко применяют комплектные трансформаторные подстанции, которые изготавливают для внутренней (КТП) и наружной (КТПН) установок.

В зависимости от мощности трансформаторов КТП имеют различные аппараты на стороне высшего и низшего напряжений.

В основном на стороне ВН устанавливают выключатель нагрузки с предохранителями или разъединитель с предохранителями, на стороне низшего напряжения — блок предохранитель — выключатель типов БПВ, автоматические выключатели типов АВМ (см. табл. 5.3), «Электрон», А-3700.

На рис. 9.14 показана КТП универсального применения для наружной установки мощностью 25 ... 1000 кВ · А.

При размещении подстанции в закрытых помещениях трансформаторы иногда выносят наружу (рис. 9.15), если это допустимо по условиям окружающей среды.

На рис. 9.16 показана КТП для внутренней установки с трансформатором мощностью до 1000 кВ · А.

Передвижные КТП можно монтировать на полозьях саней.

На некомплектных подстанциях РУ напряжением 6 (10) кВ, трансформаторы и РУ напряжением 0,4 (0,66) кВ устанавливают в отдельных камерах. Распределительные устройства напряжением 6 (10) кВ бывают одно- и двухрядного исполнения с ячейками КСО или КРУ; РУ напряжением 0,4 (0,66) кВ комплектуют из типовых панелей ЩО-70. В помещении РУ напряжением 0,4 (0,66) кВ можно размещать и другие электротехнические устройства, например конденсаторные батареи.

Некомплектные подстанции могут быть встроенными, пристроенными и отдельно стоящими. В условиях небольших пред-

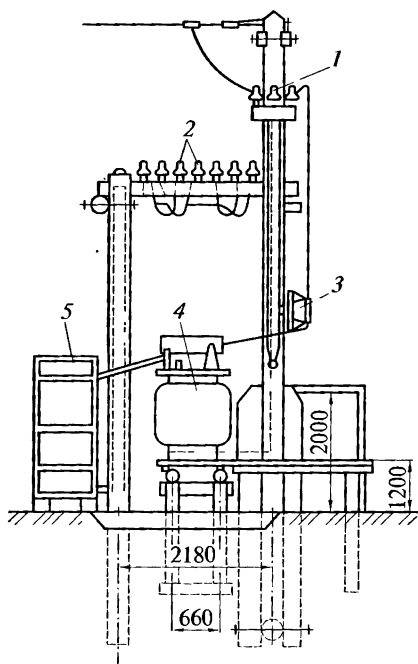


Рис. 9.17. Мачтовая подстанция:

1 — разъединитель; 2 — воздушные линии напряжением 0,4 (0,23) кВ; 3 — предохранители типа ПКН-6; 4 — силовой трансформатор; 5 — шкаф РУ

приятий находят применение мачтовые подстанции (рис. 9.17). Трансформатор 4 получает питание по ВЛ напряжением 6 кВ через разъединитель 1 типа РЛН-6 и предохранители 3 типа ПKN-6. Со стороны низшего напряжения в шкафу 5 установлен рубильник с предохранителями для защиты отходящих к потребителям линий 2.

9.6. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Каждая подстанция имеет три основных элемента: РУ высшего напряжения, трансформатор, РУ низшего напряжения. Распределительные устройства высшего напряжения (110...35 кВ) сооружают, как правило, открытыми и лишь в случае особых требований — закрытыми. Применение открытого РУ (ОРУ) снижает стоимость и сокращает сроки монтажа и замены электрооборудования подстанции. Однако обслуживание ОРУ несколько сложнее, чем ЗРУ, и для них требуется более дорогое оборудование.

На понизительных подстанциях РУ напряжением 6 (10) кВ сооружают закрытыми и открытыми.

Помещения ЗРУ напряжением 6 (10) кВ строят без окон, с электроосвещением, при необходимости предусматривается отопление. Двери при длине РУ свыше 7 м устанавливают с обоих концов помещения. Закрытые РУ комплектуют ячейками внутренней установки (КРУ, КСО), открытые — ячейками наружной установки (КРУН).

Распределительное устройство напряжением 6 (10) кВ получает электроэнергию непосредственно от трансформаторов или по линиям напряжением 6 (10) кВ с шин подстанции. Выбор числа

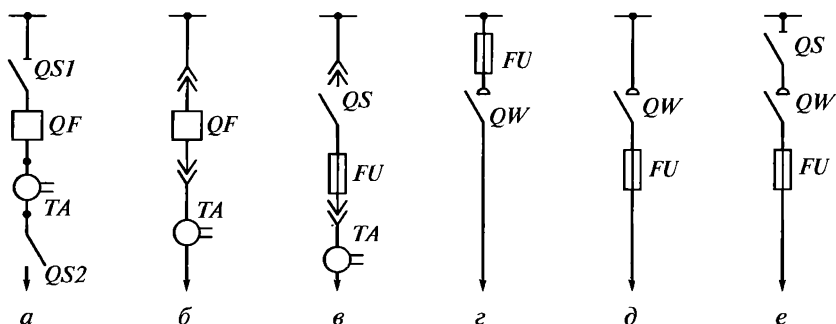


Рис. 9.18. Ячейки отходящих линий напряжением 6 (10) кВ:

a — ячейка КСО с шинным разъединителем, выключателем, трансформатором тока, линейным разъединителем; *б* — ячейка КРУ с выкатным выключателем; *в* — ячейка КРУ с предохранителем; *г, д* — ячейки КСО с выключателем нагрузки и предохранителем; *е* — ячейка КСО с выключателем нагрузки и шинным разъединителем

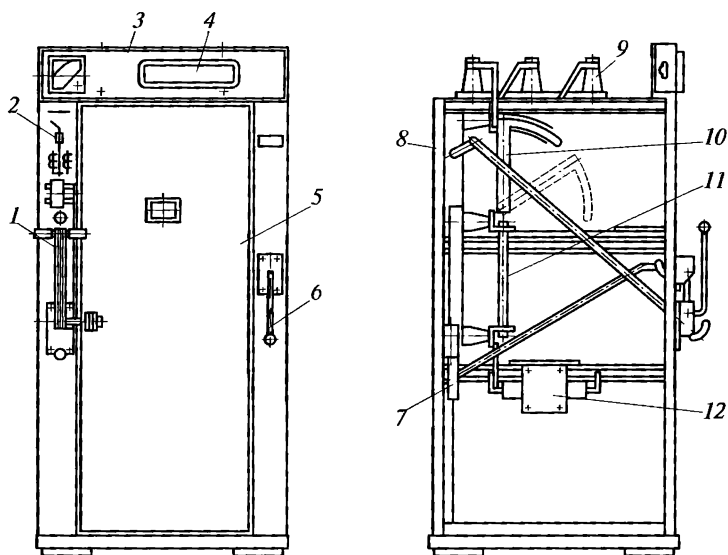


Рис. 9.19. Камера типа КСО-366 с выключателем нагрузки:

1, 6 — приводы выключателя нагрузки и заземляющего разъединителя; 2 — мнемосхема; 3 — кожух; 4 — надпись с назначением камеры; 5 — дверь; 7 — заземляющий разъединитель; 8 — каркас; 9 — изолятор; 10 — выключатель нагрузки; 11 — предохранитель; 12 — трансформатор тока

секций шин зависит от числа ячеек отходящих линий и наличия резкопеременных нагрузок, которые требуется подключить к отдельным секциям РУ.

Каждую отходящую от сборных шин РУ линию подключают к шинам через ячейку. В ячейку входят выключатель (масляный, элегазовый, вакуумный или ВМП), разъединители и трансформаторы тока. Все оборудование ячейки комплектуется в шкафу. Применяют ячейки типов КСО (комплектные стационарные одностороннего обслуживания) и КРУ. В последних выключатель не закреплен стационарно, а установлен на тележке. Во время ремонта его можно выкатить из шкафа и доставить в мастерскую.

На рис. 9.18 показаны состав оборудования и последовательность включения аппаратов в ячейках разного вида и назначения. На схеме *а* приведена ячейка КСО закрытого РУ с выключателем *QF*, шинным разъединителем *QSI*, линейным разъединителем *QS2* и трансформаторами тока *ТА*. Линейный разъединитель устанавливают в тех случаях, когда на выключатель во время ремонта может быть подано напряжение со стороны линии. На схеме *б* показана ячейка КРУ с выкатным выключателем *QF*. Здесь роль шинного и линейного разъединителей выполняют втычные контакты (штепсельные разъемы). На схеме *в* приведена ячейка с

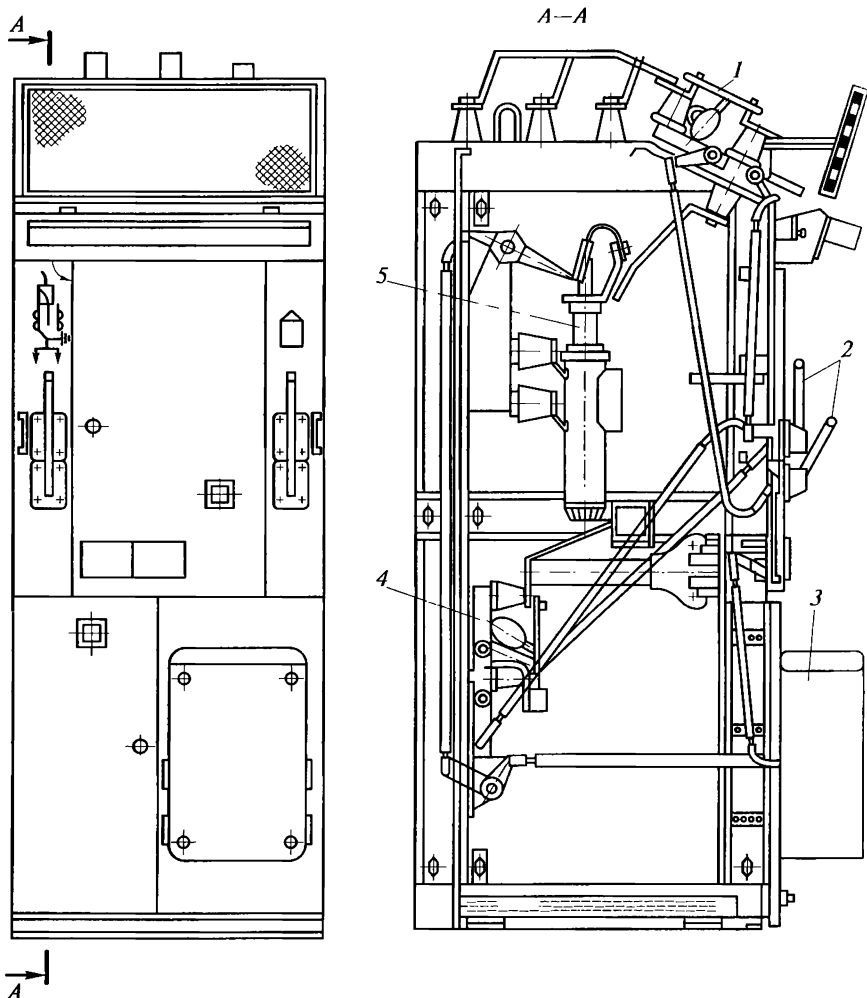


Рис. 9.20. Камера типа КСО-292:

1 — шинный разъединитель; 2 — приводы разъединителей; 3 — привод выключателя; 4 — линейный разъединитель; 5 — масляный выключатель

выключателем нагрузки и предохранителем (ВНП). Такой выключатель может быть выкатным, как показано на схеме (ячейка КРУ), или стационарным (ячейка КСО). В последнем случае установка разъединителей вместо штепсельных разъемов необязательна. Схема *г* предпочтительней, чем схема *д*, так как снятие предохранителей *FU* создает видимый разрыв при ремонте выключателя нагрузки *QW*. При схеме *д* для ремонта выключателя нагрузки *QW* требуется снятие шин. Во избежание этого приходится добавлять в

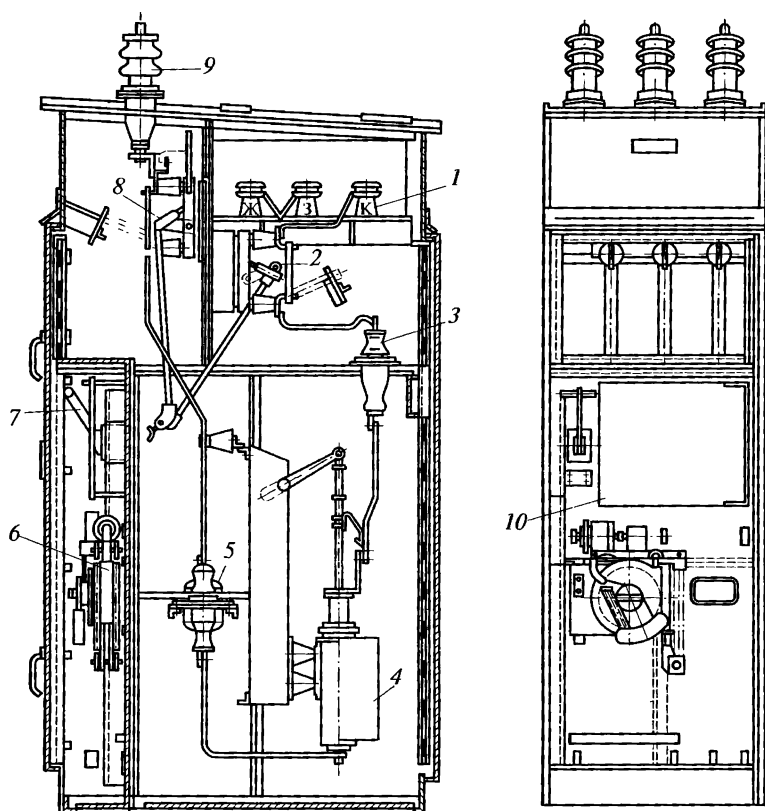


Рис. 9.21. Шкаф ввода КРУН:

1 — главные шины; 2 — шинный разъединитель; 3, 9 — проходные изоляторы; 4 — масляный выключатель; 5 — трансформатор тока; 6 — привод выключателя; 7 — привод разъединителя; 8 — линейный разъединитель; 10 — дверка

ячейку шинный разъединитель QS , как показано на схеме *e*, что приводит к удорожанию ячейки и увеличению ее высоты на 0,5 м.

Все оборудование ячеек КРУ и КСО размещается в шкафах. Объемы шкафов для ячеек КРУ в 1,5—2 раза меньше, чем для аналогичных ячеек КСО, благодаря более компактному размещению аппаратуры. Однако из-за более высокой стоимости масляных выключателей по сравнению с ВМП ячейки КСО с ВМП дешевле, чем ячейки КРУ с масляным выключателем. В целях экономии средств рекомендуется применять ячейки с ВМП там, где это возможно по техническим характеристикам (на отходящих от шин РУ линиях, питающих ТП мощностью до 1600 кВ·А, батареи конденсаторов мощностью до 400 квар, электродвигатели мощностью до 1500 кВт) при условии, что за весь период времени

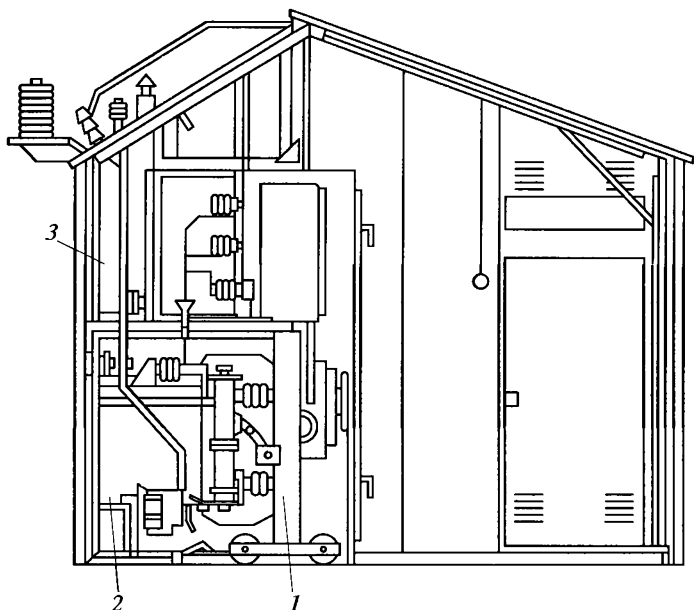


Рис. 9.22. Шкаф серии К-ХІІІ с масляным выключателем ВМП-10К:
1 — выкатная тележка; 2 — отсек выкатной тележки; 3 — отсек сборных шин

между ремонтами производится не более ста включений — отключений.

Конструкция шкафов ячеек КРУ и КСО разнообразна. Только выкатных ячеек КРУ насчитывается свыше 50 разновидностей в зависимости от назначения, вида аппаратов, типа вводов, способа передачи энергии (кабель, шины, ВЛ). Несколько десятков модификаций имеют и ячейки КСО. Внутри шкафы делятся на отсеки сплошными стальными перегородками. Для большей безопасности ремонта шины размещают в одном отсеке, выключатель — в другом, разъединитель, трансформатор тока и кабельный вывод — в третьем, аппараты измерений и реле — в четвертом. Наиболее удобны для ремонта ячейки КРУ с выкатными выключателями.

На рис. 9.19 показан шкаф (камера) типа КСО-366, а на рис. 9.20 — типа КСО-292, которые могут комплектоваться выключателями ВМГ-10 и ВЭМ-10Э с приводами ПП-67 и ПЭ-11 и выключателями нагрузки ВНП-16 и ВНП-17 с приводами ПР-17, ПРА-17. Изготавливает камеры АО «Альстом — Свердловский электромеханический завод».

Для комплектных РУ внутренней установки чаще всего применяют шкафы серии КРУ2-10, КРУ2-10/2750, КР10/500, К-ХІІ, К-ХV.

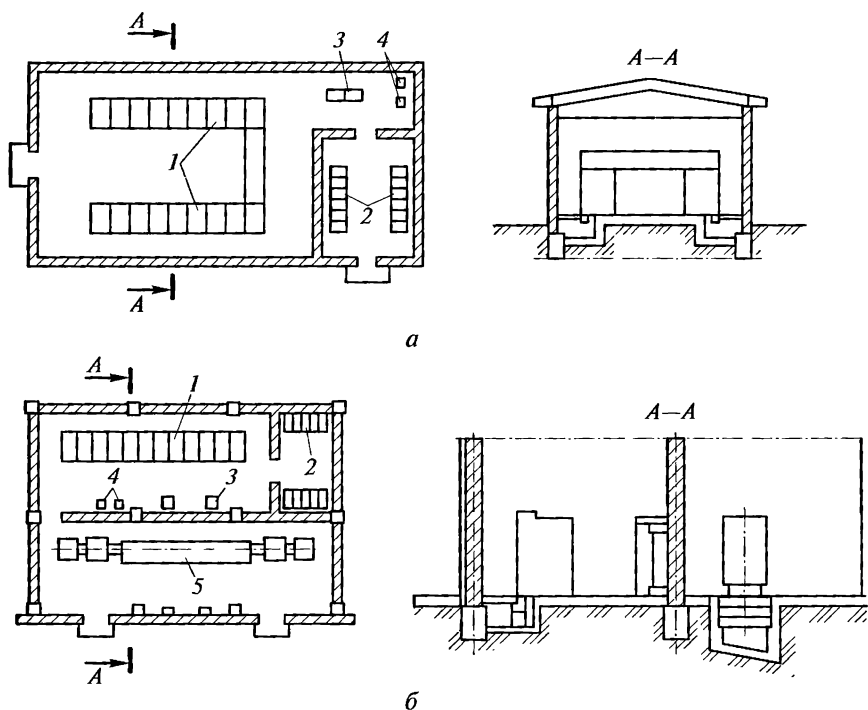


Рис. 9.23. Примеры компоновки оборудования РП напряжением 6 (10) кВ:
 а — отдельно стоящий РП; б — РП совмещенный с подстанцией напряжением 6 (10)/0,4 кВ; 1 — ячейки КРУ или КСО; 2 — конденсаторы; 3 — щит; 4 — вводное устройство; 5 — трансформатор

Комплектные РУ наружной установки (КРУН) напряжением 6 (10) кВ формируют из шкафов серии К-112, К-104М, К-105, К-105мс, К-ХП, К-ХХVII и др. Шкафы серии КРУН (рис. 9.21) имеют местный подогрев, обеспечивающий нормальную работу приводов, выключателей, приборов учета и автоматики.

В шкафах серии К-ХП (рис. 9.22), рассчитанных на ток 600...1500 А, устанавливают выключатели типов ВМП-10К и ВМП-10П с приводами ПЭ-11 и ПП-67.

Распределительный пункт (РП) представляет собой распределительное устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии при напряжении 6...20 кВ. На предприятиях, внешнее электроснабжение которых осуществляется при напряжении 6 (10) кВ, сооружается главный распределительный пункт (ГРП), а ГПП в таких системах электроснабжения не требуется.

Примеры компоновки оборудования РП напряжением 6 (10) кВ приведены на рис. 9.23. В одном помещении с ячейками КРУ или

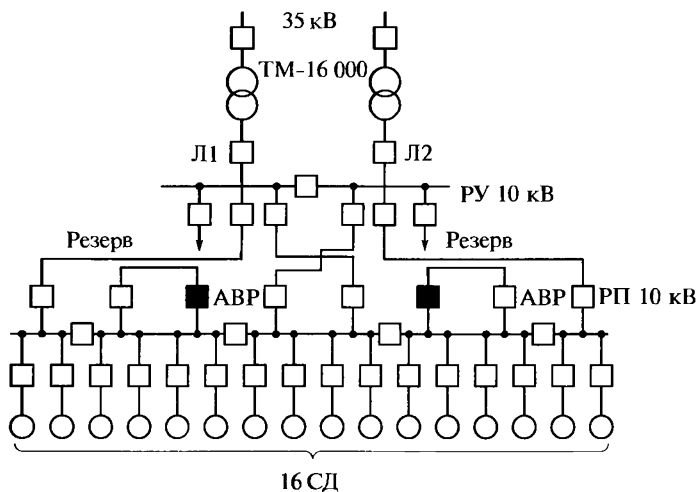


Рис. 9.24. Схема РП с расширенной возможностью подключения потребителей

КСО 1 расположены шкаф вводного устройства 4 и щит 3. Конденсаторные батареи 2 и трансформатор 5 расположены в отдельных помещениях.

Распределительные пункты обычно сооружают с одной системой шин, разделенной на две секции. На рис. 9.24 приведена схема РП, применяемого в качестве ГРП. Вводные линии Л1 и Л2 напряжением 6 (10) кВ от подстанций подключают к разным секциям сборных шин через масляные выключатели. Между секциями устанавливают секционные выключатели, в нормальных условиях работы находящиеся в отключенном состоянии. Непосредственно к линиям Л1 и Л2 подключают трансформаторы собственных нужд

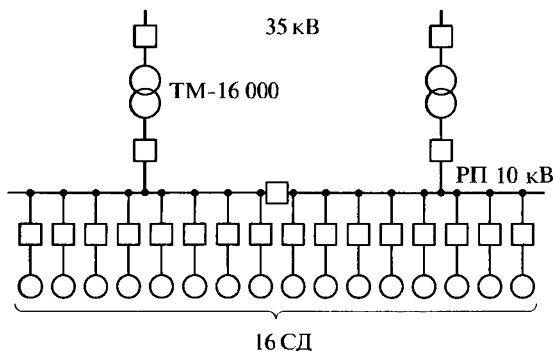


Рис. 9.25. Схема присоединения потребителей непосредственно к РП напряжением 10 кВ

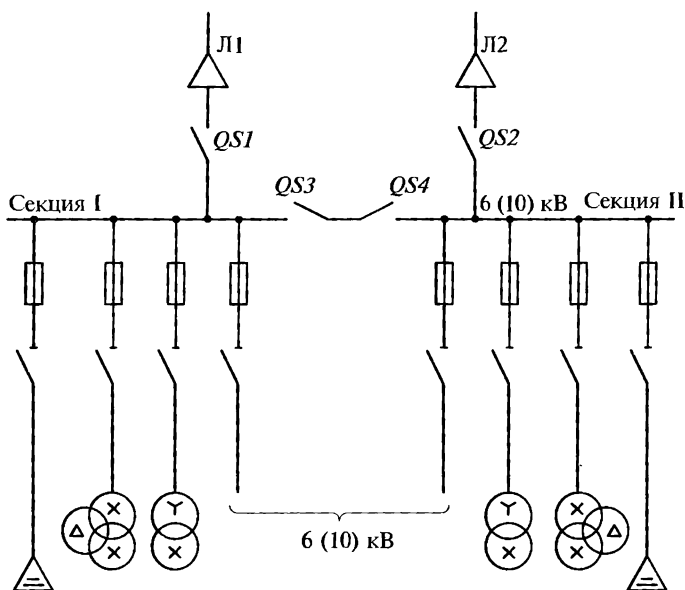


Рис. 9.26. Схема цехового РП напряжением 6 (10) кВ с одиночной системой шин

и трансформаторы напряжения, с помощью которых цепи управления и измерения получают питание еще до включения выключателей вводов. Линии напряжением 6 (10) кВ, отходящие к синхронным двигателям (СД), вводы и секционный аппарат подключают к сборным шинам через ячейки КРУ с выкатными выключателями.

Для электроснабжения потребителей первой категории может использоваться схема РП, представленная на рис. 9.25.

Вводные и секционные выключатели обеспечивают возможность автоматического ввода резерва (АВР). Использование ячеек КРУ рекомендуется в наиболее сложных и ответственных установках с числом ячеек 15 и более. В остальных случаях рекомендуется применение более дешевых и требующих меньших площадей ячеек КСО со стационарным расположением оборудования и односторонним обслуживанием. При числе отходящих линий меньше восьми сооружение РП в цехе нерационально и высоковольтные электроприемники подключают к РП соседнего цеха или непосредственно к шинам ГПП.

Для потребителей второй категории, не требующих АВР, рекомендуется секционировать шины РП двумя разъединителями и не устанавливать выключатели на вводах. Соответствующая схема цехового РП показана на рис. 9.26. Два секционных разъединителя $QS3$, $QS4$ предусматриваются для обеспечения безопасного ре-

монта любого из них без отключения обеих секций шин одновременно.

Согласно СН 174-75, выключатели на вводах и между секциями шин при питании потребителей второй категории следует устанавливать только на крупных РП мощностью свыше 10 МВ·А. На всех присоединениях с номинальным током до 100 А при напряжении 10 кВ и до 200 А при напряжении 6 кВ рекомендуется устанавливать ячейки с выключателями нагрузки и предохранителями (ВНП). Предохранители устанавливают перед выключателями нагрузки для создания видимого разрыва при ремонте последних. Часть ячеек того же РП, в которых нельзя применять ВНП, комплектуют масляными выключателями.

Контрольные вопросы

1. Как конструктивно устроены воздушные, кабельные линии и токопроводы?
2. Каким условиям должна удовлетворять площадь сечения провода или жилы кабеля?
3. В каких случаях применяют симметричные токопроводы на напряжение 10 и 35 кВ?
4. По каким признакам классифицируют подстанции?
5. Назовите основное оборудование ГПП.
6. Каким оборудованием комплектуют РУ и РП напряжением 6 (10) кВ?

ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, ИЗОЛЯТОРОВ И АППАРАТОВ

10.1. ИЗМЕНЕНИЕ ТОКА В ТРЕХФАЗНОЙ ЦЕПИ ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

В системе трехфазного переменного тока могут возникнуть непредусмотренные соединения проводников двух или трех фаз между собой или на землю, называемые *короткими замыканиями*. Это происходит при набрасывании проводника на воздушную линию, повреждении кабеля, падении поврежденной опоры воздушной линии со всеми проводами на землю, перекрытии фаз животными и птицами, обрыве проводов и т.д.

На рис. 10.1 показано соединение фаз при трехфазном (K_3), двухфазном (K_2), двухфазном на землю ($K_{1,1}$) и однофазном (K_1) коротких замыканиях.

В результате короткого замыкания резко снижается сопротивление электрической цепи, так как полные сопротивления фазовых нагрузок Z_A , Z_B , Z_C одной, двух или всех трех фаз оказываются зашунтированными вследствие соединения проводов «накоротко». В точке короткого замыкания сопротивление фаз источника составляет лишь небольшую долю сопротивления нагрузки. Ток в короткозамкнутой цепи намного превышает рабочий ток. Наибольший ток короткого замыкания возникает при трехфазном коротком замыкании, поэтому данный ток и определяют для выбора электрического оборудования.

Увеличение тока в цепи приводит к возрастанию механического воздействия электродинамических сил на электроаппараты и повышению нагрева токоведущих частей пропорционально квадрату силы тока. Кроме того, снижается напряжение. При трехфазном коротком замыкании напряжение в точке K_3 падает до нуля, а в смежных участках сети напряжение тем ниже, чем ближе эти участки к месту короткого замыкания.

Для уменьшения последствий аварий в электрической сети при коротких замыканиях необходимо обеспечивать быстрое отключение поврежденного элемента сети, выбирать аппаратуру таким образом, чтобы она была устойчивой к кратковременному воз-

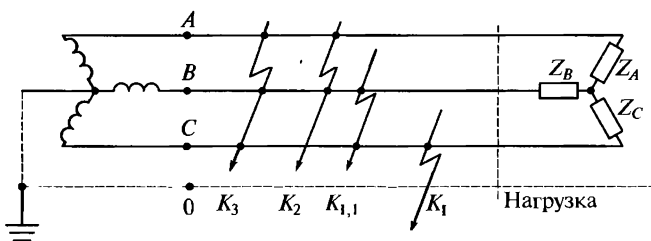


Рис. 10.1. Схема возможных соединений фаз при коротких замыканиях на линии электрической сети

действию тока короткого замыкания. Следовательно, надо уметь рассчитывать токи короткого замыкания для выбора аппаратуры электросети и разработки мероприятий, обеспечивающих работу системы электроснабжения при внезапном коротком замыкании.

Рассмотрим процесс, происходящий при трехфазном коротком замыкании цепи K_3 (см. рис. 10.1). В момент короткого замыкания во всех трех фазах источника напряжение $U_M = \text{const}$. Трехфазное короткое замыкание симметричное, так как все три фазы замыкаются одновременно, на одинаковом удалении от источника, при одинаковом сопротивлении фаз. Поэтому можно вести анализ процесса по одной фазе.

На рис. 10.2 показаны кривые изменения фазного тока при трехфазном коротком замыкании. Если в момент короткого замыкания ток в фазе был равен i_0 , то в последующий момент (после короткого замыкания) в цепи возникнут две составляющие тока: апериодическая i_{a0} и периодическая $i_{п0}$. Апериодическая составляющая i_{a0} возникает потому, что ток в цепи с индуктивностью не может измениться скачком от одного значения до другого. Поэтому при коротком замыкании появляется ток, затухающий по экспоненциальному закону через 0,1 ... 0,2 с. Периодическая составляющая $i_{п0}$ возникает потому, что к цепи приложено синусоидальное напряжение $U_M \sin \omega t$. При сопротивлении короткозамкнутой цепи Z_K :

$$i_{п0} = \frac{U_M}{Z_K} \sin(\omega t - \varphi_K), \quad (10.1)$$

где ω — угловая частота тока; φ_K — угол сдвига по фазе тока относительно напряжения.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания, как видно из выражения (10.1), увеличивается по сравнению с током нормального рабочего режима вследствие уменьшения полного сопротивления цепи от первоначального значения ($Z_{\text{сети}} + Z_{\text{нагр}}$) до Z_K — сопротивления цепи при коротком замыкании, включа-

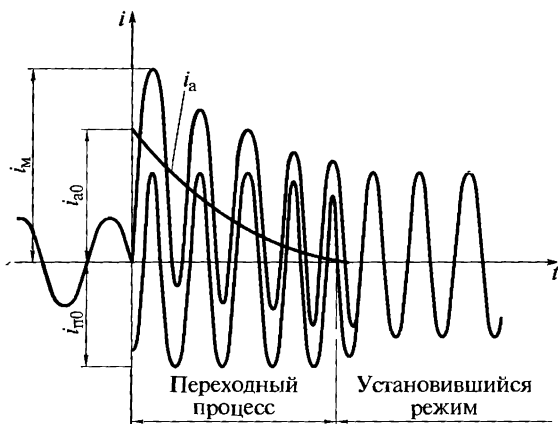


Рис. 10.2. График изменения тока в цепи при коротком замыкании

ющего в себя сопротивление источника и часть сопротивления сети до точки короткого замыкания. Кроме того, изменяется угол сдвига по фазе тока относительно напряжения:

при нормальном режиме

$$\varphi_k = \arctg \frac{x_n}{r_n} \approx 0 \dots 45^\circ;$$

при коротком замыкании, так как $x_k \gg r_k$,

$$\varphi_k = \arctg \frac{x_k}{r_k} \approx 90^\circ,$$

где x_n , x_k — индуктивное сопротивление цепи соответственно при нормальном и коротком замыкании; r_n , r_k — активное сопротивление цепи соответственно при нормальном и коротком замыкании.

Ток короткого замыкания складывается из апериодической и периодической составляющих: $i_k = i_a + i_n$. Амплитуда тока короткого замыкания будет иметь наибольшее значение i_m в первый же полупериод, когда i_{a0} и i_{n0} имеют одинаковый знак (см. рис. 10.2).

Наибольшее значение i_m называется *ударным током короткого замыкания* i_y и определяется по значению периодической составляющей в момент короткого замыкания:

$$i_y = i_m = K_y i_{n0} = K_y \sqrt{2} I_{n0}, \quad (10.2)$$

где K_y — ударный коэффициент при трехфазном коротком замыкании (на выводах трансформаторов и сборных шинах напряжением 6 (10) кВ $K_y = 1,8$, а на стороне низшего напряжения 0,4 кВ $K_y = 1,3$); i_{n0} , I_{n0} — соответственно амплитудное и действующее значения периодической составляющей тока короткого замыкания.

В первый полупериод ток I_{n0} называется *сверхпереходным током короткого замыкания*.

10.2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Токи короткого замыкания рассчитывают для тех точек сети, при коротком замыкании в которых аппараты и токоведущие части будут находиться в наиболее тяжелых условиях. Для вычисления токов короткого замыкания составляют расчетную схему, на которую наносят все данные, необходимые для расчета, и точки, в которых следует определить токи короткого замыкания.

По расчетной схеме составляют схему замещения, в которой все элементы представляют в виде индуктивных и активных сопротивлений, выраженных в относительных единицах или омах. При расчете токов короткого замыкания в установках напряжением свыше 1000 В обычно пользуются системой относительных единиц, а в установках напряжением до 1000 В сопротивления выражают в омах.

Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением свыше 1000 В в относительных единицах. При использовании системы относительных единиц все расчетные данные приводят к базисным напряжению и мощности. За базисное напряжение U_6 принимают одно из следующих значений: 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 кВ. За базисную мощность S_6 принимают мощность системы, суммарную мощность генераторов электростанции, трансформаторов подстанции или удобное для расчета значение, кратное 10 (10, 100, 1000 МВ·А).

Для определения суммарного базисного сопротивления до точки короткого замыкания находят базисные сопротивления элементов СЭС.

Формулы расчета базисного сопротивления для системы (звездочка в нижнем индексе указывает, что сопротивление выражено в относительных единицах):

а) если задана мощность короткого замыкания системы $S_{к.с}$;

$$x_{*6.c} = S_6 / S_{к.с}; \quad (10.3)$$

б) если задана номинальная мощность трансформаторов $S_{н.т}$ системы,

$$x_{*6.c} = x_1 = \frac{U_{к\%}}{100} \frac{S_6}{S_{н.т}}, \quad (10.4)$$

где x_1 — индуктивное сопротивление трансформаторов в относительных единицах; $U_{к\%}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Формулы расчета базисного сопротивления для трансформатора:

а) при $S_{н.т} \geq 630$ кВ·А базисное сопротивление $x_{*6.т}$ определяется по формуле (10.4);

б) при $S_{н.т} < 630$ кВ·А учитывается не только индуктивное $x_{б.т}$, но и активное $r_{б.т}$ сопротивление обмоток трансформатора;

$$x_{б.т} = \sqrt{\left(\frac{U_{к\%}}{100}\right)^2 - r_{б.т}^2}. \quad (10.5)$$

Активное сопротивление

$$r_{б.т} = \frac{\Delta P_k}{S_б}, \quad (10.6)$$

где ΔP_k — потери короткого замыкания в трансформаторе.

Для реактора базисное индуктивное сопротивление

$$x_{б.р} = \frac{x_{р\%}}{100} \frac{I_б U_n}{I_n U_б}, \quad (10.7)$$

где $x_{р\%}$ — индуктивное сопротивление реактора; $I_б$, I_n — базисный и номинальный токи реактора; U_n , $U_б$ — номинальное и базисное напряжения реактора.

Для линии

$$x_{б.л} = x_0 l \frac{S_б}{U_б^2}; \quad (10.8)$$

$$r_{б.л} = r_0 l \frac{S_б}{U_б^2}, \quad (10.9)$$

где x_0 , r_0 — соответственно индуктивное и активное сопротивления 1 км длины линии, Ом/км; l — длина линии, км.

Учет активного сопротивления необходим, если $r_б \geq \frac{1}{3} x_б$. Как правило, при расчете токов короткого замыкания в сетях напряжением свыше 1000 В $r_{б.т}$ не учитывается.

Ток короткого замыкания

$$I_k = I_б / \sum x_{б.т}, \quad (10.10)$$

где $\sum x_{б.т}$ — суммарное базисное сопротивление до точки короткого замыкания.

Ударный ток короткого замыкания

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_k. \quad (10.11)$$

Если активное сопротивление не учитывается, то

$$i_y = 1,8 \sqrt{2} I_k \approx 2,55 I_k. \quad (10.12)$$

Мощность короткого замыкания

$$S_k = \sqrt{3} U_б I_k \quad \text{или} \quad S_k = S_б / \sum x_{б.т}. \quad (10.13)$$

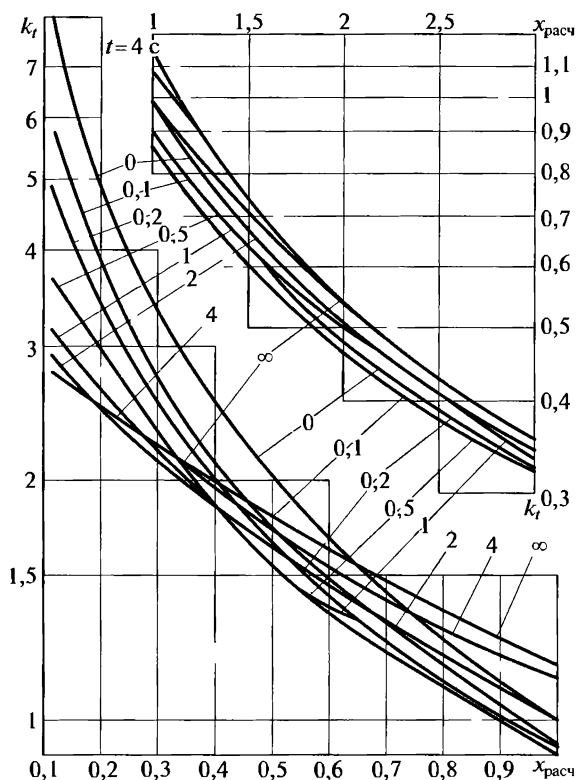


Рис. 10.3. Расчетные кривые для определения тока трехфазного короткого замыкания при питании сети от турбогенератора с АРВ

При коротких замыканиях в удаленных от электростанций сетях принимается допущение, что напряжение в питающей сети остается неизменным. Тогда, согласно выражению (10.1), периодическая составляющая тока $i_{п0}$ остается неизменной в течение всего процесса короткого замыкания. При таком допущении получается, что установившийся ток короткого замыкания I_{∞} равен начальному значению $I_{п0}$, т.е. сверхпереходному току короткого замыкания $I''_к$:

$$I_{\infty} = I''_к = I_6 / \sum x_{*6}. \quad (10.14)$$

В большинстве случаев при расчетах токов короткого замыкания в СЭС пользуются приведенными выше формулами.

Если точка короткого замыкания находится вблизи источника питания рассматриваемой сети, применяют другой метод определения тока короткого замыкания — по расчетным кривым. Расчетные кривые представляют собой графические зависимости кратности периодической составляющей тока короткого замыкания k_t

от расчетного сопротивления $x_{\text{расч}}$ для того или иного периода времени, отсчитываемого от начала возникновения короткого замыкания (рис. 10.3). Указанные кривые строят для одного турбогенератора или гидрогенератора с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ). Если считать, что генераторы системы однотипны и сопротивления линий (от генераторов до точки короткого замыкания) одинаковы, то данные кривые можно использовать для расчета периодической составляющей тока короткого замыкания в точках, находящихся вблизи источника питания.

Расчетное сопротивление $x_{\text{расч}}$ представляет собой результирующее сопротивление схемы замещения, отнесенное к суммарной номинальной мощности источника питания:

$$x_{\text{расч}} = x_{*6} S_{\text{н}\Sigma} / S_6, \quad (10.15)$$

где x_{*6} — базисное сопротивление, равное сверхпереходному сопротивлению x''_d ; $S_{\text{н}\Sigma}$ — суммарная номинальная мощность источников питания.

Если при расчете принимается $S_6 = S_{\text{н}\Sigma}$, то $x_{\text{расч}} = x_{*6}$.

При использовании расчетных кривых периодическую составляющую тока короткого замыкания определяют по формуле

$$I_t = k_t I_{\text{н}\Sigma} = k_t S_{\text{н}\Sigma} / (\sqrt{3} U_n), \quad (10.16)$$

где $I_{\text{н}\Sigma}$ — суммарный ток источников питания; U_n — напряжение ступени, для которой рассматривается короткое замыкание.

Мощность короткого замыкания пропорциональна току короткого замыкания, следовательно,

$$S_t = k_t S_{\text{н}\Sigma}. \quad (10.17)$$

Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением до 1000 В. Особенность расчета токов короткого замыкания в установках напряжением до 1000 В заключается в том, что кроме индуктивных учитываются и активные сопротивления цепи короткого замыкания (воздушных и кабельных линий, обмоток силовых трансформаторов, трансформаторов тока, шин, коммутационной аппаратуры). При расчетах, согласно ПЭУ и СН 174-75, следует исходить из следующих условий:

напряжение трансформатора неизменно и мощность системы не ограничена, т.е. $x_c = 0$ (это условие выполняется, если мощность системы примерно в 50 раз больше мощности трансформатора);

по режиму короткого замыкания в сетях до 1000 В должны проверяться лишь элементы, указанные в ПУЭ, т.е. распределительные щиты, силовые шкафы и токопроводы;

по термической стойкости к токам короткого замыкания не проверяются элементы, защищаемые плавкими предохранителями, если время их перегорания менее 0,01 с. При такой скорости

отключения цепи ток короткого замыкания не успевает достигнуть амплитудного значения и, следовательно, действие будет оказывать лишь то значение тока, при котором предохранитель сработал.

Индуктивное сопротивление воздушных и кабельных линий длиной l , км, рассчитывают по формулам:

$$x_{\text{в.л}} = x_{0 \text{ в.л}} l; \quad (10.18)$$

$$x_{\text{к.л}} = x_{0 \text{ к.л}} l, \quad (10.19)$$

где $x_{0 \text{ в.л}}$, $x_{0 \text{ к.л}}$ — удельные сопротивления воздушной и кабельной линий, кОм/км, $x_{0 \text{ в.л}} = 400$ кОм/км, $x_{0 \text{ к.л}} = 80$ кОм/км.

Активное сопротивление воздушных и кабельных линий

$$r = \frac{l}{\gamma F} 10^6,$$

где γ — удельная проводимость металла жил, См/м; F — площадь сечения жил, мм².

Относительное активное сопротивление трансформаторов

$$r_{*T} = \Delta P_{\text{к}} / S_{\text{н.т}}, \quad (10.20)$$

где $S_{\text{н.т}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Относительное индуктивное сопротивление трансформаторов

$$x_{*T} = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{к\%}}}{100} \right)^2 - r_{*T}^2}. \quad (10.21)$$

Значения сопротивлений обмоток трансформаторов тока, шин, контактов аппаратов, катушек автоматических выключателей, проводов и кабелей приведены в табл. 10.1—10.5.

Если сопротивления цепи короткого замыкания заданы в относительных единицах, то выразить эти относительные сопротивления в миллиомах можно по формулам:

$$x = x_* \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} 10^6; \quad (10.22)$$

$$r = r_* \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} 10^6, \quad (10.23)$$

где x_* , r_* — относительные индуктивное и активное сопротивления элемента цепи; $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение элемента, кВ; $S_{\text{н}}$ — номинальная мощность элемента, кВ·А.

Ток трехфазного короткого замыкания, кА,

$$I_{\text{к}} = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} 10^3, \quad (10.24)$$

где x_{Σ} , r_{Σ} — суммарные индуктивное и активное сопротивления всех элементов цепи.

Таблица 10.1. Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока

Коэффициент трансформации	Сопротивление, мОм		Коэффициент трансформации	Сопротивление, мОм	
	индуктивное	активное		индуктивное	активное
20/5	67	42	150/5	1,2	0,75
40/5	17	11	300/5	0,3	0,2
75/5	4,8	3	500/5	0,07	0,05

Таблица 10.2. Сопротивления плоских шин

Размеры шин, мм	Сопротивление, мОм/м					
	активное при температуре 65°C		индуктивное медных и алюминиевых шин при среднегеометрическом расстоянии между фазами a_{cp} , мм			
	медных шин	алюминевых шин	100	150	200	300
25×3	0,268	0,475	0,179	0,2	0,295	0,244
30×3	0,223	0,394	0,163	0,189	0,206	0,235
30×4	0,167	0,296	0,163	0,189	0,206	0,235
40×4	0,125	0,222	0,145	0,17	0,189	0,214
40×5	0,1	0,177	0,145	0,17	0,189	0,214
50×5	0,08	0,142	0,137	0,156	0,18	0,2
50×6	0,067	0,118	0,137	0,156	0,18	0,2
60×6	0,056	0,099	0,119	0,145	0,163	0,189
60×8	0,042	0,074	0,119	0,145	0,163	0,189
80×8	0,031	0,055	0,102	0,126	0,145	0,17
80×10	0,025	0,044	0,102	0,126	0,145	0,17
100×10	0,02	0,035	0,09	0,113	0,138	0,157

Таблица 10.3. Ориентировочные значения переходных сопротивлений контактов аппаратов, мОм

Номинальный ток аппарата, А	Автоматический выключатель	Рубильник	Разъединитель	Номинальный ток аппарата, А	Автоматический выключатель	Рубильник	Разъединитель
50	1,3	—	—	600	0,25	0,15	0,15
100	0,75	0,5	—	1000	—	0,08	0,08
200	0,6	0,4	—	3000	—	—	0,02
400	0,4	0,2	0,2				

Таблица 10.4. Сопротивления катушек максимального тока автоматических выключателей

Номинальный ток катушки, А	Сопротивление, мОм		Номинальный ток катушки, А	Сопротивление, мОм	
	индуктивное	активное при температуре 65°C		индуктивное	активное при температуре 65°C
50	2,7	5,5	200	0,28	0,36
70	1,3	2,35	400	0,1	0,15
100	0,86	1,3	600	0,094	0,12
140	0,55	0,74			

Таблица 10.5. Сопротивления проводов и кабелей с алюминиевыми жилами (при напряжении до 500 В)

Площадь сечения, мм ²	Сопротивление, мОм/км			Площадь сечения, мм ²	Сопротивление, мОм/км		
	активное	индуктивное			активное	индуктивное	
		Провода, положенные открыто	Провода в трубах и кабели			Провода, положенные открыто	Провода в трубах и кабели
1,5	22,05	—	0,11	50	0,66	0,25	0,06
2,5	13,3	—	0,09	70	0,47	0,24	0,06
4	8,3	0,33	0,1	95	0,35	0,23	0,06
6	5,55	0,32	0,09	120	0,28	0,22	0,06
10	3,32	0,31	0,07	150	0,22	0,21	0,06
16	2,07	0,29	0,07	185	0,18	0,21	0,06
25	1,33	0,27	0,07	240	0,14	0,20	0,06
35	0,95	0,26	0,06	300	0,11	0,19	—

Ударный ток короткого замыкания, кА, рассчитывают по формуле (10.11).

При мощности трансформаторов $S_{н.т} = 630 \dots 1000$ кВ · А приближенно принимают $K_y = 1,3$, при $S_{н.т} = 100 \dots 400$ кВ · А. $K_y = 1,2$, а для удаленных точек сети $K_y = 1$.

Учет влияния электродвигателей при расчетах токов короткого замыкания. Согласно ПУЭ, при расчетах токов короткого замыкания учитывают влияние асинхронных и синхронных двигателей, присоединенных непосредственно в месте короткого замыкания. Электродвигатели, которые отделены от места короткого замыкания реактивным сопротивлением трансформатора или линии, при расчете токов короткого замыкания не учитываются.

Синхронные и асинхронные электродвигатели генерируют ток I_d'' , так как в момент короткого замыкания их ЭДС больше напряжения сети в точке короткого замыкания. Ток, поступающий от двигателя в точку короткого замыкания,

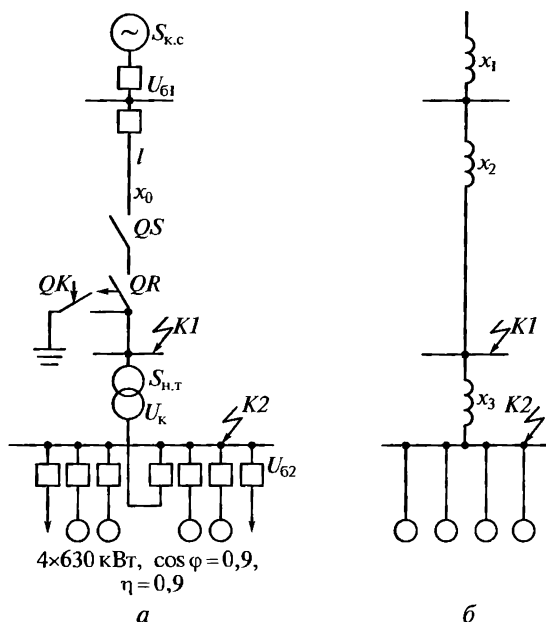


Рис. 10.4. Схемы к примеру 10.1:

a — расчетная; *б* — замещения

$$I''_л = I_{н.д} K_n, \quad (10.25)$$

где $I_{н.д}$ — номинальный ток двигателя; K_n — кратность пускового тока, принимаемая равной 6,5.

Ударный ток от двигателя

$$i_{y.л} = \sqrt{2} K_y I''_л. \quad (10.26)$$

Эти значения токов следует прибавить к соответствующим токам короткого замыкания от энергосистемы, вычисленным выше. В результате получится суммарный ток короткого замыкания с учетом влияния электродвигателей.

Пример 10.1. Определить токи короткого замыкания для схемы, представленной на рис. 10.4, *a*.

Дано: $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{61} = 115 \text{ кВ}$; $U_{62} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{к\%} = 10,5\%$; $S_{к.с} = 2000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; $l = 20 \text{ км}$; $S_{н.т} = 6300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Решение. Составляем схему замещения (рис. 10.4, *б*). Расчет ведем в относительных единицах.

Базисные токи:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Относительные базисные сопротивления элементов схемы до точки *KI*:

а) системы

$$x_{6.cl} = S_6/S_{к.с} = 100/2000 = 0,05;$$

б) линии

$$x_{6.л1} = x_0 l S_6 / U_{61}^2 = 0,4 \cdot 20 \cdot 100 / 115^2 = 0,06.$$

Результирующее относительное базисное сопротивление до точки *KI*

$$x_{*6KI} = x_{*6.cl} + x_{*6.л1} = 0,05 + 0,06 = 0,11.$$

Токи и мощность короткого замыкания до точки *KI*:

$$I_{кKI} = I_{61}/x_{*6KI} = 0,5/0,11 = 4,5 \text{ кА}; \quad i_{yKI} = 2,55 \cdot 4,5 = 11,5 \text{ кА};$$

$$S_{кKI} = \sqrt{3}U_{61}I_{кKI} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,5 = 896 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Относительное базисное сопротивление трансформатора до точки *K2*

$$x_{*6.т2} = \frac{U_{к\%}}{100} \frac{S_6}{S_{н.т}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{6,3} = 1,66.$$

Результирующее относительное базисное сопротивление до точки *K2*

$$x_{*6K2} = x_{*6KI} + x_{*6.т2} = 0,11 + 1,66 = 1,77.$$

6. Ток и мощность короткого замыкания до точки *K2*:

$$I_{кK2} = I_{62}/x_{*6K2} = 5,5/1,77 = 3,1 \text{ кА}; \quad i_{yK2} = 2,55 \cdot 3,1 = 7,9 \text{ кА};$$

$$S_{кK2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,1 = 56 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

За счет подпитки четырьмя электродвигателями (4×630 кВт) ток короткого замыкания в точке *K2* увеличится.

Номинальный ток электродвигателей

$$I_{н.д} = \frac{4 \cdot 630}{\sqrt{3}U_{62} \cos \varphi \eta} = \frac{4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 171 \text{ А}.$$

Действующее значение периодической составляющей силы тока короткого замыкания от двигателей находим по формуле (10.25):

$$I''_д = 171 \cdot 6,5 = 1111,5 \text{ А} \approx 1,1 \text{ кА}.$$

Ударный ток определяем по формуле (10.12):

$$i_{y,л} = 2,55 \cdot 1,1 = 2,8 \text{ кА.}$$

Суммарные токи и мощность короткого замыкания в точке $K2$ с учетом влияния двигателей:

$$I''_{кK2} = I_{кK2} + I''_л = 3,1 + 1,1 = 4,2 \text{ кА}; \quad i_{yK2л} = 7,9 + 2,8 = 10,7 \text{ кА};$$

$$S_{кK2л} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,2 = 76,4 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Таким образом, под влиянием двигателей токи и мощность короткого замыкания увеличились на 35 %.

10.3. ДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ОГРАНИЧЕНИЕ ИХ СИЛЫ

Электрические аппараты, провода, кабели и шины должны выдерживать кратковременные импульсы электродинамических сил и тепловые импульсы, возникающие в момент короткого замыкания. Поэтому при выборе аппаратов и проводников необходимо рассчитывать их не только по условиям длительной работы в нормальном нагрузочном режиме, но и проверять динамическую и термическую устойчивость при коротком замыкании.

Электродинамическая сила, действующая на шинную конструкцию при трехфазном коротком замыкании, определяется согласно ПУЭ, по формуле

$$F^{(3)} = 1,76 \frac{l}{a} i_y^2 10^{-8}, \quad (10.27)$$

где l — расстояние между изоляторами, к которым жестко прикреплена шина, см; a — расстояние между осями шин смежных фаз, см; i_y^2 — амплитудное значение ударного тока трехфазного короткого замыкания, А.

Эта сила создает изгибающий шину момент

$$M = F^{(3)} l / 10 \quad (10.28)$$

и вызывает в материале шины напряжение от изгиба

$$\sigma_p = M / W, \quad (10.29)$$

где W — момент сопротивления шины, зависящий от формы и взаимного расположения шин.

При расположении шин плашмя

$$W = bh^2 / 6; \quad (10.30)$$

при расположении шин на ребро

$$W = b^2 h / 6, \quad (10.31)$$

где b — толщина полосы, см; h — ширина (высота) шины, см.

Допустимое напряжение в алюминиевых шинах $\sigma_{доп} = 65 \text{ МПа}$.

Если расчетное напряжение $\sigma_p > \sigma_{\text{доп}}$, то изменяют шинную конструкцию или ограничивают ток короткого замыкания.

Электродинамические усилия в электрических аппаратах трудно рассчитывать из-за разнообразия и сложности форм токоведущих частей. Поэтому заводы-изготовители указывают максимально допустимое (амплитудное) значение тока короткого замыкания i_m , которое нельзя превышать. Следовательно, проверка аппарата на динамическую устойчивость сводится к проверке выполнения условия

$$i_y \leq i_m. \quad (10.32)$$

Термическое действие токов короткого замыкания связано с выделением теплоты в проводниках при прохождении в них тока I . По закону Джоуля — Ленца

$$Q = I^2 r t, \quad (10.33)$$

где Q — выделяющаяся теплота, Дж; r — сопротивление проводника, Ом; t — время прохождения тока, с.

И динамическое, и термическое действия тока короткого замыкания пропорциональны квадрату тока трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ, кратковременный нагрев алюминиевых шин, проводов и кабелей при коротком замыкании не должен превышать 200°C . Нагрев приближенно оценивается по тепловому импульсу тока короткого замыкания $B_k, \text{A}^2 \cdot \text{с}$.

Аппарат устойчив, если

$$B_k \leq I_{\text{н}}^2 t_{\text{н}}, \quad (10.34)$$

где $I_{\text{н}}$ — номинальный ток термической устойчивости аппарата, задаваемый заводом-изготовителем; $t_{\text{н}}$ — номинальное расчетное время термической устойчивости аппарата, указываемое заводом-изготовителем в каталогах.

Тепловой импульс тока короткого замыкания равен сумме тепловых импульсов от периодической и аperiodической составляющих тока короткого замыкания.

Тепловой импульс от периодической составляющей

$$B_{\text{к.п}} \approx I_{\text{п}}^2 t_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{п}}$ — действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА; $t_{\text{пр}}$ — приведенное время от возникновения до отключения тока короткого замыкания, с.

Тепловой импульс от аperiodической составляющей

$$B_{\text{к.а}} \approx I_{\text{а}}^2 T_{\text{а}},$$

где $T_{\text{а}}$ — постоянная затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, зависящая от соотношения между индук-

Рис. 10.5. Схемы без секционирования (а) и с секционированием (б) шин РУ

тивным и активным сопротивлениями цепи короткого замыкания, $T_a = 0,02 \dots 0,05$ с.

Приведенное время $t_{пр}$ складывается из времени действия защиты $t_{защ}$ и времени отключения выключателя $t_b = 0,15 \dots 0,2$ с:

$$t_{пр} = t_{защ} + t_b \approx 0,2 \dots 0,25 \text{ с.} \quad (10.35)$$

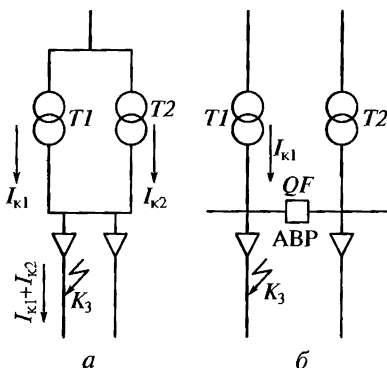
Если основная защита имеет выдержку времени Δt , то t_b увеличивается на Δt . Для промышленных сетей можно считать $t_{пр} \gg T_a$, тогда, принимая во внимание только тепловой импульс от периодической составляющей, получаем условие термической устойчивости аппарата

$$I_{н}^2 t_{н} \geq I_{п}^2 t_{пр}, \quad (10.36)$$

т.е. термическая устойчивость аппарата должна быть не ниже теплового импульса тока короткого замыкания.

При больших расчетных значениях тока трехфазного короткого замыкания требуется по условиям динамической и термической устойчивости применять самые дорогие аппараты, а также кабели с площадью сечения жил, превышающей площадь экономического сечения, выбранную по условиям нормального режима. Так бывает, например, при замене старых трансформаторов более мощными новыми в связи с ростом нагрузки на предприятии. Чтобы избежать переустройства всей сети и замены кабелей, шин, аппаратуры, необходимо ограничить ток короткого замыкания. Сделать это можно двумя способами.

Первый способ заключается в глубоком секционировании сборных шин РУ всех напряжений в системе электроснабжения предприятия (рис. 10.5). Для этого отключается секционный коммутационный аппарат QF , в результате чего одна часть предприятия получает питание от трансформатора $T1$, а другая — от трансформатора $T2$. Если одна из цепей, например та, в которую входит $T1$, отключится, то автоматически или вручную обеспечивается подключение секции шин, потерявшей питание, к другой секции, питаемой от $T2$. При коротком замыкании K_3 на секции $T1$ ток короткого замыкания $I_{к1}$ будет проходить только по одной цепи, т.е. окажется почти вдвое меньше, чем при отсутствии секционирования. Однако этого мероприятия недостаточно, если номинальная мощность трансформаторов ГПП превышает $25 \dots 40$ МВ·А.



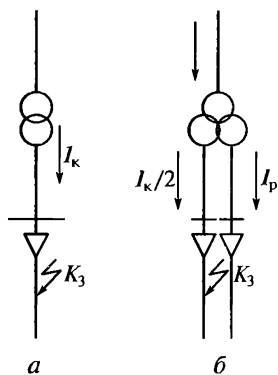


Рис. 10.6. Схемы без расщепления (а) и с расщеплением (б) вторичной обмотки трансформатора

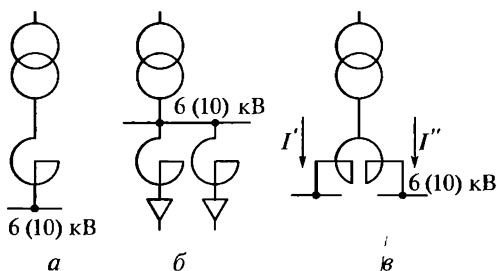


Рис. 10.7. Схемы ограничения токов короткого замыкания:

а — групповым реактированием всех отходящих линий; б — индивидуальным реактированием; в — групповым реактированием цепи трансформатора

В таких случаях применяют расщепление обмоток трансформаторов ГПП (рис. 10.6). Мощность каждой вторичной обмотки напряжением 6 (10) кВ составляет половину мощности трансформатора, поэтому ее сопротивление в 2 раза больше, чем при отсутствии расщепления, и ток короткого замыкания будет в 2 раза меньше ($I_k/2$).

Второй способ предусматривает последовательное включение реактора в цепь питания. На рис. 10.7, а показано групповое реактирование всех отходящих линий и сборных шин напряжением 6 (10) кВ путем включения реактора в цепь вторичной обмотки трансформатора ГПП, на рис. 10.7, б — индивидуальное реактирование, за счет включения реакторов в цепь каждой отходящей линии; на рис. 10.7, в — групповое реактирование цепи трансформатора, применяемое в тех случаях, когда нужно удвоить число секций шин подстанции. Последняя схема имеет дополнительное преимущество: в результате электромагнитной связи ветвей сдвоенного реактора сопротивление их при равенстве токов I' и I'' в ветвях в 2—2,5 раза меньше, чем при различии этих токов. Благодаря этому в нормальном режиме работы частично устраняется потеря напряжения в реакторе, что важно, так как требуется, чтобы эта потеря не превышала 3...4 % от U_n .

Ограничение токов короткого замыкания в сетях напряжением ниже 1000 В осуществляют снижением до 2500 кВ·А мощности трансформаторов напряжением 6 (10)/0,4 кВ, устанавливаемых в цехах.

На ток однофазного короткого замыкания также оказывает влияние режим нейтралей трансформаторов.

10.4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, ИЗОЛЯТОРОВ И АППАРАТОВ

Токосоведущие части (шины, кабели), изоляторы и аппараты всех видов (выключатели, разъединители, предохранители, измерительные трансформаторы тока) необходимо проверять на соответствие их номинальных параметров расчетным в нормальном режиме и при коротких замыканиях.

Выбор и проверка шин. Шины выбирают по расчетному току, номинальному напряжению, условиям окружающей среды и проверяют на термическую и динамическую устойчивость.

Минимальная площадь сечения шины по термической устойчивости

$$F_{т.у} = I_{\infty} \sqrt{t_{пр}} / C, \quad (10.37)$$

где I_{∞} — установившийся ток короткого замыкания, кА; $t_{пр}$ — приведенное время короткого замыкания, с, в течение которого установившийся ток I_{∞} выделяет то же количество теплоты, что и изменяющийся во времени ток короткого замыкания за действительное время (см. подразд. 10.3); C — термический коэффициент, соответствующий разности значений теплоты, выделенной в проводнике после и до короткого замыкания; для алюминиевых шин $C = 88$, для медных $C = 171$, для стальных $C = 60$.

Динамическая устойчивость характеризуется допустимым механическим напряжением на изгиб, МПа, для данного металла шин. Как следует из формул (10.27) — (10.29),

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} i_y^2 l^2 / aW, \quad (10.38)$$

где i_y — ударный ток короткого замыкания, кА; l — расстояние между опорными изоляторами, см; a — расстояние между осями шин смежных фаз, см; W — момент сопротивления, см³.

Пример 10.2. Выбрать шины и проверить их на режим короткого замыкания при $I_n = 510$ А, $I_{\infty} = 2$ кА; $i_y = 5,1$ кА. Шины установлены на изоляторах плашмя, расстояние между осями смежных фаз $a = 250$ мм, расстояние между изоляторами $l = 900$ мм.

Решение. По расчетному току выбираем алюминиевые шины размерами 40×5 мм с $I_{доп} = 540$ А.

Площадь термически устойчивого сечения находим по формуле (10.37), принимая $t_{пр} = 0,2$ с:

$$F_{т.у} = 2000 \sqrt{0,2} / 88 = 10,2 \text{ мм}^2.$$

Момент сопротивления определяем по формуле (10.30): $W = 0,5 \cdot 4^2 / 6 = 1,33 \text{ см}^3$.

Расчетное напряжение в металле шин находим по формуле (10.38):

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} \cdot 5,1^2 \cdot 90^2 / 25 \cdot 1,33 \approx 11,2 \text{ МПа};$$

Допустимое напряжение в алюминиевых шинах $\sigma_{\text{доп}} = 65 \text{ МПа}$. Таким образом, выбранные шины термически и динамически устойчивы:

$$F_{\text{т.у}} = 10,2 \text{ мм}^2 < S = 200 \text{ мм}^2; \sigma_{\text{доп}} = 65 \text{ МПа} > \sigma_p = 11,2 \text{ МПа}.$$

Выбор и проверка изоляторов. Изоляторы выбирают по номинальному напряжению и току, типу и роду установки и проверяют на разрушающее воздействие от ударного тока короткого замыкания.

При установке шины плашмя допустимое усилие на изолятор $P_{\text{доп}} = 0,6P_p$, где P_p — разрушающее усилие. При установке шины на ребро $P_{\text{доп}} = 0,4P_p$.

Выбор и проверка кабелей. Кабели выбирают по расчетному току, номинальному напряжению, способу прокладки, условиям окружающей среды и проверяют на термическую устойчивость при коротком замыкании по формуле (10.37). Для кабелей с медными жилами $C = 141$, с алюминиевыми $C = 85$.

Пример 10.3. Кабель типа ААБ напряжением 10 кВ выбран по расчетному току, площадь сечения кабеля 50 мм². Проверить кабель на термическую устойчивость к току короткого замыкания, если $I_{\infty} = 10 \text{ кА}$, $t_{\text{пр}} = 0,5 \text{ с}$.

Решение. Площадь термически устойчивого сечения находим по формуле (10.37):

$$F_{\text{т.у}} = 10000 \sqrt{0,5} / 85 = 83,2 \text{ мм}^2 > S = 50 \text{ мм}^2.$$

Площадь сечения выбранного кабеля не удовлетворяет условию термической устойчивости при токе I_{∞} , поэтому надо или принять кабель с площадью сечения 70 мм², или уменьшить время действия защиты. Для $t_{\text{пр}} = 0,2 \text{ с}$

$$F_{\text{т.у}} = 10000 \sqrt{0,2} / 85 = 52,6 \text{ мм}^2 \approx S = 50 \text{ мм}^2.$$

Выбор и проверка реакторов. Реакторы выбирают по расчетному току линии и заданному допустимому току короткого замыкания. Выбор реактора состоит в определении его индуктивного сопротивления $x_p\%$, которое необходимо включить в данную цепь, чтобы снизить ток короткого замыкания до заданного значения $I_{\text{к.доп}}$. Указанное сопротивление находят по формуле

$$x_p\% = I_{\text{н.р}} / I_{\text{к.доп}} 100, \quad (10.39)$$

где $I_{\text{н.р}}$ — номинальный ток реактора по каталогу, близкий к току в цепи.

Пример 10.4. Выбрать реактор, чтобы в линии напряжением 6 кВ с током $I_{\text{н}} = 900 \text{ А}$ снизить ток короткого замыкания до $I_{\text{к.доп}} = 19,3 \text{ кА}$ (это соответствует пределу отключающей способности масляного выключателя типа ВМП-10К).

Решение. Выбираем реактор, имеющий номинальный ток $I_{н.р} = 1$ кА. Его сопротивление должно быть не меньше

$$x_p\% = 1 \cdot 100/19,3 = 5,2\%.$$

По каталогу находим, что требуемым параметрам удовлетворяет бетонный реактор типа РБА-6-1000 ($U_n = 6$ кВ, $x_p = 6\%$).

Выбор и проверка выключателей высокого напряжения и разъединителей. Выключатели выбирают по номинальному току и напряжению, конструктивному исполнению, роду установки и проверяют на термическую и динамическую устойчивости и отключающую способность в режиме короткого замыкания.

На термическую устойчивость выключатели проверяют по условию

$$I_{тн}^2 t_n \geq I_{\infty}^2 t_{пр},$$

где $I_{тн}$ — номинальный ток термической устойчивости выключателя, задаваемый заводом-изготовителем, кА; t_n — номинальное расчетное время термической устойчивости, с.

Динамическую устойчивость выключателя проверяют сравнением расчетного ударного тока i_k с максимально допустимым током короткого замыкания i_m , на который рассчитан выключатель.

Проверка выключателя на отключающую способность сводится к проверке того, что расчетная мощность короткого замыкания S_k меньше отключающей способности выключателя $S_{отк}$, т.е. $S_k < S_{отк}$.

Разъединители выбирают и проверяют так же, как и выключатели. Отличие лишь в том, что не выполняется проверка на отключающую способность.

Выбор и проверка предохранителей. Предохранители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки, номинальным току и напряжению, а проверяют на отключающую способность, т.е. на выполнение условий

$$I_{отк} > I'' = I_k;$$

$$S_{отк} > S'' = S_k.$$

Значения $I_{отк}$ и $S_{отк}$ принимают по каталогу.

Выбор и проверка выключателей нагрузки. Выключатели нагрузки выбирают по номинальному току и напряжению и проверяют на термическую и динамическую устойчивости, а также отключающую способность в нормальном рабочем режиме.

Условия устойчивости к токам короткого замыкания выключателя выполняются, если $i_m \geq i_y$; $I_m \geq I_y$; $I_{откл} \geq I'' = I_k$; $S_{откл} \geq S'' = S_k$.

Выбор и проверка трансформаторов тока. Трансформаторы тока выбирают по типу, роду установки, номинальным току и напряжению, нагрузке вторичной цепи, обеспечивающей погрешность в

пределах паспортного класса точности, и проверяют на термическую и динамическую устойчивость к токам короткого замыкания.

Условие термической устойчивости трансформатора тока выполняется, если

$$K_t \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\text{пр}} / I_n}, \quad (10.40)$$

где K_t — кратность термической устойчивости, приводимая в каталогах.

Условие динамической устойчивости выполняется, если

$$K_{\text{дин}} \sqrt{2} I_n \geq i_y, \quad (10.41)$$

где $K_{\text{дин}}$ — коэффициент внутренней динамической устойчивости, приводимый в каталогах.

Выбор трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы с требуемой точностью состоит в соблюдении условия

$$S_{2н} \geq S_{2р},$$

где $S_{2н}$ — номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока, В·А, приводимая в каталогах; $S_{2р}$ — расчетная мощность вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме, В·А.

Расчетную мощность вторичной обмотки находят по формуле

$$S_{2р} = S_{\text{пр}} + I_2^2 (r_{\text{пр}} + r_k), \quad (10.42)$$

где $S_{\text{пр}}$ — мощность, потребляемая приборами и реле, В·А; I_2 — ток во вторичной обмотке, А; $r_{\text{пр}}$ — сопротивление проводов, Ом, $r_{\text{пр}} = (S_{2н} - S_{\text{пр}2,5}) / 2,5$; r_k — сопротивление контактов, принимается равным 0,1 Ом.

Необходимое минимальное сечение проводов $F = I_p (\gamma r_{\text{пр}})$. Расчетная длина l_p определяется с учетом схемы включения приборов. При схеме полной звезды $l_p = l$, при схеме неполной звезды

$l_p = \sqrt{3} l$, при одном трансформаторе тока $l_p = 2l$, где l — длина провода (в один конец), соединяющего трансформатор тока и прибор.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению первичной цепи, типу, роду установки, классу точности и нагрузке, определяемой мощностью, которая потребляется катушками приборов и реле.

Условие проверки трансформатора напряжения на допустимую погрешность измерения:

$$S_n \geq S_2,$$

где S_n — номинальная мощность вторичной обмотки, В·А; S_2 — расчетная мощность подключенных приборов и реле, В·А.

Значения мощности, потребляемой приборами и реле, приводятся в справочниках.

Контрольные вопросы

1. Как и почему изменяется ток в цепи с момента возникновения короткого замыкания до установившегося значения?
2. Как и с какими допущениями определяют расчетный отключаемый ток короткого замыкания в промышленных распределительных сетях?
3. Как проверяют шины, кабели и электроаппаратуру РУ на термическую и динамическую устойчивости при коротком замыкании?
4. Какие способы ограничения токов короткого замыкания применяют в распределительных сетях?
5. Какие требования надо выполнять при выборе электрических аппаратов в РУ?
6. Каковы особенности расчета тока короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В и чем они обусловлены?

11.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Эксплуатация электроустановок представляет опасность для жизни людей, что обуславливает необходимость соблюдения правил техники безопасности. Опасность поражения электрическим током усугубляется еще и тем, что в токоведущих частях оборудования нет каких-либо внешних признаков угрозы, предупреждающих человека.

Значительное число несчастных случаев происходит в результате прикосновения человека к частям установки, которые в рабочем или аварийном режиме в результате нарушения изоляции оказались под напряжением. Тяжесть поражения человека электрическим током зависит от ряда факторов: силы тока и длительности его воздействия; пути прохождения тока в теле человека; состояния окружающей среды; электрического сопротивления тела человека; частоты тока и др.

Сила тока, протекающего через тело человека, является главным фактором, от которого зависит тяжесть поражения. Человек ощущает протекающий через него ток промышленной частоты 50 Гц начиная со значений 0,6 ... 1,5 мА (пороговый ощутимый ток). Ток 10 ... 15 мА вызывает сильные и болезненные судороги мышц, которые 50 % людей преодолеть не в состоянии (пороговый неотпускающий ток).

Ток около 50 мА распространяет свое действие на мышцы грудной клетки и нарушает дыхание, а ток 100 мА, воздействуя на сердце, приводит к его фибрилляции, т.е. к быстрым хаотическим сокращениям сердечной мышцы, при которых сердце перестает работать как насос.

Продолжительность протекания тока через тело человека также влияет на тяжесть поражения, так как с течением времени сопротивление кожи человека падает. При уменьшении продолжительности воздействия токов их поражающее действие снижается. Предельно допустимые токи, проходящие через тело челове-

ка при продолжительности воздействия до 1 с (соответствуют отпускаящим и неболевым токам):

Продолжительность воздействия тока, с.....	1	0,7	0,5	0,2	0,1	0,01...0,08
Допустимый ток, мА, при напряжении 1 кВ	50	70	100	250	500	650

Существенно влияет на тяжесть поражения путь прохождения тока через тело человека (рис. 11.1). Наиболее опасными являются случаи, когда ток проходит через голову (голова — рука, голова — нога), а также через грудную клетку (рука — рука, рука — нога).

Электрическое сопротивление тела человека определяется сопротивлениями наружных слоев кожи и внутренних органов. Кожа в сухом и неповрежденном виде обладает значительным сопротивлением, а сопротивление внутренних органов обычно составляет 300...500 Ом. При увлажнении и загрязнении кожи ее сопротивление снижается. В расчетах электрическое сопротивление тела человека принимают равным 1000 Ом.

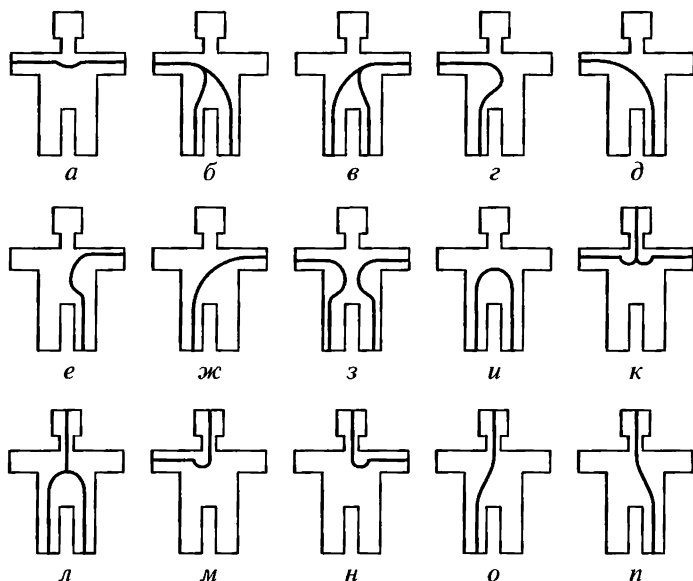


Рис. 11.1. Возможные пути прохождения тока через тело человека:

а — рука—рука; *б* — правая рука—обе ноги; *в* — левая рука—обе ноги; *г* — правая рука—правая нога; *д* — правая рука—левая нога; *е* — левая рука—левая нога; *ж* — левая рука—правая нога; *з* — обе руки—обе ноги; *и* — нога—нога; *к* — голова—обе руки; *л* — голова—обе ноги; *м* — голова—правая рука; *н* — голова—левая рука; *о* — голова—правая нога; *п* — голова—левая нога

Ток I_q , проходящий через какой-либо участок тела человека, зависит от приложенного напряжения $U_{пр}$ (напряжение прикосновения) и электрического сопротивления тела человека R_q :

$$I_q = U_{пр} / R_q. \quad (11.1)$$

Окружающая среда усиливает или ослабляет опасность поражения током. На электрический ток, проходящий через тело человека, оказывают влияние: состояние поверхности контакта человека с токоведущими частями оборудования; наличие заземленных металлических полов и конструкций, токопроводящей пыли; повышенная влажность помещений.

В зависимости от опасности поражения человека электрическим током ПУЭ подразделяют помещения, в которых размещается электрооборудование, следующим образом.

1. Помещения без повышенной опасности — сухие, нежаркие с нетокопроводящими полами без металлоконструкций, токопроводящей пыли, например жилые, административные и другие общественные здания с деревянными, линолеумными и тому подобными полами.

2. Помещения повышенной опасности — влажные (при относительной влажности выше 75 %), жаркие (температура 30 °С и выше), с токопроводящими полами (железобетонными, металлическими, земляными и т.д.), помещения, в которых имеется опасность одновременного прикосновения к металлическим конструкциям, трубопроводам, станкам и металлическим корпусам электрооборудования.

3. Помещения особо опасные — особо сырые помещения, в которых полы, стены и потолок покрыты влагой (например, пропарочные камеры), где влажность воздуха близка к 100 %, помещения с химически опасной средой, воздействующей на изоляцию.

Для каждой установки, работающей в тех или иных условиях, регламентируется определенный комплекс защитных мероприятий, позволяющих свести к минимуму вероятность электротравматизма.

При рассмотрении вопросов, связанных с электробезопасностью, используют основные термины, принятые в ПУЭ.

Заземлителем называют металлические проводники, находящиеся в непосредственном соприкосновении с землей. *Заземляющим устройством* называют совокупность заземлителя и заземляющих проводников. *Заземлением* какого-либо участка установки называют преднамеренное электрическое соединение ее с заземляющим устройством.

Заземляющие устройства предназначены для создания надежных малоомных заземлений определенных частей электрических машин, аппаратов, токопроводов и молниеотводов с целью обес-

печения требуемых режимов работы электроустановок, защиты персонала от поражения электрическим током, грозозащиты и защиты от перенапряжений.

В соответствии с этим заземления подразделяют на рабочие, защитные и грозозащитные.

Рабочие заземления обеспечивают требуемый режим работы установки в нормальной эксплуатации. К ним относят заземления нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, реакторов поперечной компенсации на длинных ЛЭП, измерительных трансформаторов напряжения, систем с использованием земли в качестве рабочего провода (электрифицированный транспорт) и др.

Защитным заземлением называют преднамеренное соединение с землей металлических частей электрической установки, нормально не находящейся под напряжением, благодаря чему ток через тело человека при прикосновении к корпусу с поврежденной изоляцией снижается до такого значения, которое не угрожает жизни и здоровью.

Грозозащитное заземление необходимо для обеспечения эффективной грозозащиты электроустановок. К грозозащитным заземлениям относят заземления стержневых и тросовых молниеотводов металлических крыш зданий и сооружений, металлических и железобетонных опор ЛЭП, разрядников.

Как правило, для выполнения заземления всех типов используют одно заземляющее устройство.

Сопrotивление заземляющего устройства представляет собой сумму сопротивлений заземлителя и заземляющих проводников. Сопrotивление на участке растекания тока называют сопротивлением растеканию. Сопrotивление растеканию заземлителя без учета малого сопротивления заземляющих проводов определяют по формуле

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (11.2)$$

где U_3 — напряжение на заземлителе относительно земли (точки, отстоящей на 20 м); I_3 — ток в заземлителе.

Под сопротивлением R_3 понимают не сопротивление между заземлителем и почвой (оно незначительно), а в основном сопротивление почвы между заземлителем и поверхностью нулевого потенциала.

Замыканием на землю называют случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с конструктивными частями, не изолированными от земли. Током замыкания на землю называют ток, возникающий в земле в месте замыкания.

Электроустановками с большими токами замыкания на землю называют электроустановки напряжением выше 1000 В, в которых однофазный ток замыкания на землю превышает 500 А.

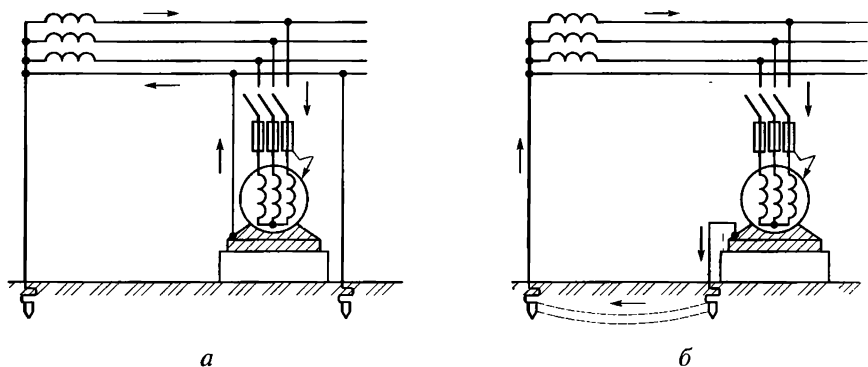


Рис. 11.2. Схемы заземления в электроустановках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью:

а — присоединение к нулевому проводу сети (правильно); *б* — применение местного заземляющего устройства (неправильно)

Электроустановками с малыми токами замыкания на землю называют электроустановки напряжением выше 1000 В, в которых однофазный ток замыкания на землю меньше 500 А.

Согласно ПУЭ, запрещается применение заземления корпусов электрооборудования без металлической связи с глухозаземленной нейтралью, а также использование в одной и той же сети средств заземления с глухозаземленной и изолированной нейтралью. Схемы правильного и неправильного применения заземляющего металлического устройства в электроустановках с глухозаземленной нейтралью показаны на рис. 11.2. Схема *б* не обеспечивает безопасность людей, поскольку при замыкании на корпус ток однофазного короткого замыкания потечет между двумя заземлителями и в результате может оказаться недостаточным для срабатывания защиты (в данном случае плавкого предохранителя).

Например, при фазном напряжении $U_\phi = 220$ В, сопротивлении растеканию заземлителя $R_3 = 6$ Ом и сопротивлении нейтрали $R_N = 4$ Ом напряжение прикосновения к корпусу заземленной установки $U_3 = U_\phi R_3 / (R_3 + R_N) = 220 \cdot 6 / (6 + 4) = 132$ В. При этом напряжение нейтрали $U_N = U_\phi - U_3 = 88$ В является опасным для обслуживающего персонала, а ток замыкания на землю $I_3 = U_\phi / (R_3 + R_N) = 220 / (6 + 4) = 22$ А может оказаться недостаточным для срабатывания защиты.

Напряжением прикосновения называют напряжение, возникающее между точками *К* и *М* (рис. 11.3) в цепи тока заземления, которых может одновременно коснуться человек. Напряжение прикосновения

$$U_{KM} = \varphi_K - \varphi_M, \quad (11.3)$$

где φ_K , φ_M — потенциалы в точках *К* и *М*.

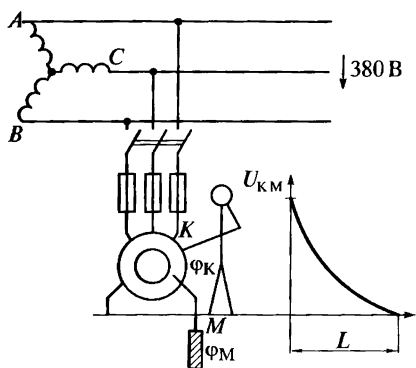


Рис. 11.3. Схема, поясняющая возникновение и изменение напряжения прикосновения

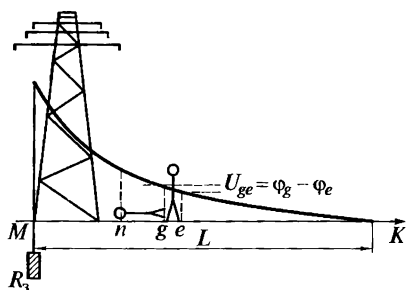


Рис. 11.4. Схема, поясняющая возникновение шагового напряжения

Для схемы, показанной на рис. 11.3, $U_{KM} = 220 - 0 = 220$ В.

Шаговое напряжение представляет собой разность потенциалов, под которой могут оказаться ноги человека, находящиеся одна от другой на расстоянии шага ($\approx 0,8$ м) на поверхности с разными потенциалами.

Такое явление может произойти на поверхности, прилегающей к опорам высоковольтных ЛЭП, ТП или иных установок в случае порчи средств защиты.

Для схемы, показанной на рис. 11.4, шаговое напряжение

$$U_{ge} = \varphi_g - \varphi_e, \quad (11.4)$$

где φ_g , φ_e — потенциалы в точках опоры ног человека.

Шаговое напряжение зависит от напряжения ЛЭП. Максимальный потенциал будет в точке M , минимальный (нулевой) — в точке K , отстоящей от опоры ЛЭП на расстоянии L .

При падении человека указанное напряжение может возрасти примерно в 4 раза до

$$U_{gn} = \varphi_n - \varphi_g, \quad (11.5)$$

где φ_n — потенциал в новой точке опоры человека при его падении.

Значение шагового напряжения $U_{ш}$ в общем случае определяют как интеграл от напряженности электрического поля E по длине шага l :

$$U_{ш} = \int_x^{x+l} E dl = \frac{\rho I_3}{2\pi} \int_x^{x+l} \frac{dx}{x^2} = \frac{\rho I_3}{2\pi} \frac{l}{x(x+l)}, \quad (11.6)$$

где x — расстояние от заземлителя, м; ρ — удельное сопротивление грунта, Ом·м.

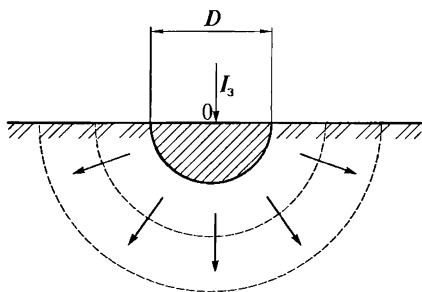


Рис. 11.5. Схема растекания тока замыкания I_3 при полусферическом заземлителе

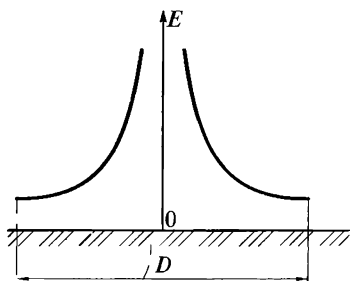


Рис. 11.6. Изменение напряженности E электрического поля при растекании тока

На расстоянии от заземлителя x , значительно большем, чем длина шага l , шаговое напряжение можно считать обратно пропорциональным квадрату расстояния:

$$U_{\text{ш}} = \frac{\rho I_3}{2\pi} \frac{l}{x^2}. \quad (11.7)$$

Шаговое напряжение достигает максимального значения на границе эквивалентной полусферы заземлителя:

$$U_{\text{ш max}} = \frac{2\rho I_3}{\pi} \frac{l}{D(D+2l)}, \quad (11.8)$$

где D — диаметр полусферы заземлителя (рис. 11.5).

На расстоянии 20 м от заземлителя шаговое напряжение снижается практически до нуля.

При растекании тока в грунте по радиальным направлениям (см. рис. 11.5) создается электрическое поле, напряженность E которого изменяется по закону, близкому к гиперболическому (рис. 11.6). Для упрощения считаем заземлитель полусферическим.

При равномерном распределении тока в грунте вокруг заземлителя через все concentric полусферы направлен ток замыкания на землю, плотность δ , А/м², которого убывает по мере увеличения диаметра полусферы. На некотором расстоянии x от заземлителя

$$\delta = \frac{I_3}{2\pi x^2}. \quad (11.9)$$

По известной плотности тока определяют напряженность E , В/м, электрического поля в зоне растекания тока:

$$E = \rho \delta = \frac{\rho I_3}{2\pi x^2}. \quad (11.10)$$

Падение напряжения U , обусловленное протеканием тока I_3 в грунте между заземлителем и точкой внутри земли на расстоянии x от заземлителя, определяют по разности потенциалов между ними:

$$U = \int_{D/2}^x E dx = \frac{\rho I_3}{2\pi} \left(\frac{2}{D} - \frac{1}{x} \right). \quad (11.11)$$

При расстояниях, значительно больших диаметра D полусферы заземлителя, можно пренебречь вычитаемым $1/x$, тогда

$$U = \frac{\rho I_3}{\pi D} = R_3 I_3. \quad (11.12)$$

Сопротивление R_3 заземлителя зависит от его геометрической формы. Значения R_3 для заземлителей различных форм приводятся в справочной литературе.

11.2. СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми средствами защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля. По характеру применения их подразделяют на две категории: средства коллективной защиты и средства индивидуальной защиты.

Электрозащитные средства классифицируют также на основные и дополнительные. *Основными* называют такие защитные средства, изоляция которых надежно выдерживает рабочее напряжение установки. С их помощью можно касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением. *Дополнительные* защитные средства сами по себе не могут при определенном напряжении предохранять от поражения током. Они усиливают действие основного защитного средства и обеспечивают защиту от напряжений прикосновения и шагового, а также от ожогов электрической дугой. Основные защитные средства применяют совместно с дополнительными.

К основным защитным средствам, используемым при обслуживании электроустановок напряжением выше 1000 В относят: оперативные и измерительные штанги; изолирующие и токоизмерительные клещи; указатели напряжения; изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ (изолирующие лестницы, площадки, тяги; непосредственно соприкасающиеся с проводом щитовые габаритники, захваты для переноски гирлянд, изолирующие штанги для укрепления зажимов и установки габаритников, изолирующие звенья телескопических вышек и т.д.).

Основные защитные средства изготовляют из изоляционных материалов с достаточно устойчивыми диэлектрическими характеристиками (фарфор, бакелит, эбонит, гетинакс, древеснослоистые пластики, пластические материалы и т.п.). В качестве изоляционного материала можно применять древесину, проваренную в льняном или других высыхающих маслах. Использование парафина и других аналогичных веществ для пропитки древесины запрещается.

Материалы, поглощающие влагу (бакелит, древесина и пр.), должны быть покрыты влагостойким лаком и иметь гладкую поверхность без трещин, отслоений и царапин. В электроустановках напряжением до 15 кВ разрешается применение штанг с фарфоровыми изоляторами в качестве изолирующей части и удлинителями из сухой древесины и других изоляционных материалов.

К дополнительным защитным средствам, применяемым при обслуживании электроустановок напряжением выше 1000 В, относят: диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики; изолирующие подставки; переносные заземления; оградительные устройства; плакаты и знаки безопасности.

К основным защитным средствам, используемым при обслуживании электроустановок напряжением до 1000 В, относят: диэлектрические перчатки; инструмент с изолированными рукоятками; изолирующие клещи, указатели напряжения, изолирующие штанги.

Для проверки наличия напряжения в сети или электроустановках применяют специальные указатели напряжения, работающие по принципу протекания активного тока. Например, для электроустановок напряжением до 500 В переменного тока используют указатели напряжения ТИ-2, УИН-10, ИН-92 и др.

11.3. ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ И СПОСОБЫ ЕГО ВЫПОЛНЕНИЯ

Многие части электроустановок, не находящиеся под напряжением (корпуса электрических машин, кожухи трансформаторов, осветительная арматура, приводы и кожухи электрических аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, каркасы распределительных шкафов и щитов управления, металлические конструкции подстанций, металлические оболочки кабелей и кабельные муфты, стальные трубы электропроводок и т.п.) могут во время аварии оказаться под напряжением, что обуславливает опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала. Обеспечить безопасность прикосновения к таким частям позволяет защитное заземление, о чем уже упоминалось в подразд. 11.1.

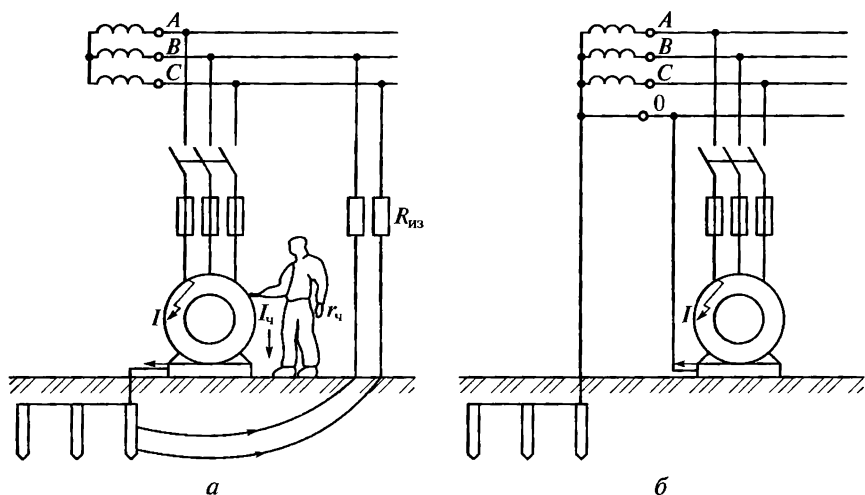


Рис. 11.7. Устройство заземления в трехфазной установке с изолированной (а) и глухозаземленной (б) нейтралью

Заземление снижает до безопасного значения потенциал по отношению к земле металлических частей электроустановки, оказавшихся под напряжением при аварии.

Защитное действие заземления состоит в уменьшении тока, протекающего в теле человека при соприкосновении с корпусом машины, оказавшимся под напряжением (рис. 11.7, а). Человек включается в электрическую цепь параллельно заземлению; чем больше сопротивление человека $r_{\text{ч}}$ по сравнению с сопротивлением заземления, тем меньше ток в теле человека $I_{\text{ч}}$.

Сопротивление заземляющих устройств для электроустановок при различных напряжениях должно приниматься в соответствии с нормами ПУЭ.

Способы выполнения защитного заземления зависят от системы электроснабжающей сети и напряжения электроустановки. В электроустановках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью трансформаторов (или генераторов) защитное заземление выполняют присоединением заземляемых частей установки к заземленному нейтральному проводу электросети. В этом случае при повреждении изоляции и переходе напряжения на металлические части установки возникает короткое замыкание одной фазы трансформатора (или генератора) через нейтраль (рис. 11.7, б). В результате поврежденная часть электроустановки немедленно автоматически отключается (перегорает плавкая вставка предохранителя или отключается автомат).

В электроустановках напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью трансформаторов (или генераторов), а также во всех установках напряжением свыше 1000 В, защитное заземление вы-

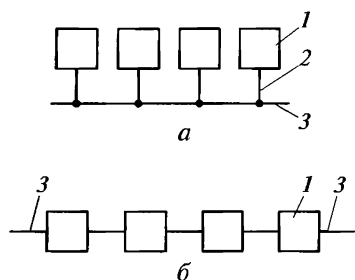


Рис. 11.8. Правильная (а) и неправильная (б) схемы присоединения заземляемых элементов к заземляющей магистрали:

1 — заземляемый элемент; 2 — ответвление; 3 — заземляющая магистраль

полняют путем сооружения местного заземляющего устройства с малым сопротивлением, к которому присоединяют заземляемые части установки (см. рис. 11.7, а). Действие такого заземления состоит в том, что оно снижает до безопасного значения напряжение относительно земли, появляющееся на металлических частях установки при повреждении изоляции.

Значения сопротивления местного заземляющего устройства нормируются ПУЭ.

Для заземляющих устройств следует по возможности использовать естественные заземлители: водопроводные и другие металлические трубы, проложенные в земле без изоляции (кроме трубопроводов с горючими веществами), металлические конструкции зданий и сооружений, а также имеющие соединения с землей шпунты, свинцовые оболочки проложенных в земле кабелей и т. п.

Искусственные заземлители, как правило, выполняют из вертикально забитых в грунт стальных стержней, соединяемых между собой стальными полосами. Полосы прокладывают в земле на глубине не менее 0,5 м и приваривают к верхним концам стержней.

Каждый заземляемый элемент 1 установки следует присоединять к заземлителю или заземляющей магистрали 3 при помощи отдельного ответвления 2 (рис. 11.8, а). Заземляемые элементы нельзя включать последовательно в заземляющую магистраль (рис. 11.8, б). Присоединение заземляющих проводников к электрооборудованию выполняют при помощи болтов или сварки.

Заземляющие устройства начинают действовать только при повреждениях изоляции электроустановок.

Передвижные механизмы, электроинструменты, понижительные трансформаторы и сварочные аппараты, работающие при напряжении до 1000 В в сетях с глухозаземленной нейтралью, получают питание от питающих пунктов (щит или силовой шкаф). Заземление корпусов указанных электроприемников осуществляют заземляющей жилой питающего шлангового кабеля, один конец которой присоединяют к заземляющему болту на корпусе устройства, а другой — к корпусу питающего пункта. Корпуса питающих пунктов через заземляющий зажим соединяют с нейтральным

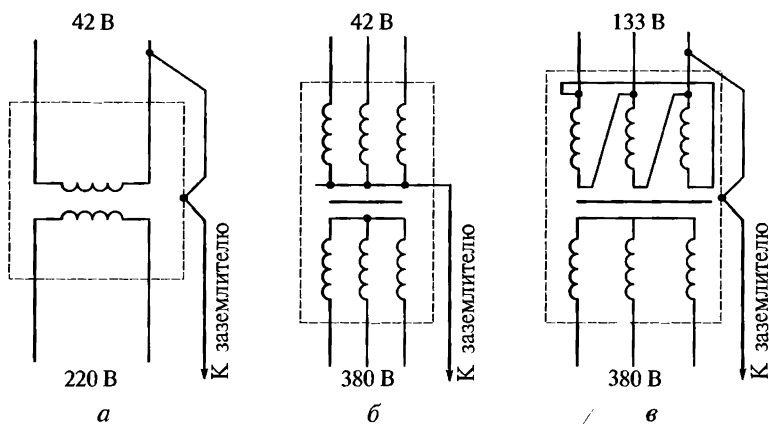


Рис. 11.9. Схемы заземления однофазных (а) и трехфазных (б, в) понижающих трансформаторов

проводом сети и через него — с заземленной нейтралью источника питания (как правило, трансформатора). Все корпуса электроинструментов, работающих при напряжении свыше 40 В, подлежат заземлению (подсоединению к нейтральному проводу сети) с помощью специального проводника или заземляющей жилы шлангового провода (кабеля). Все корпуса и обмотки низшего напряжения понижающих трансформаторов для электроинструмента заземляют таким же образом (рис. 11.9).

Для выполнения повторных заземлений нейтрального провода на передвижных установках применяют переносные инвентарные заземлители, к которым присоединяют корпуса и металлические конструкции машин и механизмов.

11.4. ЗАЩИТНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ

Систему защиты, обеспечивающую автоматическое отключение всех фаз или полюсов аварийного участка сети за полное время отключения не более 0,2 с, называют *защитным отключением*.

Независимо от состояния нейтрали питающей системы любое однофазное замыкание на корпус приводит к появлению напряжения относительно земли на корпусах электрооборудования. Это обстоятельство используют при построении универсальной защиты, которая обеспечивает отключение автоматами поврежденного электрооборудования при появлении некоторой заданной разности потенциалов между корпусом и землей. Такая система идентична заземлению и основана на автоматическом отключении электроприемника, если на его металлических частях, нормально не

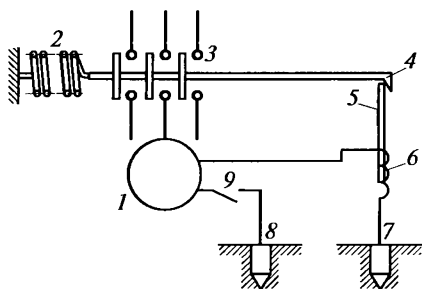


Рис. 11.10. Принципиальная схема защитного отключения:

1 — корпус электроприемника; 2 — отключающая пружина; 3 — контакты сетевого контактора; 4 — защелка; 5 — сердечник катушки; 6 — отключающая катушка; 7, 8 — заземлители; 9 — контакт

находящихся под напряжением, последнее появляется. Защитное отключение применяют для систем с изолированной и глухо-заземленной нейтралью.

Рассмотрим действие защитного отключения при возникновении напряжения на корпусе одиночного электроприемника в результате повреждения его изоляции. Здесь возможны два случая: электроприемник не заземлен и электроприемник имеет заземление.

Первому случаю соответствует разомкнутое положение контакта 9 (рис. 11.10). На некотором расстоянии от защищаемого

электроприемника забивают в землю заземлитель 7 (в том случае, если нет естественных заземлителей, которые не должны иметь электрической связи с корпусом 1 электроприемника). Защитный отключатель позволяет произвести разрыв цепи электроснабжения контактами сетевого контактора при подаче напряжения на катушку 6.

При обесточенном состоянии катушки 6 ее сердечник 5 удерживает защелку 4, не позволяя пружине 2 разомкнуть контакты 3 (на схеме контакты показаны разомкнутыми, хотя сердечник удерживает защелку). Один конец обмотки катушки присоединен к корпусу 1 электроприемника, второй — к выносному заземлителю 7. В случае повреждения изоляции между корпусом электроприемника и выносным заземлителем 7 появится фазное напряжение. Отключающая катушка 6 окажется под напряжением, и по ее обмотке потечет ток. Сердечник 5 втянется и освободит удерживающую защелку 4. Пружина 2 разомкнет контакты 3 сетевого контактора, и цепь питания электроустановки разорвется. Напряжение прикосновения на корпусе электроприемника исчезнет, соприкосновение с ним станет безопасным.

Второму случаю, когда корпус электроприемника заземлен, соответствует замкнутое положение контакта 9. При возникновении повреждения изоляции на корпусе электроприемника появится напряжение, значение которого будет определять падение напряжения в заземлителе, равное току замыкания на землю, умноженному на сопротивление заземления заземлителя. Принципиальной разницы в действии защиты в первом и втором случаях нет.

Основой защиты с помощью защитного отключения является быстрое отключение поврежденного электроприемника.

Согласно ПУЭ, защитное отключение рекомендуется применять в следующих установках:

электроустановки с изолированной нейтралью, к которым предъявляются повышенные требования в отношении безопасности (в дополнение к устройству заземлений). Схема такого защитного отключения показана на рис. 11.11. При появлении в катушке реле *КА* тока замыкания на землю его размыкающий контакт в цепи катушки контактора *КМ* размыкается и контактор своими главными контактами отключает электродвигатель *М* от сети;

электроустановки с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1000 В, корпуса которых не имеют присоединения к заземленному нейтральному проводу, поскольку выполнение такого присоединения затруднено;

передвижные установки, если заземление их не может быть выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ.

Защитное отключение отличается универсальностью и быстродействием, поэтому его использование в сетях как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью весьма перспективно. Особенно целесообразно использовать его в сетях напряжением 380/220 В.

Недостатком защитного отключения является возможность отказа отключения в случае пригорания контактов коммутационного устройства или обрыва проводов.

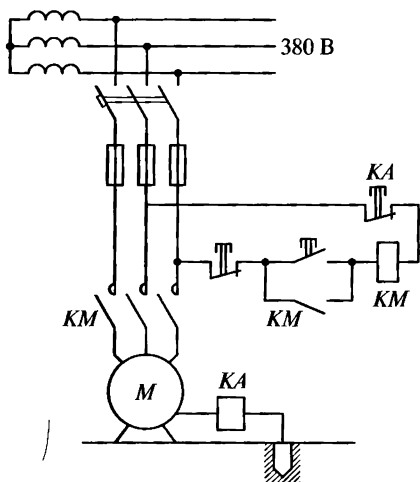


Рис. 11.11. Схема защитного отключения при изолированной нейтрали

11.5. КОНСТРУКЦИЯ И РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Для заземления электропотребителей различных назначений и напряжений следует применять одно общее заземляющее устройство с наименьшим сопротивлением (рис. 11.12).

В установках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединяют нейтрали трансформаторов и генераторов, должно быть не более 4 Ом. Для трансформаторов и генераторов мощностью 100 кВ·А и менее заземляющие устройства могут иметь сопротивление до 10 Ом.

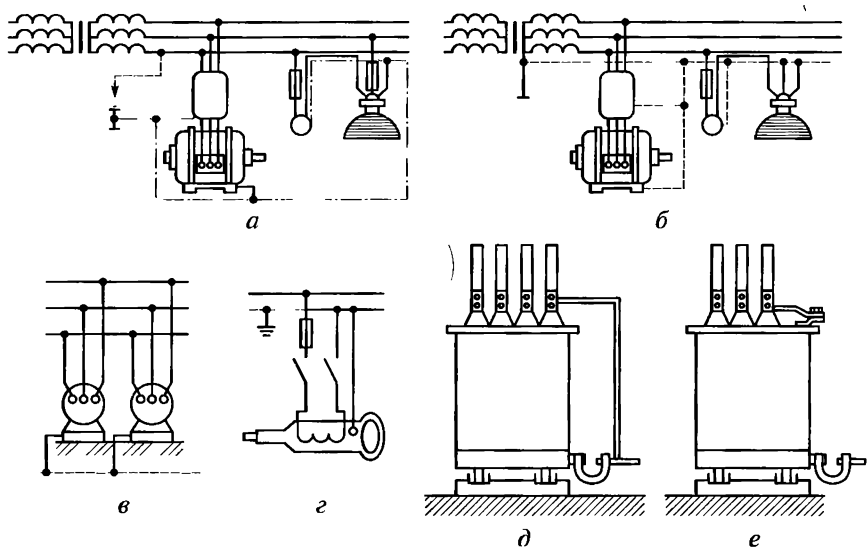


Рис. 11.12. Устройство заземлений различных электропотребителей:

а, б — электрооборудования, питаемого от трехфазной сети соответственно с изолированной и глухозаземленной нейтралью; *в* — параллельно включенных электрических машин; *г* — электросверла; *д, е* — трансформаторов соответственно с неизолированной и изолированной нейтралью

Такие же пределы значений сопротивления установлены для заземляющих устройств, предназначенных для заземления электрооборудования в установках напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью.

Напряжение, под которым может оказаться человек, аналитически определить невозможно, поскольку оно зависит от множества факторов, в частности, от соотношения сопротивлений заземляющих устройств у приемников и источников электроэнергии. Если численные значения этих сопротивлений невелики, то на значение напряжения, под которым может оказаться человек, будут влиять соотношение параметров сети и ряд других показателей. Вот почему для сетей напряжением до 1000 В нет необходимости в определении точного значения сопротивления заземлителей.

Если заземляющее устройство для электроустановок напряжением до 1000 В одновременно используется для электроустановок напряжением свыше 1000 В с малыми токами замыкания на землю (500 А и менее), то его сопротивление

$$R_3 < 125/I_3, \quad (11.13)$$

где R_3 — наибольшее, с учетом сезонных колебаний, сопротивление заземляющего устройства, Ом; I_3 — расчетный ток замыкания на землю, А.

Таблица 11.1. Минимальные геометрические параметры стальных заземлителей

Материал заземлителя и нормируемый геометрический параметр	Минимальное значение параметра при прокладке заземлителя		
	внутри здания	вне здания открыто	в земле
Прутковая сталь: диаметр прутка, мм	5	6	6
Полосовая сталь: площадь сечения полосы, мм ²	24	48	48
толщина полосы, мм	3	4	4
Угловая сталь: толщина полосы, мм	2	2,5	4

Если же указанное заземляющее устройство одновременно используется для электроустановок напряжением свыше 1000 В с большими токами замыкания на землю (более 500 А), то его сопротивление в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

Для заземляющих устройств любого назначения необходимо использовать в первую очередь *естественные заземлители* и заземляющие проводники. Если естественных заземлителей нет или их использование не дает требуемых результатов, то применяют *искусственные заземлители* в виде стержней из угловой или прутковой стали, стальных полос. При этом необходимо так размещать искусственные заземлители, чтобы обеспечить по возможности равномерное распределение электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием.

Выбор материала заземлителей зависит от характера грунта и способа забивки стержней. Длину стержней и глубину их заложения выбирают в зависимости от климатических условий. В последнее время для всех групп грунтов, кроме вечномёрзлых и скальных, рекомендуется применять в качестве материала заземлителей прутковую сталь диаметром 12 мм.

Геометрические параметры стальных заземлителей должны быть не менее указанных в табл. 11.1.

Неизолированные заземляющие проводники, проложенные в земле, выполняют одновременно роль заземлителей.

Сопротивление заземляющих устройств растеканию тока зависит от удельного сопротивления грунта, так как именно он оказывает основное сопротивление растеканию.

Приближенные средние значения удельных сопротивлений ρ , Ом · м, различных грунтов:

Песок	700
Супесь	300

Чернозем	200
Суглинок, каменистая глина (верхний слой толщиной 1...3 м — глина, глубже — гравий)	100
Глина	40
Торф	20

Эти значения надо умножать на коэффициент K_m , зависящий от климатической зоны и вида заземлителя (табл. 11.2).

Если удельное сопротивление грунта в наиболее неблагоприятное время года превышает 200 Ом·м, то сооружение искусственных заземлителей требует проведения дополнительных мероприятий.

Рассчитывать сопротивление естественных заземлителей можно лишь весьма приближенно. Приведенные в табл. 11.3 и 11.4 значения следует пересчитывать пропорционально сопротивлению грунта ρ и умножать на коэффициент K_m (см. табл. 11.2).

Если в траншее находится несколько кабелей, то общее сопротивление растеканию их свинцовых оболочек действительному растеканию с учетом взаимного экранирующего влияния определяют по формуле

$$R_k = R_{o.k} / \sqrt{n}, \quad (11.14)$$

где $R_{o.k}$ — сопротивление растеканию свинцовой оболочки одного кабеля, Ом, определяемое по табл. 11.4; n — число кабелей в траншее.

Таблица 11.2. Зависимость коэффициента K_m от климатических зон и вида заземлителя

Климатическая зона	Признаки климатической зоны				Значения коэффициента K_m	
	Средняя многолетняя температура, °С		Среднее годовое количество осадков, см	Продолжительность периода замерзания грунтовых вод, дни	при вертикальных заземлителях и глубине заложения 0,5...0,8 м	при горизонтальных заземлителях и глубине заложения 0,8 м
	низшая (январь)	высшая (июль)				
I	-20...-15	16...18	40	170...190	1,8...2	4,5...7
II	-15...-10	18...22	50	150	1,5...1,8	3,5...4,5
III	-10...0	22...24	50	100	1,4...1,6	2...2,5
IV	0...5	24...26	30...50	0	1,2...1,4	1,5...2

Таблица 11.3. Сопротивление растеканию металлических трубопроводов, уложенных на глубине 2 м, при удельном сопротивлении грунта $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Длина подземного участка трубопровода, м	Сопротивление растеканию, Ом, при диаметре трубы, мм		
	75	100	150
100	0,35	0,28	0,23
1000	0,25	0,2	0,17
2000	0,2	0,17	0,15

Таблица 11.4. Сопротивление растеканию свинцовых оболочек кабелей, уложенных на глубине 0,7 м, при удельном сопротивлении грунта $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Длина подземного участка кабеля, м	Сопротивление растеканию, Ом, при площади сечения кабеля, мм ²		
	16 ... 35	50 ... 95	120 и выше
100	2	1,5	1,1
200	1,8	1,4	1
500	1,4	1,1	0,8
1000	1,2	0,9	0,7

Проводимость искусственных заземлителей складывается из проводимостей вертикально погруженных и горизонтально расположенных заземлителей:

$$\frac{1}{R_{\text{и}}} = \frac{1}{R_{\text{в}}} + \frac{1}{R_{\text{г}}}.$$

Отсюда

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{в}} R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} + R_{\text{г}}}. \quad (11.15)$$

Сопротивление одиночного стержневого заземлителя

$$R_{\text{о.с}} = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (11.16)$$

где l — длина стержня, м; d — внешний диаметр стержня, м; t — глубина заложения стержня, равная расстоянию от поверхности земли до середины стержня, м.

Необходимое число заземлителей

$$n = R_{\text{о.с.}} / \eta R_{\text{з}}, \quad (11.17)$$

где η — коэффициент использования заземлителя; $R_{\text{з}}$ — нормативное сопротивление заземлителя.

Таблица 11.5. Коэффициенты использования вертикальных заземлителей и горизонтальных соединительных полос

Число вертикальных заземлителей	Значения коэффициентов η_v (числитель) и η_r (знаменатель) при отношении a/l		
	1	2	3
<i>При расположении полос по периметру замкнутого контура</i>			
6	<u>0,62</u>	<u>0,73</u>	<u>0,8</u>
	0,4	0,48	0,64
10	<u>0,55</u>	<u>0,69</u>	<u>0,76</u>
	0,34	0,4	0,56
30	<u>0,43</u>	<u>0,6</u>	<u>0,68</u>
	0,24	0,3	0,41
70	<u>0,38</u>	<u>0,54</u>	<u>0,64</u>
	0,2	0,26	0,35
100	<u>0,35</u>	<u>0,52</u>	<u>0,62</u>
	0,19	0,24	0,33
<i>При расположении полос в ряд</i>			
3	<u>0,78</u>	<u>0,86</u>	<u>0,91</u>
	0,8	0,92	0,95
5	<u>0,7</u>	<u>0,81</u>	<u>0,87</u>
	0,74	0,86	0,9
10	<u>0,59</u>	<u>0,75</u>	<u>0,81</u>
	0,62	0,75	0,82
15	<u>0,54</u>	<u>0,7</u>	<u>0,78</u>
	0,5	0,64	0,74
20	<u>0,49</u>	<u>0,68</u>	<u>0,77</u>
	0,42	0,56	0,68
30	<u>0,43</u>	<u>0,65</u>	<u>0,75</u>
	0,31	0,46	0,58

Примечание: a — расстояние между вертикальными заземлителями; l — длина вертикального заземлителя.

Сопротивление растеканию одиночных заземлителей в виде труб диаметром 50 мм и длиной 2,5 м, забиваемых на глубину 0,7 м, можно вычислить по упрощенной формуле

$$R_{0.т} \approx 0,3pK_m. \quad (11.18)$$

Эквивалентный диаметр заземлителей из угловой стали

$$d = 0,95b, \quad (11.19)$$

где b — ширина полок уголка.

Сопротивление одиночного стержня длиной 2,5 м из уголко-вой стали может быть подсчитано по упрощенной формуле:

для уголка размерами $50 \times 50 \times 5$ мм

$$R_{o,y} = 0,318 \rho K_m; \quad (11.20)$$

для уголка размерами $60 \times 60 \times 6$ мм

$$R_{o,y} = 0,298 \rho K_m; \quad (11.21)$$

для уголка размерами $75 \times 75 \times 8$ мм

$$R_{o,y} = 0,292 \rho K_m. \quad (11.22)$$

Сопротивления растеканию полосового и круглого горизонтальных заземлителей

$$R'_{г.п} = \frac{0,366}{l} \rho K_m \lg \frac{2l^2}{bt}; \quad (11.23)$$

$$R'_{г.к} = \frac{0,366}{l} \rho K_m \lg \frac{l^2}{dt}, \quad (11.24)$$

где l — длина заземлителя, м; b — ширина полосового заземлителя, м; d — диаметр круглого заземлителя, м; t — глубина заложения заземлителя, м.

Определение общего сопротивления всего заземляющего контура требует учета взаимного экранирующего влияния одиночных вертикальных заземлителей и горизонтальных соединительных полос. Для этого служат коэффициенты использования η_v и $\eta_{г.}$, приведенные в табл. 11.5.

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом их экранирующего влияния

$$R_B = R_{o,v}/(n\eta_v), \quad (11.25)$$

где $R_{o,v}$ — сопротивление одиночного вертикального заземлителя, Ом; n — число одиночных заземлителей в контуре.

Сопротивление растеканию горизонтальных полос, связывающих между собой вертикальные заземлители, с учетом экранирующего влияния полос

$$R_{г.п} = R'_{г.п}/\eta_{г.}, \quad (11.26)$$

где $R'_{г.п}$ — сопротивление растеканию горизонтальной полосы, Ом, без экранирующего влияния на нее.

Пример 11.1. Рассчитать повторное заземление у конца воздушной линии напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью. Мощность питающего трансформатора 100 кВ·А, грунт — чернозем, климатическая зона — III, водопровода вблизи нет.

Решение. В соответствии с ПУЭ, сопротивление повторного заземления при мощности питающего трансформатора 100 кВ·А не должно превышать 10 Ом. Удельное сопротивление чернозема принимаем равным 200 Ом·м. Коэффициенты K_m для климати-

ческой зоны III находим по табл. 11.2: для вертикальных заземлителей принимаем $K_{м.в} = 1,4$, для горизонтальных соединений $K_{м.г} = 2$.

В качестве вертикального заземлителя берем уголок размерами $60 \times 60 \times 6$ мм, длиной 2,5 м.

Сопротивление растеканию одиночного заземлителя определяем по упрощенной формуле (11.21):

$$R_{о.у} = 0,298 \cdot 200 \cdot 1,4 \approx 84 \text{ Ом.}$$

Из формулы (11.25) следует, что при $\eta_v = 0,69$ число заземлителей n можно ориентировочно принять равным 10.

Намечаем размещение вертикальных заземлителей по периметру замкнутого контура на расстоянии друг от друга около 5 м ($a = 5$, $a/l = 2$) и находим по табл. 11.5, что $\eta_v = 0,69$.

В этом случае сопротивление всех вертикальных заземлителей растеканию

$$R_v = 84/(10 \cdot 0,69) \approx 12 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных соединений, в качестве которых принимаем стальные круглые прутки диаметром 8 мм.

При намеченном числе вертикальных заземлителей и принятых расстояниях между ними длина горизонтальных соединений (с учетом ответвлений от контура до опоры) составит около 60 м. Глубина заложения горизонтальных соединений $t = 0,5$ м.

Сопротивление горизонтальных соединений без учета экранирующего влияния вертикальных заземлителей находим по формуле (11.24):

$$R'_{г.к} = -\frac{0,366}{60} 200 \cdot 2 \lg \frac{60^2}{0,008 \cdot 0,5} \approx 14,5 \text{ Ом.}$$

Коэффициент использования горизонтального заземлителя (см. табл. 11.5) $\eta_g = 0,4$.

В соответствии с формулой (11.26), действительное сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей

$$R_{г.п} = 14,5/0,4 = 36,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление всего заземляющего устройства находим по формуле (11.17):

$$R_{и} = \frac{12 \cdot 36,2}{12 + 36,2} \approx 9 \text{ Ом.}$$

Поскольку $R_{и} < 10$ Ом, число стержневых заземлителей выбрано правильно.

Контрольные вопросы

1. Как величина тока влияет на тяжесть поражения человека?
2. Как определить ток, проходящий через тело человека, попавшего под напряжение?
3. Что называют сопротивлением заземляющего устройства?
4. Как конструктивно выполняют заземляющие устройства?
5. Как определить сопротивление заземляющего устройства?

12.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ И ГОРОДСКИХ СЕТЕЙ

Структурная схема электроснабжения крупного города, пример которой представлен на рис. 12.1, содержит комплекс сложных сооружений. Основными звеньями этого комплекса являются:

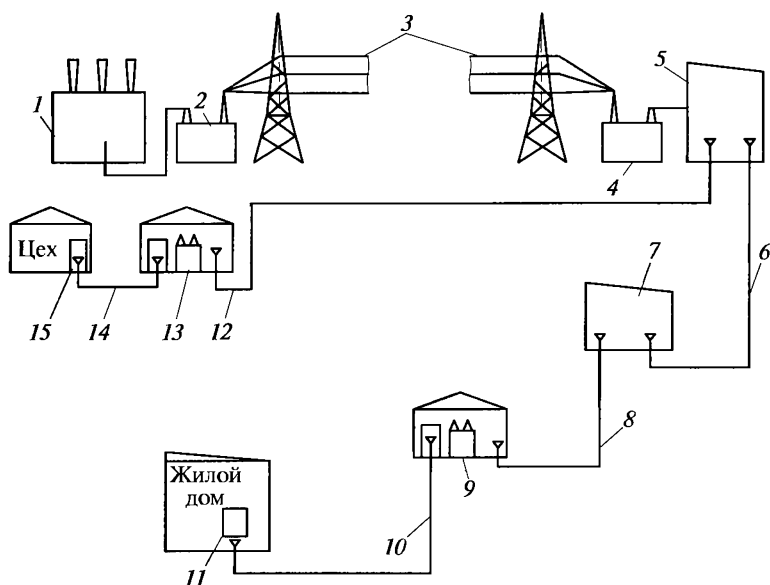


Рис. 12.1. Структурная схема электроснабжения города:

1 — районная электростанция; 2 — повысительный трансформатор; 3 — воздушная линия электропередачи напряжением 220 кВ; 4 — подстанция глубокого ввода (центр питания); 5 — распределительное устройство; 6 — питающая кабельная линия; 7 — распределительный пункт; 8 — распределительная подстанция; 9 — трансформаторная понизительная подстанция; 10, 14 — кабельные линии напряжением 0,4 кВ; 11 — вводно-распределительное устройство; 12 — кабельная линия напряжением 35 кВ; 13 — главная понизительная подстанция предприятия; 15 — распределительный щит на напряжение 0,4/0,23 кВ

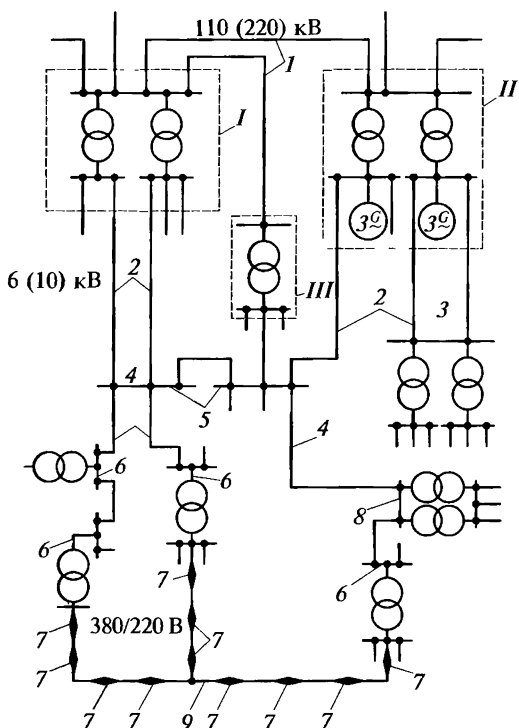


Рис. 12.2. Принципиальная схема электроснабжения города:

I — опорная понизительная районная подстанция; *II* — ТЭЦ; *III* — подстанция глубокого ввода; *1* — воздушные или кабельные линии напряжением 110 (220) кВ; *2* — питающие линии напряжением 6 (10) кВ; *3* — распределительный пункт, совмещенный с трансформаторной подстанцией для электроснабжения крупного промышленного предприятия; *4* — линии распределительной сети напряжением 6 (10) кВ; *5* — распределительный пункт; *6* — сетевая трансформаторная подстанция; *7* — вводы в жилые и общественные здания; *8* — трансформаторная подстанция для электроснабжения промышленного предприятия средней мощности; *9* — линии распределительной сети напряжением 380/220 В

ся: источник питания — районная электростанция *I* с установленными повысительными трансформаторами *2*; воздушная линия электропередачи *3* напряжением 220 кВ на металлических опорах; подстанция глубокого ввода *4* напряжением 220 кВ с распределительными устройствами (РУ) *5* напряжением 35 и 6 или 10 кВ; питающая кабельная линия *6*; распределительный пункт *7*, на шины которого подается напряжение 6(10) кВ; распределительная кабельная линия *8*, питающая трансформаторную понизительную подстанцию *9*; кабельная линия *10* напряжением 0,4 кВ, питающая вводно-распределительное устройство *11* жилого дома. От РУ 35 кВ по кабельной линии *12* напряжением 35 кВ получает питание главная понизительная подстанция *13* промышленного

Таблица 12.1. Категории электроприемников гражданских зданий по надежности электроснабжения

Виды гражданских зданий	Электроприемники	Категория надежности
Жилые дома и общежития высотой более 16 этажей	Электроприемники противопожарных устройств (насосы, системы подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации) и лифтов	1
	Эвакуационное и аварийное освещение и комплекс остальных электроприемников	2
Жилые дома с электроплитами высотой до 16 этажей (за исключением 1—8-квартирных домов)	Комплекс электрооборудования, в том числе электроплиты и электроводонагреватели для горячего водоснабжения	2
Жилые дома с плитами на газообразном и твердом топливе высотой: свыше 5 до 10 этажей до 5 этажей	Комплекс электрооборудования	2
	То же	3
1—8-квартирные жилые дома	Комплекс электрооборудования, в том числе электроплиты и электроводонагреватели для горячего водоснабжения	3
Садовые домики	Комплекс электрооборудования	3
Общежития общей вместимостью: до 50 человек свыше 50 человек	То же »	3
		2
Отдельно стоящие и встроенные центральные тепловые пункты (ЦТП), обслуживающие жилые дома и общежития высотой: свыше 16 этажей до 16 этажей	Комплекс электрооборудования ЦТП То же	1
		2

Виды гражданских зданий	Электроприемники	Категория надежности
Общественные здания высотой более 16 этажей	Электроприемники противопожарных устройств, охранной сигнализации и лифтов	1
	Комплекс остальных электроприемников	2
Здания учреждений управления, научно-исследовательских и проектных институтов с числом работающих свыше 2 000 чел., а также здания учреждений областного, городского и районного значения с числом работающих свыше 50 чел.	Электроприемники противопожарных устройств, охранной сигнализации и лифтов	1
	Комплекс остальных электроприемников	2
Здания лечебно-профилактических учреждений	Электроприемники операционных и родильных блоков, отделений анестезиологии, реанимации и интенсивной терапии, кабинетов лапароскопии, бронхоскопии и ангиографии, противопожарных устройств и охранной сигнализации, эвакуационного освещения и больничных лифтов	1
	Комплекс остальных электроприемников	2
Учреждения финансирования, кредитования и страхования	Электроприемники, противопожарных устройств, охранной сигнализации и лифтов	1
	Комплекс остальных электроприемников	2
Библиотеки и архивы с фондом: свыше 1 млн единиц хранения	Электроприемники противопожарных устройств, охранной сигнализации зданий	1
	Комплекс остальных электроприемников	2

Виды гражданских зданий	Электроприемники	Категория надежности
свыше 100 тыс. единиц хранения	То же	2
до 100 тыс. единиц хранения	»	3
Учреждения образования, воспитания и подготовки кадров с числом учащихся до 1000 чел.	Электроприемники противопожарных устройств, охранной сигнализации	1
	Комплекс остальных электроприемников	2

предприятия города, от которой по кабельным линиям 14 напряжение 0,4 кВ поступает на распределительные щиты 15 цехов.

Опорные районные понизительные подстанции, электростанции и подстанции глубокого ввода в системе электроснабжения города являются центрами питания (ЦП). Число и разновидность ЦП зависят от ряда факторов, прежде всего, от размера города, его общей электрической нагрузки и принятого способа теплоснабжения.

Подстанции глубокого ввода предназначены для приближения ЦП к нагрузкам, что позволяет уменьшить протяженность распределительных электросетей и снизить в них потери электроэнергии.

Несмотря на принципиальное единство схем электроснабжения городов эти схемы весьма разнообразны. Они различаются по уровню напряжения, схемам коммутации, конструкции распределительных устройств, взаимному расположению электрических сетей разных напряжений. Один из вариантов принципиальной схемы электроснабжения города представлен на рис. 12.2. Опорная понизительная районная подстанция I питается от сетей энергетической системы, а ТЭЦ II связана с этими сетями и опорной подстанцией I через трансформаторы, установленные при ТЭЦ. От шин высшего напряжения опорной подстанции I питается подстанция глубокого ввода III. От шин напряжением 6 (10) кВ опорной подстанции I, ТЭЦ II и подстанции глубокого ввода III отходят питающие линии, снабжающие электроэнергией распределительные пункты (РП). Последние могут быть связаны между собой линиями и иметь одну, две или три секции.

Распределительные пункты и их секции могут работать параллельно и раздельно. При отключении питающей линии электроснабжение РП может осуществляться от соседнего РП по соединяющей их линии.

По условиям надежности электроснабжения гражданских зданий (табл. 12.1) и возможности отключения секций ЦП для ремонтных работ питающая сеть напряжением 6 (10) кВ может быть выполнена по следующим схемам:

питание РП по двум линиям от разных секций одного ЦП или от разных ЦП;

питание РП по трем линиям (каждая на свою секцию), две из которых подключены к одной секции ЦП, а третья — к другой секции того же или другого ЦП.

От каждого РП отходят распределительные линии напряжением 6 (10) кВ, выполняемые по магистральным схемам. От этих распределительных линий питаются трансформаторные подстанции (ТП) с одним или двумя трансформаторами, которые могут быть оборудованы устройствами автоматического включения резерва (АВР).

Линии напряжением 0,4 кВ в нормальном режиме работают по разомкнутой схеме, но при необходимости могут резервировать друг друга, так как их пропускная способность и оборудование ТП рассчитаны на дополнительную нагрузку.

В схеме, показанной на рис. 12.2, каждый элемент сети имеет резерв, который вводится вручную, автоматически или телемеханически.

В средних и малых городах общие электрические нагрузки меньше, поэтому схемы электроснабжения таких городов значительно упрощаются: уменьшаются число ЦП, протяженность питающей сети напряжением 6 (10) кВ, число и мощность ТП; реже используются устройства АВР из-за меньшего числа ответственных потребителей.

Для обеспечения надежного электроснабжения ЦП выполняют с двойными или одинарными секционированными сборными шинами. Для примера на рис. 12.3 приведена схема электростанции с тремя синхронными генераторами 6. В нормальных условиях они подключены к первой системе шин и работают параллельно благодаря соединению секций этой системы секционными выключателями 4. Такая схема обеспечивает бесперебойность электроснабжения потребителей при отключении любого генератора или трансформатора 1, связывающего ЦП с электрической системой. При необходимости ремонта любой секции первой системы шин все присоединения переводятся на вторую систему шин. Возможность параллельной работы с остающимися под напряжением секциями первой системы шин обеспечивается шиносоединительными выключателями.

Проектирование городских электрических сетей выполняется в соответствии с Указаниями по проектированию городских электрических сетей (ВСН-97-75), строительство и монтаж электроустановок — в соответствии с Правилами устройства электро-

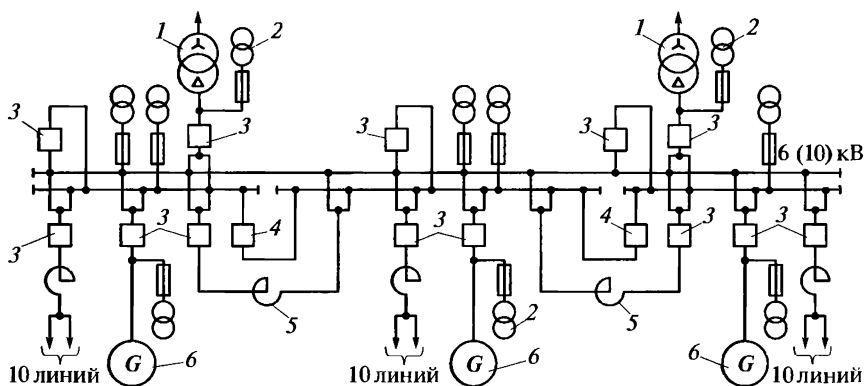


Рис. 12.3. Схема электрических соединений для распределительного устройства напряжением 6 (10) кВ ТЭЦ:

1 — двухобмоточный трансформатор; 2 — трансформатор напряжения; 3 — шинасоединительный выключатель; 4 — секционный выключатель; 5 — реактор; 6 — синхронный генератор

установок (ПУЭ) и строительными нормами и правилами (СНиП III-И).

Питающие сети напряжением 6 (10) кВ городов выполняют по радиальным и магистральным схемам.

Схема радиальной замкнутой резервируемой сети приведена на рис. 12.4. Каждую из линий рассчитывают на передачу через РП полной потребной мощности.

Магистральные резервируемые сети бывают следующих видов: магистральная петлевая сеть (рис. 12.5, а), образующая замкнутый контур, который в зависимости от условий эксплуатации может быть разомкнут в любой точке сети;

магистральная петлевая сеть с двусторонним питанием (рис. 12.5, б), концы которой подключены к независимым источникам питания, например разным РП или разным секциям шин ЦП;

двухмагистральная (двухлучевая) сеть с устройствами АВР на напряжение 6 (10) кВ (рис. 12.5, в), в которой питание нагрузок и резервирование обеспечивают параллельные линии, подключенные к разным секциям РП. Обе магистральные линии могут быть присоединены непосредственно к ЦП, и в этом случае в схеме электроснабжения будут отсутствовать РП;

замкнутая сеть, состоящая из ряда взаимно связанных контуров с общими узлами. Простейшим видом замкнутой сети являются радиальные и магистральные резервируемые линии, работающие параллельно.

Для комплектования распределительных устройств ТП с двумя трансформаторами мощностью до 630 кВ·А номинальным напряжением 380/220 В часто используют вводно-распределительное

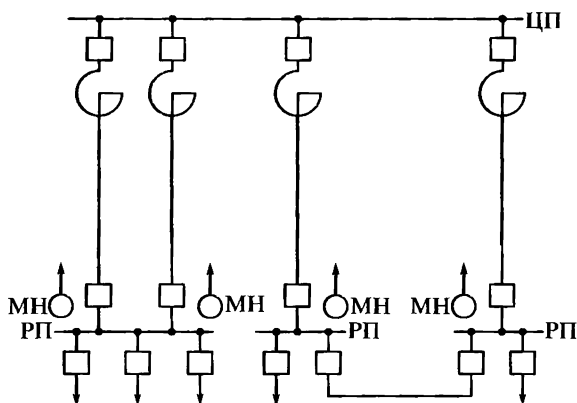


Рис. 12.4. Схема радиальной городской резервируемой замкнутой сети:
МН — устройства максимальной токовой направленной защиты; ЦП — центр питания; РП — распределительный пункт

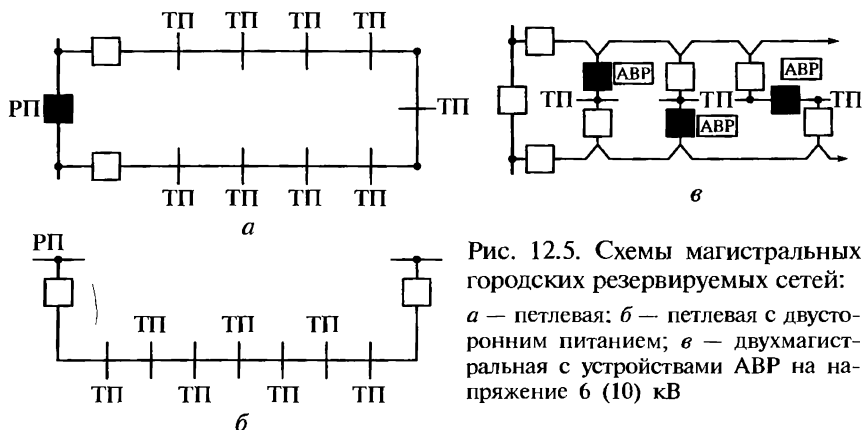


Рис. 12.5. Схемы магистральных городских резервируемых сетей:
а — петлевая; б — петлевая с двусторонним питанием; в — двухмагистральная с устройствами АВР на напряжение 6 (10) кВ

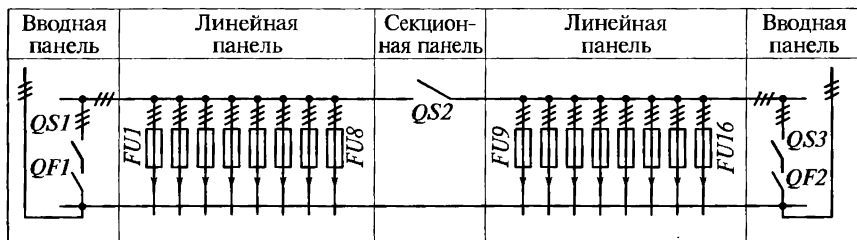


Рис. 12.6. Вводно-распределительное устройство УВР2-630:

$QS1$, $QS3$ — рубильники на 1600 А; $QS2$ — рубильник на 1000 А; $QF1$, $QF2$ — автоматические выключатели на 1600 А; $FU1$ – $FU4$, $FU9$ – $FU12$ — предохранители ПН2-400; $FU5$, $FU6$, $FU13$, $FU14$ — предохранители ПН2-600; $FU7$, $FU8$, $FU15$, $FU16$ — предохранители ПН2-250.

устройство УВР2-630 (рис. 12.6). Вводные панели УВР2-630 изготовляют с одностворчатой дверью, линейные — с двухстворчатой. Боковые стенки закрыты торцевыми панелями. Сверху и сзади щит ограждений не имеет. Электродинамическая стойкость шин шинного ввода составляет 30 кА.

12.2. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ

Оборудование и материалы, применяемые в электротехнических установках гражданских зданий, должны выпускаться на промышленных предприятиях и соответствовать требованиям государственных и отраслевых стандартов, а также техническим условиям, утвержденным в установленном порядке. Электрооборудование и другие изделия, серийное производство которых еще не

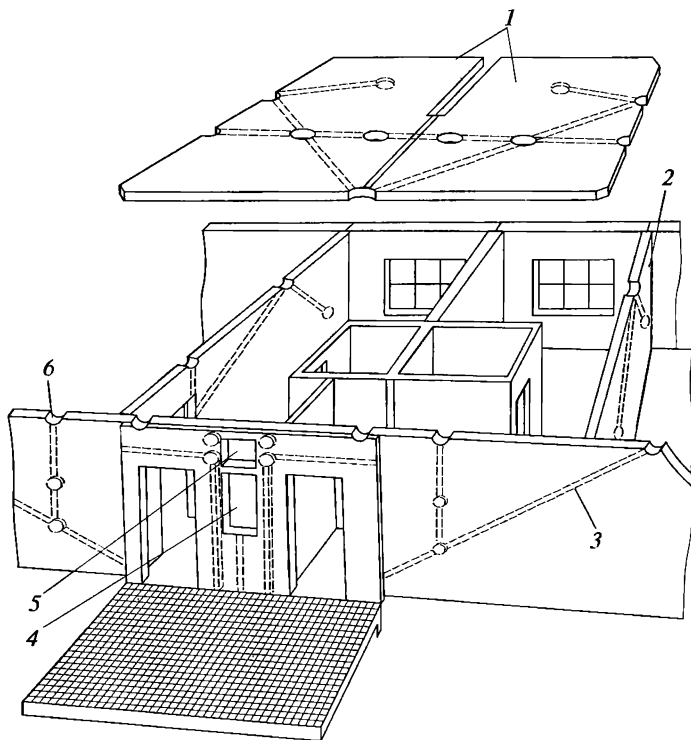


Рис. 12.7. Пример выполнения электропроводок в крупнопанельном административном здании:

1 — панель перекрытия; 2 — стеновая панель; 3 — каналы для проводов; 4 — ниша для распределительного щитка; 5 — ниша для слаботочных коммутационных устройств; 6 — углубление в панели для соединения проводов

освоено, допускается предусматривать в проектах только по согласованию с заказчиками и соответствующими министерствами и ведомствами или предприятиями-изготовителями.

Способ установки, класс изоляции, конструкция, исполнение и степень защиты электрооборудования должны соответствовать номинальному напряжению, сети и условиям окружающей среды.

В архитектурно-строительных чертежах, проектах и чертежах строительных изделий гражданских зданий по заданиям, разработанным проектировщиками электротехнической части проекта, должны быть предусмотрены соответствующие углубления, каналы и ниши (рис. 12.7) для электрических проводов, распределительных и коммутационных устройств, а также замоноличивание электрических проводов в строительные элементы при их изготовлении.

Общее освещение применяют во всех помещениях жилых и общественных зданий.

Комбинированное освещение предусматривают в помещениях производственного характера, в которых выполняется зрительная работа I—IV разрядов (помещения для ювелирных и гравёрных работ, ремонта часов, телевизоров, радиоаппаратуры, микрокалькуляторов, обуви, металлоизделий и т. п.).

Аварийным освещением оборудуют: диспетчерские; операторские; машинные залы вычислительных центров; киноаппаратные; помещения узлов связи; электрощитовые; здравпункты; дежурные пожарные посты; посты постоянной охраны; гардеробы с числом мест хранения 300 и более; детские комнаты; торговые залы магазинов; помещения детских дошкольных учреждений; вестибули гостиниц; залы ресторанов; помещения спасательного фонда гостиниц и турбаз; операционные блоки; реанимационные, родовые, перевязочные, процедурные, приемные отделения; лаборатории срочного анализа; учреждения здравоохранения; посты дежурных медицинских сестер; помещения оперативной части, хранения ящиков выездных бригад, аптечных комнат, станций (отделений) скорой медицинской помощи; машинные отделения лифтов; тепловые пункты и насосные жилых зданий.

Аварийное освещение предусматривают только при постоянном пребывании дежурного персонала, а также в том случае, если электроприемники данных помещений относятся к нагрузкам первой категории по надежности электроснабжения (см. табл. 12.1).

Эвакуационным освещением оборудуют:

помещения, в которых одновременно могут находиться более 100 чел. (аудитории, обеденные, актовые, конференц-залы);

торговые залы общей площадью 90 м² и более и пути выхода из них, транспортные тоннели торговых предприятий;

проходные помещения, коридоры, холлы, фойе, вестибюли и лестницы, служащие для эвакуации людей из зданий, в которых работают или постоянно пребывают одновременно более 50 чел., а также из здравпунктов, лечебно-профилактических учреждений, книго- и архивохранилищ, детских дошкольных учреждений независимо от числа лиц, пребывающих там;

залы плавательных бассейнов, спортивные и актовые залы, раздевалки и кухни;

помещения бань;

помещения электросветолечения, раздевалки, душевые и ван-ные залы отделений грязелечения и восстановительного лечения лечебно-профилактических учреждений;

помещениях с постоянно работающими в них людьми, если вследствие отключения рабочего освещения и продолжения при этом работы производственного оборудования может возникнуть опасность травматизма (ремонтные мастерские, производственные помещения предприятий общественного питания, прачечных).

В жилых зданиях эвакуационное освещение следует устраивать при высоте шесть этажей и более, а в общежитиях — при числе проживающих 50 чел. и более. Светильники эвакуационного освещения нужно устанавливать по линиям основных проходов: в вестибюлях, лифтовых холлах и на площадках перед лифтами, а также в коридорах при их длине более 10 м.

Линии освещения лестничных клеток нужно присоединять к сети эвакуационного освещения, сеть которого в этом случае не предусматривают.

Световые указатели «Выход» нужно устанавливать в следующих местах:

у выходов с эстрад конференц-залов и актовых залов;

у выходов из коридоров, к которым примыкают помещения с общей численностью постоянно пребывающих в них более 50 чел.;

вдоль коридоров длиной более 25 м и в общежитиях коридорного типа вместимостью более 50 чел. на этаже. При этом световые указатели должны устанавливаться на расстоянии не более 25 м друг от друга, а также в местах поворотов коридоров;

у выходов для покупателей во всех магазинах с общей площадью торговых залов 180 м² и более, а в магазинах самообслуживания — 110 м² и более.

Световые указатели «Выход» целесообразно присоединять к сети эвакуационного или аварийного освещения и устанавливать на высоте не ниже 2 м.

Для дежурного освещения вестибюлей, коридоров, актовых, торговых и конференц-залов используют светильники эвакуационного освещения или часть светильников рабочего освещения с питанием их от самостоятельной групповой линии.

Общее освещение общественных зданий выполняют преимущественно люминесцентными лампами. Освещение помещений для занятий в общеобразовательных школах и профессионально-технических училищах нужно выполнять только люминесцентными лампами.

Лампы накаливания следует применять для освещения следующих помещений;

помещения, где по технологическим требованиям недопустимо применение люминесцентных ламп (например, помещения для работы с материалами, которые под воздействием излучения люминесцентных ламп теряют свои свойства, помещения, где радиопомехи, создаваемые светильниками с разрядными лампами, недопустимы для работы технологического оборудования);

киноаппаратные, помещения для звукозаписи и т. п.;

помещения, для оформления интерьера которых требуются лампы накаливания (залы кафе и ресторанов, фойе и т. п.);

помещения детских оздоровительных лагерей, используемые только в летнее время;

вспомогательные помещения (кладовки, машинные отделения лифтов, электрощитовые, технические подполья и т. п.);

моечные, душевые и парильни в банях;

охлаждаемые помещения и холодильные камеры.

Разрядные лампы высокого давления типа ДРИ рекомендуется применять для освещения следующих помещений:

помещения III группы по характеру зрительной работы (см. СНиП II-4-79) — вестибюли, гардеробные, фойе, парадные лестницы и т. п.;

спортзалы высотой более 7 м;

помещения, для освещения которых применяют щелевые и плоские световоды;

производственные помещения, приравненные к промышленным (например, цехи прачечных производительностью 500 кг белья в смену и более).

В помещениях III группы и торговых залах магазинов с невысокими требованиями к цветопередаче можно применять лампы типов ДРИ и НЛВД, если они используются совместно в специально для них изготовленных светильниках.

В качестве примера на рис. 12.8 представлены элементы оформления на рабочих чертежах планов осветительных установок.

На рис. 12,8, в показан случай общего изображения сдвоенных светильников с лампами типа ДРЛ. На рис. 12,8, г приведены три варианта изображения рядов люминесцентных светильников: ряда, питаемого одной группой; такого же ряда с выделением аварийных светильников; ряда, питаемого тремя группами.

На планах приводят спецификацию конструктивных узлов. Кроме того, ОАО «Тяжпромэлектропроект» рекомендует приводить

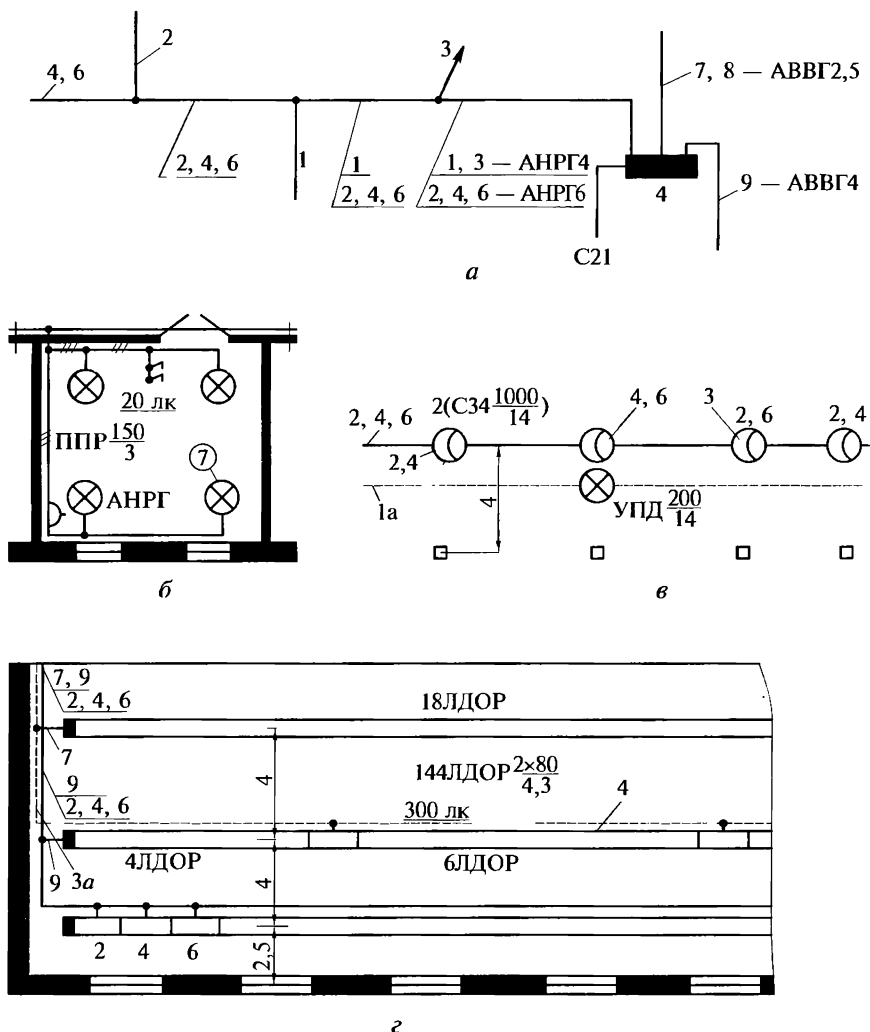


Рис. 12.8. Элементы планов осветительных установок на рабочих чертежах:

a — схема питающей сети; *б, в, г* — схемы размещения ламп соответственно накаливания, типа ДРЛ и люминесцентных

спецификацию и всех основных материалов. На разрезах показывают строительную часть здания, контуры оборудования, места прохождения линий сети.

Электродвигатели, обслуживающие общедомовые установки (насосы, вентиляторы, лифты и т.п.), а также их защитные и пусковые аппараты, должны быть доступны только для обслужи-

вающего персонала. Исключением являются кнопки управления лифтами, противопожарными устройствами и вентиляцией.

По одной линии должны получать питание не более четырех лифтов, расположенных в разных лестничных клетках и холлах. При наличии в лестничной клетке или лифтовом холле двух и более лифтов одного назначения они должны питаться от двух линий, каждая из которых присоединяется непосредственно к ВРУ или ГРЩ (см. подразд. 12.4).

Питание электроприемников противопожарных систем следует осуществлять в соответствии с их категорией по надежности электроснабжения.

При отсутствии технологического резерва электродвигатель пожарного насоса должен питаться по двум линиям, одна из которых должна быть присоединена непосредственно к щиту подстанции, ВРУ или ГРЩ. Переключение с одной линии на другую может осуществляться вручную или автоматически.

Электродвигатели, распределительные и групповые щитки, отдельно устанавливаемые коммутационные аппараты и аппараты защиты должны иметь степень защиты IP44. При меньшей степени защиты они должны быть установлены в шкафах со степенью защиты IP44 или в отдельных помещениях с ограждениями из трудносгораемых материалов.

12.3. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ

Расчетные электрические нагрузки сельских районов. Для расчета нагрузок в различных точках системы электроснабжения сельского хозяйства предварительно определяют нагрузки на вводах отдельных потребителей. Делают это по данным типовых проектов (табл. 12.2). Если для объекта предусмотрены только освещение и не более трех силовых электроприемников, то нагрузку на его вводе можно принимать равной арифметической сумме установленных мощностей электропотребителей. Нагрузку от уличного освещения учитывают по данным табл. 12.3. Для групп помещений с соизмеримой мощностью электропотребителей нагрузку на вводах определяют с учетом коэффициентов одновременности, значения которых приведены в табл. 12.4.

Расчетные нагрузки на вводе сельских жилых домов с электроплитами при проектировании внешних сетей напряжением 0,4 кВ принимают равными 6 кВт, а с электроплитами и водонагревателями — 7,5 кВт. Нагрузки бытовых кондиционеров учитывают путем увеличения расчетных нагрузок на вводах жилых домов на 1 кВт. В соответствии с методическими указаниями по

Таблица 12.2. Электрические нагрузки потребителей сельскохозяйственных районов

Объект	Установленная мощность электроприемников P , кВт	Расчетная нагрузка, кВт·А		Коэффициент мощности расчетной нагрузки ($\cos \varphi_p$)
		Дневной максимум $S_{p,д}$	Вечерний максимум $S_{p,в}$	
Молочная ферма: на 200 коров	90	50	50	0,76
на 800 коров	340	220	220	0,84
Свиноферма: на 400 свиней	510	240	200	0,92
на 800 свиней	830	402	294	0,92
Птицеферма на 10 тыс. кур-несушек	150	68	68	0,81
Комбикормовый завод производительностью 60 т/сут	1290	867	867	0,75
Гараж с профилакторием на 25 автомашин	85	40	20	0,75
Школа на 520 учащихся	125	51	56	0,89
Детские ясли на 140 мест	60	31	21	0,96
Дом культуры с залом на 400...600 мест	100	12	58	0,86

расчету электрических нагрузок в сетях напряжением 0,4...110 кВ сельскохозяйственного назначения расчетные активную и реактивную нагрузки целесообразно определять статистическим методом, т.е. по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней:

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_{cp i} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \sigma_{P_i})^2};$$

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{cp i} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \sigma_{Q_i})^2},$$
(12.1)

где n — число потребителей, или участков линии, или подстанций; $P_{ср\ i}$, $Q_{ср\ i}$ — средние значения дневных или вечерних активной и реактивной нагрузок на вводе i -го потребителя, или на i -м участке линии, или на шинах i -й подстанции; β — коэффициент надежности расчета; σ_{P_i} , σ_{Q_i} — средние квадратичные отклонения активной и реактивной нагрузок, осредненных на интервале времени 0,5 ч.

Статистические данные о нагрузках ($P_{ср\ i}$, $Q_{ср\ i}$, σ_{P_i} , σ_{Q_i}) всех рассматриваемых потребителей как для дневного, так и для вечернего максимумов используют при определении расчетных нагрузок сетей напряжением 0,4 кВ или подстанций напряжением

Таблица 12.3. Нагрузки уличного освещения в сельских населенных пунктах

Характеристика улиц	Расчетная нагрузка, В · А	
	на 1 м длины улицы	на 1 дом
Центральные улицы шириной свыше 20 м:		
с многоэтажной застройкой	5,7	200
с одноэтажной застройкой при ширине проезжей части около 10 м	3,5	140
Прочие улицы в сельских населенных пунктах	2,0	80

Таблица 12.4. Коэффициенты одновременности в сетях напряжением 0,4 кВ

Число потребителей	Значения k_0			
	для жилых домов с нагрузкой на вводе		для жилых домов с электроплитами и водонагревателями	для производственных потребителей
	до 2 кВт/дом включительно	свыше 2 кВт/дом		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 и более	0,22	0,18	0,12	0,30

35... 10/0,4 кВ. Суммирование проводят отдельно по вечерним и дневным нагрузкам и выбирают наибольшую полную расчетную нагрузку $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$.

Для определения нагрузок сетей напряжением 10... 110 кВ суммирование нагрузок трансформаторных подстанций (ТП) выполняют ежечасно по типовым суточным графикам активной и реактивной мощностей с учетом сезонности (дневные и вечерние максимумы отдельно не учитывают).

Если отсутствуют надежные статистические данные о нагрузках, то можно использовать методику расчета, базирующуюся на применении коэффициента одновременности (отношения совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимумов) нагрузок отдельных потребителей или их групп:

$$P_{p.d} = k_o \sum_{i=1}^n P_{di}; \quad P_{p.v} = k_o \sum_{i=1}^n P_{vi}, \quad (12.2)$$

где $P_{p.d}$, $P_{p.v}$ — расчетные дневная и вечерняя активные нагрузки на вводах всех потребителей, или на всех участках линии, или на шинах всех подстанций; k_o — коэффициент одновременности (см. табл. 12.4); P_{di} , P_{vi} — дневная и вечерняя активные нагрузки на вводе i -го потребителя, или на i -м участке линии, или на шинах i -й подстанции.

Определение расчетных нагрузок допускается по одному дневному режиму при суммировании производственных потребителей и одному вечернему при суммировании бытовых потребителей.

Расчетные электрические нагрузки городской сети. Расчет нагрузок городской сети включает в себя определение нагрузок отдельных потребителей (жилых домов, общественных зданий, коммунально-бытовых предприятий и т.д.) и элементов системы электроснабжения (распределительных линий, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов, центров питания и т.д.).

Если кроме нагрузок городской сети источник питает промышленные предприятия или сельскохозяйственные районы, то суммируют все нагрузки на шинах этого источника с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок.

Расчетную нагрузку питающих линий, на вводах и шинах напряжением 0,4 кВ ТП от электроприемников квартир определяют по формуле

$$P_{кв} = P_{кв.уд} n, \quad (12.3)$$

где $P_{кв.уд}$ — удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по табл. 12.5 в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха, кВт/квартира; n — число квартир, присоединенных к линии (ТП).

Таблица 12.5. Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий

Потребители электроэнергии	Удельная расчетная электрическая нагрузка, кВт/квартира, при числе квартир						
	1—5	6	9	10	15	18	24
Квартиры с плитами:							
на природном газе (в зданиях по типовым проектам)	4,5	2,8	2,3	2	1,8	1,65	1,4
на сжиженном газе (в том числе при групповых установках и на твердом топливе)	6	3,4	2,9	2,5	2,2	2	1,8
электрическими мощностью 8,5 кВт	10	5,1	3,8	3,2	2,8	2,6	2,2
Летние домики на участках садовых товариществ	4	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9

Окончание табл. 12.5

Потребители электроэнергии	Удельная расчетная электрическая нагрузка, кВт/квартира, при числе квартир						
	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры с плитами:							
на природном газе (в зданиях по типовым проектам)	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
на сжиженном газе (в том числе при групповых установках и на твердом топливе)	1,4	1,3	1,08	1	0,92	0,84	0,76
электрическими, мощностью 8,5 кВт	1,95	1,7	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
Летние домики на участках садовых товариществ	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

Примечания:

1. Удельные расчетные нагрузки для числа квартир, не указанного в таблице, определяют путем интерполяции.

2. Удельные расчетные нагрузки квартир учитывают нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т.д.), а также нагрузку слаботочных устройств и мелкого силового оборудования (щитки противопожарных устройств, автоматики, учета теплоты и т.п.).

3. Удельные расчетные нагрузки приведены для квартир средней общей площадью 70 м² (квартиры площадью от 35 до 90 м²) в зданиях по типовым проектам.

4. Расчетную нагрузку для квартир с повышенной комфортностью определяют в соответствии с заданием на проектирование или в соответствии с заявленной мощностью и коэффициентами спроса и одновременности.

5. Удельные расчетные нагрузки не учитывают покомнатное расселение семей в квартире.

6. Удельные расчетные нагрузки не учитывают общедомовую силовую нагрузку, осветительную и силовую нагрузку встроенных (пристроенных) помещений общественного назначения, нагрузку рекламы, а также применение в квартирах электрического отопления, электроводонагревателей и бытовых кондиционеров (кроме элитных квартир).

7. Для определения, при необходимости, значения утреннего или дневного максимума нагрузок в жилых домах с электрическими плитами следует применять коэффициент 0,7, а в жилых домах с плитами на газообразном или твердом топливе — 0,5.

8. Электрическую нагрузку жилых домов в период летнего максимума нагрузок можно определить, умножив значение нагрузки зимнего максимума на коэффициенты: 0,7 — для квартир с плитами на природном газе; 0,6 — для квартир с плитами на сжиженном газе или твердом топливе; 0,8 — для квартир с электрическими плитами.

9. Расчетные данные, приведенные в таблице, могут корректироваться для конкретного применения с учетом местных условий. При наличии документированных и утвержденных в установленном порядке экспериментальных данных расчет нагрузок следует производить по ним.

10. Нагрузку иллюминации мощностью до 10 кВт в расчетной нагрузке на вводе в здание не учитывают.

Расчетную нагрузку на вводах и шинах напряжением 0,4 кВ ТП при смешанном питании от них сети общего освещения, розеток, кухонных электрических плит и помещений общественного назначения в общежитиях коридорного типа определяют как сумму расчетных нагрузок питающих линий, умноженную на коэффициент одновременности, принимаемый равным 0,75.

Расчетную нагрузку линий питающих лифтовые установки определяют по формуле

$$P_{р.л} = K_{с.л} \sum_1^{n_л} P_{ni}, \quad (12.4)$$

где $K_{с.л}$ — коэффициент спроса для лифтовых установок, принимаемый по табл. 12.6 в зависимости от числа лифтовых установок и этажности зданий; $n_л$ — число лифтовых установок и, соответственно, число питаемых линий; P_{ni} — установленная мощность,

Таблица 12.6. Коэффициенты спроса для лифтовых установок

Число лифтовых установок	Значения $K_{с.л}$ для домов высотой		Число лифтовых установок	Значения $K_{с.л}$ для домов высотой	
	до 12 этажей	12 этажей и более		до 12 этажей	12 этажей и более
2, 3	0,8	0,9	10	0,5	0,6
4, 5	0,7	0,8	20	0,4	0,5
6	0,65	0,75	25 и более	0,35	0,4

Примечание. При числе лифтовых установок, не указанном в таблице, коэффициент спроса определяют интерполяцией.

кВт, электродвигателя i -го лифта, принимаемая по паспортным данным.

Расчетную нагрузку линий, питающих электродвигатели санитарно-технических устройств, определяют по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса.

Мощность электроприемников противопожарных устройств, уборочных механизмов, резервных электродвигателей при расчете электрических нагрузок питающих линий и вводов в здание не учитывают, за исключением тех случаев, когда она определяет выбор защитных аппаратов и площади сечений проводников.

Расчетную нагрузку жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяют по формуле

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + 0,9P_c, \quad (12.5)$$

где $P_{кв}$ — расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт;
 P_c — расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Полную нагрузку линии, питающей однородных потребителей (в однотипных жилых домах), определяют с учетом их коэффициента мощности, имеющего следующие значения:

<i>Потребители</i>	$\cos \varphi$
Квартиры с электрическими плитами	0,98
То же, с бытовыми кондиционерами воздуха	0,93
Квартиры с плитами на природном либо сжиженном газе или твердом топливе	0,96
То же, с бытовыми кондиционерами воздуха	0,92
Установки общего освещения в общежитиях коридорного типа	0,95
Хозяйственные насосы, вентиляционные установки и другие санитарно-технические устройства	0,8
Лифты	0,65

Коэффициент мощности распределительной линии, питающей один электродвигатель, следует принимать по его каталожным данным.

При расчете активной нагрузки линии напряжением 0,4 кВ, питающей неоднородных потребителей (жилые дома с разными типами кухонных плит, общественно-коммунальные предприятия, административные здания и др.) можно воспользоваться формулой

$$P_{л} = P_{\max} + \sum k_i P_i, \quad (12.6)$$

где $P_{\max}$ — наибольшая из нагрузок питаемых линией (нагрузка, формирующая максимум); k_i — коэффициент совмещения, учитывающий несовпадение максимумов нагрузки i -го потребителя относительно $P_{\max}$ (табл. 12.7); P_i — i -я нагрузка линии.

Таблица 12.7. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок потребителей

Потребители	Значения k , для случаев, когда формирующими максимум нагрузок потребителями являются жилые дома	
	с электроплитами	с газовыми плитами
Общеобразовательные школы, средние учебные заведения, профессионально-технические училища, библиотеки, предприятия торговли, поликлиники, ателье и комбинаты бытового обслуживания, предприятия коммунального обслуживания	0,5	0,4
Предприятия общественного питания, детские ясли-сады	0,4	0,4
Гостиницы	0,8	0,9
Кинотеатры	0,9	0,9
Жилые дома и общежития:		
с электроплитами	1,0	0,9
с газовыми плитами	0,9	1,0

Полная нагрузка линии, питающей неоднородных потребителей с различными $\cos \varphi$,

$$S_{\text{л}} = P_{\text{л}} / \cos \varphi_{\text{общ}} \quad (12.7)$$

Здесь $\cos \varphi_{\text{общ}}$ — общий коэффициент мощности, соответствующий общему коэффициенту реактивной нагрузки

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{общ}} = Q_{\text{л}} / P_{\text{л}}, \quad (12.8)$$

где $Q_{\text{л}}$ — суммарная реактивная нагрузка линии, рассчитываемая с учетом отдельных потребителей (по данным табл. 12.8).

Таблица 12.8. Удельная нагрузка, коэффициенты мощности и реактивной нагрузки электропотребителей общественных зданий и предприятий городов

Предприятия	Удельная нагрузка	Коэффициенты	
		мощности ($\cos \varphi$)	реактивной нагрузки ($\operatorname{tg} \varphi$)
Больницы многопрофильные с пищеблоками	2,2 кВт/койко-место	0,93	0,4

Предприятия	Удельная нагрузка	Коэффициенты	
		мощности (cos φ)	реактивной на- грузки (tg φ)
Поликлиники	0,15 кВт/посещение в смену	0,92	0,43
Кинотеатры и кинокон- цертные залы ¹	0,12/0,1 кВт/место	0,92/0,95	0,43/0,33
Театры, цирки, дворцы культуры, клубы	0,3 ... 0,4 кВт/место	0,9 ... 0,92	0,48 ... 0,43
Парикмахерские	1,3 кВт/ рабочее место	0,97	0,25
Гостиницы ¹	0,4/0,3 кВт/место	0,85/0,9	0,62/0,48
Общежития ²	0,4/0,1 кВт/место	0,95/0,93	0,33/0,4
Корпуса высших и средних специальных учебных заве- дений ¹ :			
учебные	0,04/0,03 кВт/м ² полезной площади	0,9/0,92	0,48/0,43
лабораторные	0,06/0,05 кВт/м ² по- лезной площади	0,87/0,85	0,57/0,62
Комбинаты бытового об- служивания населения	0,5 кВт/рабочее место	0,9	0,48
Фабрики-химчистки и пра- чечные самообслуживания	0,065 кВт/кг вещей в смену	0,8	0,75
Предприятия обществен- ного питания с числом мест от 400 до 600 включительно ³	0,9 ... 0,75 кВт/по- садочное место	0,98 0,85 ... 0,95	0,2 0,33
Продовольственные магазины ¹	0,14/0,11 кВт/м ² торгового зала	0,8/0,82	0,75/0,7
Промтоварные магазины ¹	0,11/0,08 кВт/м ² торгового зала	0,9/0,92	0,48/0,43
Универсамы ¹	0,13/0,1 кВт/м ² торгового зала	0,85/0,87	0,62/0,57
Детские ясли-сады ⁴	0,4/0,1 кВт/место	0,97/0,95	0,25/0,33

¹ Значения в числителе — при наличии кондиционирования воздуха, в знаменателе — при отсутствии.

² Значения в числителе — при наличии электроплит на кухнях, в знаменателе — при отсутствии.

³ Значения в числителе — для предприятий, электрифицированных полностью, в знаменателе — частично.

⁴ Значения в числителе — при наличии электрифицированного пищеблока, в знаменателе — при отсутствии.

Таблица 12.9. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторных подстанций напряжением 10 (20)/0,4 кВ

Нагрузка	Значения $k_{\text{ТП}}$ при числе трансформаторов				
	2	3—5	6—10	11—20	Более 20
Жилого сектора (70 % и более составляют нагрузки жилых домов и до 30 % — общественных зданий)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Общественного сектора (70 % и более составляют нагрузки общественных зданий и до 30 % — жилых домов)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Коммунально-промышленная (65 % и более составляют нагрузки промышленных и общественных зданий и до 35 % — жилых домов)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,56

Примечание. Если нагрузка промышленных предприятий составляет менее 30 % нагрузки общественного сектора, то значения $k_{\text{ТП}}$ принимают как для общественного сектора.

Активную и полную нагрузки трансформаторной подстанции определяют аналогично, но при этом учитывают всех потребителей данной ТП. Полученные нагрузки считают приведенными к шинам напряжением 0,4 кВ ТП.

При расчете активной нагрузки линии напряжением 10 кВ, питающей ряд ТП, пользуются формулой

$$P_{\text{л}} = k_{\text{ТП}} P_{\text{ТПс}}, \quad (12.9)$$

где $k_{\text{ТП}}$ — коэффициент совмещения максимумов нагрузок ТП (табл. 12.9); $P_{\text{ТПс}}$ — суммарная нагрузка отдельных ТП, присоединенных к линии.

Полную нагрузку линий напряжением 10 кВ определяют с учетом коэффициента мощности в период максимума нагрузки, принимаемого равным 0,92 (ему соответствует $\text{tg } \varphi = 0,43$).

Активную и полную нагрузки на шинах распределительного пункта (РП) определяют аналогично, но при этом учитывают все ТП, присоединенные к данному РП.

Расчетную нагрузку на шинах центра питания (ЦП) напряжением 10 кВ определяют с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских сетей, промышленных предприятий и других потребителей путем умножения суммы их нагрузок на коэффициент k_{max1} (табл. 12.10) или k_{max2} .

Коэффициент k_{max2} , называемый коэффициентом попадания максимума нагрузок потребителей в максимум энергосистемы, принимает следующие значения:

Таблица 12.10. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий

Характеристика жилого сектора	Значения $k_{\max}$ при отношении расчетной нагрузки промышленных предприятий к нагрузке городской сети $S_{\text{пром}}/S_{\text{гор}}$, %								
	Менее 20	20	60	100	150	200	300	400	Более 400
Квартиры с элек- троплитами: утренний мак- симум вечерний мак- симум	1	0,75	0,8	0,85	0,88	0,9	0,92	0,95	1
	1	0,85 ... 0,9	0,65 ... 0,85	0,55 ... 0,8	0,45 ... 0,76	0,4 ... 0,75	0,3 ... 0,7	0,3 ... 0,7	0,25 ... 0,65
Квартиры с газо- выми плитами: утренний мак- симум вечерний мак- симум	1	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,87	0,9	1
	1	0,85 ... 0,9	0,65 ... 0,85	0,55 ... 0,8	0,45 ... 0,76	0,4 ... 0,75	0,3 ... 0,7	0,3 ... 0,7	0,25 ... 0,65

Примечание. Меньшие значения принимают для одноэтажных, большие — для двух- и трехэтажных предприятий.

Осветительно-бытовые потребители	1,0
Промышленные предприятия:	
трехсменные	0,85
двухсменные	0,7...0,75
односменные	0,1...0,15
Электрифицированный транспорт	1,0
Сельскохозяйственные предприятия	0,7...0,75

Нагрузку на шинах напряжением 110 или 220 кВ при наличии на подстанции двухобмоточных трансформаторов напряжением 110...220/10 кВ находят по нагрузке на шинах ЦП напряжением 10 кВ.

При трехобмоточных трансформаторах нужно учитывать дополнительно нагрузку третьей обмотки.

12.4. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ

Схемы электрических сетей гражданских зданий должны быть просты и экономичны. Их строят исходя из требований, предъявляемых к надежности электроснабжения электроприемников зданий.

Вводно-распределительные устройства (ВРУ) для внутренней установки в жилых и общественных зданиях предназначены для приема, распределения и учета электроэнергии в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью.

Как правило, в здании нужно устанавливать одно общее ВРУ или главный распределительный щит (ГРЩ). В качестве примера на рис. 12.9 показаны общий вид и принципиальная электрическая схема главного распределительного щита ввода и учета типа ГЩВУ-II.

Увеличение числа ВРУ (ГРЩ) допускается при питании их от отдельно стоящей ТП и токовой нагрузке на каждом из вводов в нормальном и аварийном режимах более 400...630 А (в зависимости от номинального тока коммутационных и защитных аппаратов отходящих от ТП линий). В других случаях увеличение числа ВРУ (ГРЩ) допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

В жилых домах ВРУ следует размещать в средних секциях. В общественных зданиях ГРЩ или общее ВРУ нужно располагать у основного абонента независимо от числа предприятий, учреждений и организаций, размещенных в здании. У абонентов, расположенных в здании, целесообразно устанавливать самостоятельные ВРУ, питающиеся от общего ВРУ или ГРЩ здания.

аппараты защиты и управления должны находиться в металлическом шкафу или нише стены с запирающимися дверцами. Рукоятки аппаратов управления должны быть съемными или запираться на замки (вывод рукояток наружу не допускается).

Нельзя располагать ВРУ, ГРЩ и электрощитовые непосредственно под уборными, ванными комнатами, душевыми, кухнями пищеблоков, моечными и другими помещениями, связанными с использованием воды.

Прокладка через электрощитовые трубопроводов систем водоснабжения, отопления (за исключением трубопроводов отопления щитовой), а также вентиляционных и других коробов разрешается как исключение, если они не имеют в пределах щитовых помещений ответвлений, а также люков, задвижек, фланцев, вентиляей. При этом холодные трубопроводы должны иметь защиту от отпотевания, а горячие — тепловую нескораемую изоляцию.

Прокладка через электрощитовые газопроводов и трубопроводов с горючими жидкостями не допускается.

Все электрощитовые должны быть оборудованы естественной вентиляцией и электрическим освещением. В них должна поддерживаться температура не ниже 5 °С.

В жилых домах высотой четыре этажа и более число питающих линий обычно не превышает двух, а токовая нагрузка каждой питающей линии отходящей от ВРУ, не должна превышать 250 А. Число стояков в таких домах и схемы их подключения к питающим линиям и ВРУ выбирают, при разработке проекта электрообеспечения с учетом следующих рекомендаций:

в домах с плитами на газообразном и твердом топливе при числе этажей до 10, а также с электрическими плитами при числе этажей до пяти следует применять один стояк на секцию. Число стояков может быть увеличено по конструктивным соображениям или в случае соответствующего технико-экономического обоснования;

в домах с электрическими плитами при числе этажей более пяти до 17 следует применять один стояк на секцию с подключением к нему на каждом этаже до четырех квартир или два стояка с подключением к одному из них 40 % квартир, расположенных на верхних этажах, а к другому — 60 % квартир, расположенных на нижних этажах;

в домах высотой более 17 этажей следует применять два стояка на секцию с подключением на каждом этаже до четырех квартир.

В жилых зданиях, имеющих незадымляемые лестничные клетки, питание противопожарных устройств, эвакуационного и аварийного освещения следует выполнять от самостоятельного щита или отдельной панели по линиям, присоединенным к внешним питающим линиям до вводных аппаратов коммутационных ВРУ с устройствами автоматического включения резерва (АВР).

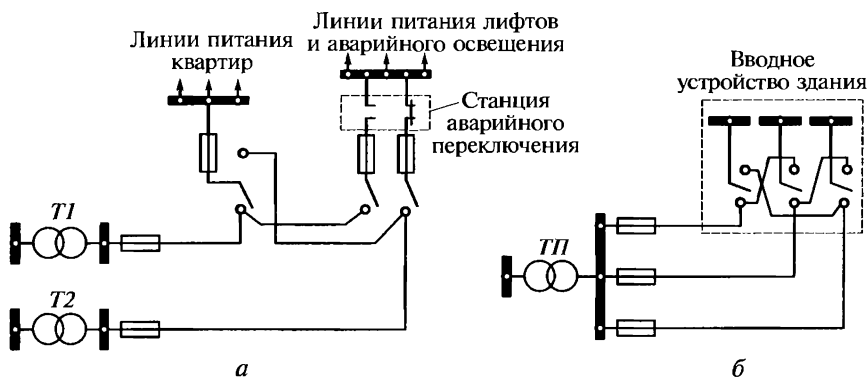


Рис. 12.10. Схемы электроснабжения:

а — зданий высотой 17 этажей и более с электроприемниками первой категории (лифты, пожарные насосы, сети дежурного освещения); *б* — крупных магазинов, столовых, ресторанов

В зданиях высотой 17 этажей и более к указанному ВРУ с устройством АВР следует подключать и лифты (рис. 12.10, *а*). Если на панелях противопожарных устройств имеются свободные места для размещения дополнительных коммутационных аппаратов защиты, то возможна их установка на этих местах для линий общедомовых сетей (например, рабочего освещения). Питание этих линий нужно осуществлять от распределительных панелей ВРУ.

В общественных зданиях независимо от категории надежности их электроснабжения электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации должны питаться от разных вводов, а при одном вводе — двумя линиями от этого ввода (рис. 12.10, *б*). Питающие линии указанных устройств необходимо подключать после вводных коммутационных аппаратов к распределительным панелям ВРУ или ГРЩ с устройством АВР. При этом отключение остальных потребителей не должно быть связано с отключением электроприемников противопожарных устройств.

Электродвигатели пожарных насосов должны иметь местное (непосредственно у электродвигателей) и дистанционное включение со шкафов пожарных кранов.

Управление системами дымоудаления и подпора воздуха должно быть автоматическим и дублироваться дистанционным управлением.

Питание сетей эвакуационного и аварийного освещения должно быть независимым от питания сетей рабочего освещения и выполняться при двух вводах в здание от разных вводов, а при одном вводе — по самостоятельным линиям, начиная от ВРУ или ГРЩ.

На вводах распределительных пунктов и щитков, присоединенных к одной питающей линии, аппараты управления допуска-

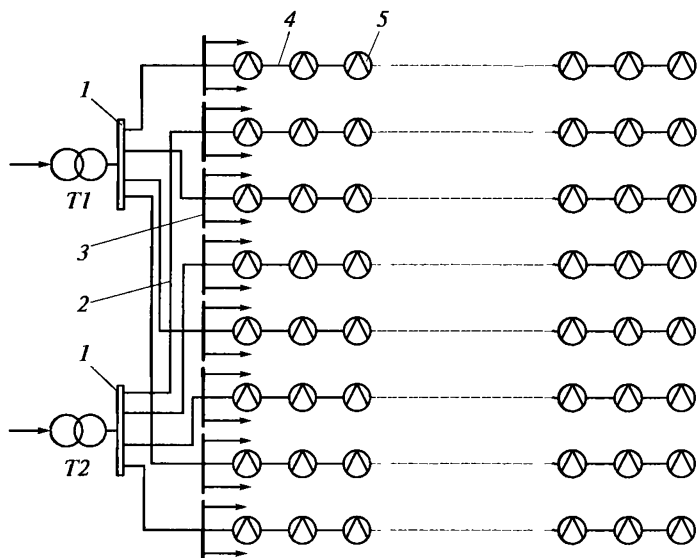


Рис. 12.11. Схема питания групповых щитков сети освещения:

1 — распределительный щит подстанции; 2 — питающая линия; 3 — групповой щиток; 4 — групповая сеть; 5 — светильник

ется не устанавливать при числе распределительных пунктов до пяти, а групповых щитков — до трех включительно. Исключение составляют силовые распределительные пункты горячих цехов предприятий общественного питания, на вводах которых установка аппаратов управления обязательна во всех случаях.

Электроэнергию к силовым распределительным щитам, пунктам и групповым щиткам сети электрического освещения подводят, как правило, по магистральной схеме.

Для присоединения мощных электродвигателей, групп электроприемников общего технологического назначения (например, встроенных пищеблоков, помещений вычислительных центров и т. п.), потребителей I категории по надежности электроснабжения целесообразнее применять радиальные схемы.

Питание сетей рабочего освещения помещений, в которых длительно могут находиться 600 человек и более (конференц-залы, актовые залы и т. п.), рекомендуется осуществлять от разных вводов, при этом к каждому вводу должно быть подключено около 50 % светильников (рис. 12.11).

Допустимая потеря напряжения в сети

$$\Delta U_{\text{д}} = U_{\text{х.х}} - U_{\text{мин}} - \Delta U_{\text{т}}, \quad (12.10)$$

где $U_{\text{х.х}}$ — номинальное напряжение при холостом ходе трансформатора; $U_{\text{мин}}$ — допускаемое минимальное напряжение у наиболее

удаленных ламп; ΔU_T — потеря напряжения в трансформаторе, приведенная ко вторичному напряжению.

Все значения в формуле (12.10) выражают в процентах.

Потерю напряжения ΔU_T , зависящую от мощности трансформатора, его загрузки и коэффициента мощности питаемых электроприемников, с достаточной точностью можно определить по формуле

$$\Delta U_T = \beta (U_{a.T} \cos \varphi + U_{p.T} \sin \varphi), \quad (12.11)$$

где β — коэффициент загрузки трансформатора; $U_{a.T}$ и $U_{p.T}$ — активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности на зажимах вторичной обработки трансформатора.

Значения $U_{a.T}$ и $U_{p.T}$ определяют по формулам

$$U_{a.T} = \frac{P_K}{P_N} 100; \quad (12.12)$$

$$U_{p.T} = \sqrt{U_K^2 - U_{a.T}^2}, \quad (12.13)$$

где P_K — потери короткого замыкания, кВт; P_N — номинальная мощность трансформатора, кВт·А; U_K — напряжение короткого замыкания, %.

Значения P_K и U_K приводятся в каталогах на трансформаторы.

Пример 12.1. Мощность трансформатора $P_N = 400$ кВт·А; $\cos \varphi = 0,95$; $\beta = 0,9$. Определить потерю напряжения в сети освещения гражданского здания.

Решение. Для трансформатора заданной мощности по каталогу находим: $P_K = 5,5$ кВт и $U_K = 4,5$ %.

Отсюда

$$\Delta U_{a.T} = \frac{5,5 \cdot 100}{400} \approx 1,38 \%; \quad \Delta U_{p.T} = \sqrt{4,5^2 - 1,38^2} = 4,28 \%;$$

$$\Delta U_T = 0,9(1,38 \cdot 0,95 + 4,28 \cdot 0,31) \approx 2,4 \%.$$

Принимая $U_{x.x} = 105$ %, находим $\Delta U_d = 105 - 97,5 - 2,4 = 5,1$ %.

Допустимые потери напряжения в сети освещения для наиболее распространенных мощностей трансформаторов приведены в [13]. Эти потери рассчитаны для $U_{\min} = 97,5$ % и при иных значениях должны быть соответственно изменены.

В общем виде потери напряжения в сети определяют по формулам:

в сетях без индуктивной нагрузки

$$\Delta U = IR; \quad (12.14)$$

в сетях с индуктивной нагрузкой

$$\Delta U = I(R \cos \varphi + X \sin \varphi), \quad (12.15)$$

где I — расчетный ток линии, А; R — активное сопротивление линии, Ом; X — индуктивное сопротивление линии, Ом; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

Активное сопротивление R , Ом, проводов и кабелей из цветных металлов (меди, алюминия) определяют по одной из следующих формул:

$$R = \frac{\rho L \cdot 10^6}{F}; \quad (12.16)$$

$$R = \frac{L \cdot 10^6}{\gamma F}, \quad (12.17)$$

где ρ — удельное сопротивление проводника, Ом·м; γ — удельная проводимость проводника, См/м; L — длина линии, м; F — площадь сечения проводника, мм².

Значения ρ и γ с учетом средней эксплуатационной температуры осветительных проводников 35 °С могут быть приняты:

для алюминиевых проводников

$$\rho = 33 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}; \gamma = 30,5 \cdot 10^6 \text{ См/м};$$

для медных проводников

$$\rho = 20 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}; \gamma = 50 \cdot 10^6 \text{ См/м}.$$

Активные сопротивления проводников, а также средние значения индуктивных сопротивлений при различных площадях сечениях, проводников и способах прокладки указаны в табл. 12.11.

Размещать распределительные пункты: силовые ящики (рис. 12.12) и щитки (рис. 12.13) следует, как правило, на тех же этажах, где расположены присоединяемые к ним электроприемники, которые рекомендуется объединять в группы с учетом их технологического назначения.

На предприятиях общественного питания и торговли от силовых распределительных сетей можно питать по магистральной схеме не более четырех электроприемников единичной мощностью до 3 кВт и не более двух мощностью до 5 кВт.

В учебно-производственных мастерских по магистральной схеме допускается питать до пяти силовых электроприемников станочного оборудования. При питании по магистральной схеме единичная мощность электроприемников не должна различаться более чем на 25 %.

Если в торговом зале имеется более двух кассовых аппаратов, их питание нужно осуществлять от двух линий. При этом число кассовых аппаратов, питаемых одной линией, не ограничивается.

Электроприемники холодильного и технологического оборудования совместно питать по магистральной схеме не допускается.

Таблица 12.11. Активное и индуктивное сопротивления проводников, Ом/км

Площадь сечения проводника, мм ²	Активное сопротивление проводников r при температуре 35°C		Индуктивное сопротивление проводников (среднее значение) x	
	медных	алюминевых	Кабели, провода в трубах и т. п.	Проводники при расстоянии между ними 15...40 см (провода на изоляторах, кликах и т. п.)
1,5	13,3	—	—	—
2,5	8,0	13,2	—	—
4	5,0	8,3	0,1	0,37
6	3,3	5,5	0,09	0,36
10	2,0	3,3	0,08	0,34
16	1,25	2,06	0,08	0,33
25	0,8	1,32	0,08	0,31
35	0,57	0,95	0,075	0,3
50	0,4	0,66	0,075	0,29
70	0,28	0,47	0,07	0,28
95	0,21	0,35	0,07	0,27
120	0,167	0,276	0,07	0,26
150	0,133	0,22	0,07	0,25
185	0,108	0,179	0,07	0,25
240	0,084	0,137	0,07	0,25

В лабораториях общеобразовательных школ, средних специальных учебных заведений и профессионально-технических училищ можно питать по магистральной схеме не более трех лабораторных щитков.

В кабинетах домоводства общеобразовательных школ, в пошивочных цехах ателье и комбинатов бытового обслуживания населения число присоединяемых к одной линии швейных машин, а также машин по ремонту и отделке обуви не ограничивается.

На чертежах электрооборудования здания сеть, идущую в трубах в полу, показывают по кратчайшей линии, над которой указывают способ и род прокладки, а также марку кабеля. Провода и кабели, прокладываемые в металлических трубах, обозначают бук-

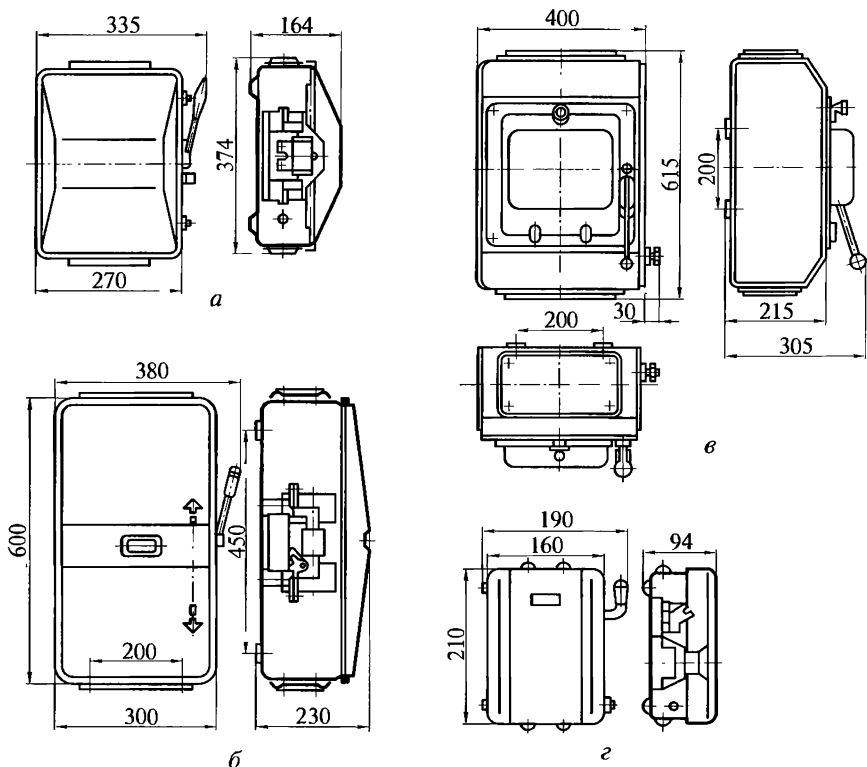


Рис. 12.12. Силовые ящики:

а — ЯБПВУ-1МУЗ; *б* — ЯБ1-243; *в* — ЯБПВУ-4УЗ; *г* — ЯРП-20УЗ

вой Т, в пластмассовых трубах — П, в металлорукавах — Мр, на тросе — Тс.

При расчете сетей дистанционного управления электротехническим и светотехническим оборудованием учитывают следующие положения:

у катушек аппаратов (магнитных пускателей, контакторов, реле) должно быть обеспечено напряжение не менее 85 % номинального;

в момент пуска при питании переменным током понижается по сравнению с рабочим режимом $\cos\phi$ и возрастает ток (в 10—15 раз), при питании постоянным током сила тока несколько уменьшается;

при определении площади сечения проводников сети управления учитывают сопротивления катушек, поскольку они вполне сопоставимы с сопротивлениями проводников.

При переменном токе площадь сечение проводников с малым индуктивным сопротивлением (провода в трубах, кабели и т.п.) определяют по формуле

$$F = \frac{2LI_{\text{н}}\rho \cdot 10^9}{U_{\text{н}} \left(\sqrt{1,4 - \sin^2 \varphi_{\text{н}}} - \cos \varphi_{\text{н}} \right)}, \quad (12.18)$$

где L — длина линии управления (в один конец), км; $I_{\text{н}}$ — пусковой ток катушки управляющего аппарата, А; ρ — удельное сопротивление проводника, Ом·м; $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение сети управления, В; $\varphi_{\text{н}}$ — угол сдвига фаз между $I_{\text{н}}$ и $U_{\text{н}}$.

Формула (12.18) может быть представлена в упрощенном виде:

$$F = \beta I_{\text{н}} L, \quad (12.19)$$

где

$$\beta = \frac{2\rho \cdot 10^9}{U_{\text{н}} \left(\sqrt{1,4 - \sin^2 \varphi_{\text{н}}} - \cos \varphi_{\text{н}} \right)}.$$

Числовые значения коэффициента β приведены в табл. 12.12.

Для сетей переменного тока с большим индуктивным сопротивлением (провода на изоляторах, воздушные линии) потеря напряжения (в процентах)

$$\Delta U_{\%} = \left(1 - \frac{Z_{\text{к}}}{Z'} \right) 100, \quad (12.20)$$

где $Z_{\text{к}}$ — полное сопротивление катушки, Ом, $Z_{\text{к}} = U_{\text{н}}/I_{\text{н}}$; Z' — полное сопротивление цепи с учетом сопротивления проводников и катушки, Ом.

Полное сопротивление цепи

$$Z' = \sqrt{(R_{\text{л}} + R_{\text{к}})^2 + (X_{\text{л}} + X_{\text{к}})^2}, \quad (12.21)$$

где $R_{\text{л}}$ — активное сопротивление цепи (линии), $R_{\text{л}} = 2\rho L \cdot 10^9/F$; $R_{\text{к}}$ — активное сопротивление катушки, $R_{\text{к}} = Z_{\text{к}} \cos \varphi_{\text{н}}$; $X_{\text{л}}$ — индуктивное сопротивление цепи (линии); $X_{\text{к}}$ — индуктивное сопротивление катушки, $X_{\text{к}} = Z_{\text{к}} \sin \varphi_{\text{н}}$.

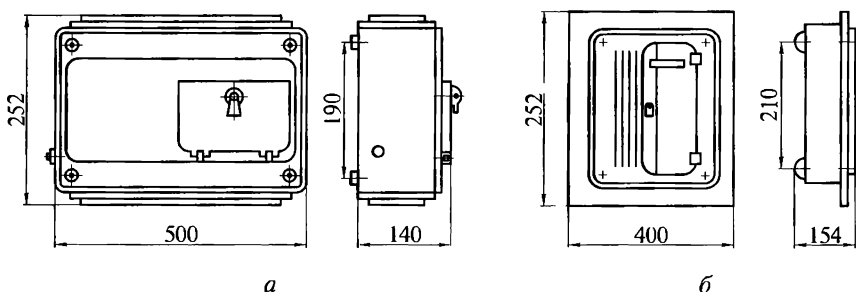


Рис. 12.13. Щитки силовой распределительной сети, устанавливаемые на стене (а) и в нише (б)

Таблица 12.12. Коэффициент β , учитывающий материал проводников, номинальное напряжение сети и коэффициент мощности нагрузки

$\cos \varphi_n$	Значения β при медных жилах и напряжении сети, В			Значения β при алюминиевых жилах и напряжении сети, В		
	127	220	380	127	220	380
1	1,57	0,91	0,52	2,6	1,51	0,86
0,95	1,47	0,86	0,49	2,44	1,43	0,81
0,9	1,43	0,83	0,475	2,37	1,38	0,79
0,85	1,36	0,79	0,45	2,26	1,31	0,75
0,8	1,3	0,75	0,43	2,16	1,24	0,71
0,75	1,24	0,72	0,41	2,06	1,19	0,68
0,7	1,17	0,68	0,39	1,94	1,13	0,65
0,65	1,1	0,64	0,37	1,83	1,06	0,61
0,6	1,04	0,6	0,345	1,73	1,0	0,57
0,55	0,99	0,57	0,33	1,64	0,95	0,55
0,5	0,93	0,54	0,31	1,55	0,9	0,52
0,45	0,89	0,51	0,3	1,48	0,85	0,5
0,4	0,83	0,48	0,275	1,38	0,8	0,46
0,35	0,78	0,45	0,26	1,29	0,75	0,43
0,3	0,72	0,415	0,24	1,19	0,69	0,4
0,25	0,665	0,385	0,22	1,1	0,64	0,365
0,2	0,62	0,335	0,205	1,03	0,59	0,34

При постоянном токе потерю напряжения (в процентах) в сетях дистанционного управления определяют по формуле

$$\Delta U_{\%} = \frac{0,85 I_p R_{\text{л}}}{U_n} 100, \quad (12.22)$$

где I_p — расчетный ток катушки, А.

Пример 12.2. Сеть управления, выполненная двужильным кабелем с медными жилами, питает катушку контактора. Данные контактора: $U_n = 220$ В; $I_n = 20$ А; $\cos \varphi_n = 0,3$. Длина линии (в один конец) $L = 1$ км. Определить площадь сечения кабеля.

Решение. Искомую площадь сечения находим по формуле (12.18):

$$F = \frac{2 \cdot 1 \cdot 20 \cdot 20 \cdot 10^9 \cdot 10^{-9}}{220(\sqrt{1,4 - 0,954^2} - 0,3)} \approx 9 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшую большую площадь сечения, равную 10 мм^2 .

Пример 12.3. Условия такие же, как в примере 12.2, но линия воздушная.

Решение. Предполагаем, что $F \geq 10 \text{ мм}^2$ (полное сопротивление линии Z' несколько больше, чем в примере 12.2, за счет наличия индуктивного сопротивления линии X_n). При $F = 10 \text{ мм}^2$ активное сопротивление линии

$$R_n = \frac{2\rho L \cdot 10^9}{F} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 1}{10} = 4 \text{ Ом}.$$

Активное сопротивление катушки контактора

$$R_k = \frac{U_n}{I_n} \cos \varphi_n = \frac{220}{20} \cdot 0,3 = 3,3 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление линии (находим с использованием данных табл. 12.11)

$$X_n = 2xL = 2 \cdot 0,34 \cdot 1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление катушки контактора

$$X_k = \frac{U_n}{I_n} \sin \varphi_n = \frac{220}{20} 0,954 = 10,5 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии определяем по формуле (12.21):

$$Z' = \sqrt{(4 + 3,3)^2 + (0,68 + 10,5)^2} = 13,35 \text{ Ом}.$$

Потерю напряжения находим по формуле (12.20):

$$\Delta U_{\%} = \left(1 - \frac{11}{13,35}\right) 100 = 17,6 \text{ \%}.$$

Полученное значение несколько выше допустимой потери напряжения (15 %), поэтому принимаем ближайшую большую, чем 10 мм^2 , стандартную площадь сечения, т.е. $F = 16 \text{ мм}^2$.

12.5. ОСОБЕННОСТИ УСТРОЙСТВА ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ

Распределительные и питающие силовые и осветительные сети гражданских зданий прокладывают двумя способами:

открыто — проводами в пластмассовых трубах и коробах из негорючих и труднотгораемых материалов, а также небронированными кабелями. В технических подпольях и этажах, помещениях инженерных служб, коридорах, подвалах и подпольях, питающие и групповые линии прокладывают на лотках, при этом высота прокладки проводников от уровня пола не нормируется;

скрыто — в каналах строительных конструкций без труб, в бороздах, штрабах и в негорючем слое подготовки пола (см. рис. 12.8) проводами в пластмассовых трубах и коробах.

На горизонтальных участках питающие линии можно прокладывать в пустотах железобетонных конструкций (без труб) и в пластмассовых трубах и коробах.

При отсутствии подвала или технического подполья разрешается прокладка этих линий в полу вышележащего этажа в пластмассовых трубах, уложенных в монолитный бетон.

Стояки питающих линий квартир, групповых линий лестничного освещения в жилых зданиях прокладывают скрыто в каналах строительных конструкций (электроблоков). В этих же конструкциях желательно размещать совмещенные этажные электрошкафы (щитки) и ящики для соединений и разветвлений проводников. Для прокладки стояков применяют комплектные токопроводы и трубы (при соответствующем технико-экономическом обосновании). В квартирах прокладка стояков не допускается.

Сети освещения лифтов в пределах шахт прокладывают скрыто в вертикальных каналах, железобетонных тубингах или открыто изолированными проводами без применения труб. Не допускается совместная прокладка взаиморезервируемых питающих и распределительных линий электроприемников противопожарных устройств, охранной сигнализации и других сетей в одной трубе, канале, а также коробе или лотке без разделительных перегородок. Эти линии могут быть проложены по общей трассе (в одной шахте, лестничной клетке, техническом подполье и т.п.), причем расстояние между трубами и каналами не нормируется.

Групповую сеть освещения прокладывают скрыто, в каналах и пустотах строительных конструкций, а при отсутствии такой возможности — в пластмассовых трубах.

При необходимости в проектах строительной части для прохода групповых сетей предусматривают каналы диаметром до 25 мм в железобетонных ригелях и колоннах.

Можно выполнять проводку скрытой без труб в бороздах стен, под штукатуркой, в слое подготовки пола и т. п. Открыто с соблюдением требований глав 2.1 и 7.1 ПУЭ [4] можно прокладывать провода в неотапливаемых подвалах, технических подпольях и коридорах, на чердаках, в сырых и особо сырых помещениях, насосных, тепловых пунктах, а также в зданиях, сооружаемых из деревянных конструкций.

В помещениях общественных зданий с нормальной средой допускается прокладка электрических групповых сетей в пластмассовых и металлических коробах и плинтусах из трудногорючих изоляционных материалов с каналами для прокладки электротехнических сетей.

В помещениях, в которых возможно перемещение технологического оборудования в связи с изменением производственного цикла (торговые, выставочные, демонстрационные и читальные залы, цехи предприятий бытового обслуживания, лаборатории и т. п.), а также в помещениях с гибкой планировкой для возможности переустройства электропроводок в процессе эксплуатации следует предусматривать в полу трубы или каналы с подпольными герметизированными закрывающимися коробками (модульные проводки).

Кабельные вводы в здание выполняют в трубах на глубине не менее 0,5 м и не более 2 м от поверхности земли. При этом в одну трубу нужно затягивать только один силовой кабель.

Трубы прокладывают с уклоном в сторону улицы. Трубы для ввода кабеля закладывают, как правило, непосредственно до помещения вводно-распределительного устройства. Концы труб, а также сами трубы при прокладке через стену должны иметь тщательную заделку для исключения возможности проникания в помещения влаги и газа.

При отсутствии возможности доступа посторонних лиц (кроме эксплуатирующего персонала) в подвалы и технические подполья здания в них допускается прокладка транзитных силовых кабелей напряжением до 1000 В, питающих электроэнергией другие здания. При этом кабели размещают в доступных местах открыто на кабельных конструкциях, лотках, в каналах строительных конструкций или неметаллических трубах.

Лотки с транзитными кабелями располагают ниже лотков, на которых прокладывают провода или кабели внутридомовых сетей. Допускается совместная прокладка транзитных кабелей и кабелей вводов в здание. Открытая прокладка транзитных электрических сетей через кладовые и складские помещения не допускается.

Внутренние электрические сети жилых и гражданских зданий, в том числе сети противопожарных устройств, цепей управления и сигнализации, выполняют, как правило, проводами и кабелями с медными жилами.

Провода электрических сетей силовых электроприемников постирочных цехов и помещений для приготовления растворов в прачечных должны быть с медными жилами в пластмассовой изоляции. Их прокладывают в полу в пластмассовых трубах. Выводы труб выше уровня пола и на участке до 1 м в подготовке пола выполняют в стальных трубах, защищенных от коррозии и проникания в них влаги.

Проводники с медными жилами применяют также в цепях датчиков (например, тепловых), контакты которых рассчитаны на присоединение медных проводников и кабелей связи с диаметром жилы 0,5... 1 мм при напряжении сети до 60 В.

Групповые линии освещения гражданских зданий могут быть одно-, двух- и трехфазными в зависимости от их протяженности и числа присоединенных светильников.

В жилых домах групповые линии должны быть, как правило, однофазными. Устройство трехфазных четырехпроводных вводов в квартирах допускается при едином энергетическом вводе.

Если по общим трассам прокладывают несколько групповых линий рабочего освещения, а в жилых зданиях — и линий питания усилителей телевизионных сигналов, то можно использовать для них общий нулевой провод. Допускается также объединение нулевых проводов линий аварийного и эвакуационного освещения. При этом нагрузка на нулевой провод не должна превышать допустимую по ПУЭ.

Объединение нулевых проводов линий рабочего и аварийного, а также рабочего и эвакуационного освещения не допускается, за исключением случаев применения трехфазных четырехпроводных шинопроводов, разные фазы которых разрешается использовать для рабочего и аварийного или эвакуационного освещения при условии подвода к шинопроводу самостоятельных линий питания рабочего и аварийного или эвакуационного освещения.

Для питания сети общего освещения и штепсельных розеток в квартирах жилых домов следует предусматривать две однофазные групповые линии на ток 6 и 10 (16) А, которые разрешается выполнять с учетом смешанного или раздельного питания указанных нагрузок.

Нагрев проводников вызывается прохождением по ним тока I , значение которого определяют по следующим формулам:

для трехфазной сети с нулевым проводом и без него при равномерной нагрузке фаз

$$I = \frac{P_3}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi}; \quad (12.23)$$

для двухфазной сети с нулевым проводом при равномерной нагрузке фаз

$$I = \frac{P_2}{2U_{\phi} \cos \varphi}; \quad (12.24)$$

для двухпроводной сети

$$I = \frac{P_1}{U_{\phi} \cos \varphi}; \quad (12.25)$$

для каждой из фаз двух- и трехфазных сетей с нулевым проводом при любой, в том числе и неравномерной, нагрузке

$$I = \frac{P_1}{U_{\phi} \cos \varphi}, \quad (12.26)$$

где P_3 , P_2 , P_1 — активные нагрузки (включая потери в пускорегулирующей аппаратуре газоразрядных ламп) соответственно трех, двух и одной фаз; U_{ϕ} , U_{ϕ} , U_{ϕ} — соответственно линейное, фазное и номинальное напряжения сети; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

При равномерной нагрузке фаз ток в нулевом проводе трехфазных сетей, питающих лампы накаливания, равен нулю, а ток сетей, питающих газоразрядные лампы, может достигать значения фазного тока.

В двухфазных трехпроводных сетях при равномерной нагрузке фаз ток в нулевом проводе при питании ламп накаливания равен фазному току; а при питании газоразрядных ламп может быть несколько больше фазного тока.

При неравномерной нагрузке фаз линейные токи будут неодинаковы. Если неравномерность невелика, выбор площади сечения проводов следует вести, как для линии с равномерной нагрузкой фаз, приняв в качестве расчетной утроенную нагрузку наиболее загруженной фазы. При существенной неравномерности нагрузки (например, при мощных ксеноновых светильниках) необходимо определять токи и площади сечения проводников отдельно для каждой фазы.

Для трехфазных линий с включением нагрузок на линейное напряжение линейные токи I_A , I_B , I_C зависят от порядка следования фаз ($A-B-C$ или $C-B-A$).

При прямом следовании фаз:

$$\begin{aligned} I_A &= \sqrt{I_{AB}^2 + I_{CA}^2 + 2I_{AB}I_{CA} \sin(\varphi_{AB} - \varphi_{CA} + 30^\circ)}; \\ I_B &= \sqrt{I_{BC}^2 + I_{AB}^2 + 2I_{BC}I_{AB} \sin(\varphi_{BC} - \varphi_{AB} + 30^\circ)}; \\ I_C &= \sqrt{I_{CA}^2 + I_{BC}^2 + 2I_{CA}I_{BC} \sin(\varphi_{CA} - \varphi_{BC} + 30^\circ)}. \end{aligned} \quad (12.27)$$

При обратном следовании фаз в каждой из формул (12.27) необходимо поменять местами индексы при углах φ (AB и CA , BC и

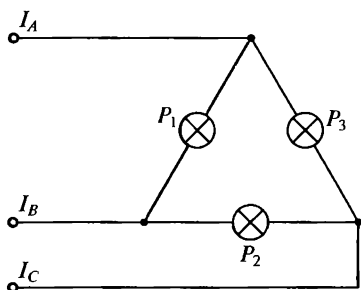


Рис. 12.14. Схема к примеру 12.4

AB, BC и CA). Так как порядок следования фаз при проектировании неизвестен и может меняться в процессе эксплуатации, необходимо определять линейные токи для обоих вариантов следования фаз.

Пример 12.4. Определить линейные токи в трехфазной сети (рис. 12.14), питающей две ксеноновые лампы по 20 кВт каждая и три лампы ДРИ общей мощностью 6 кВт (потери в пускорегулирующей аппаратуре составляют 6,6 кВт).

Решение. Для определения линейных токов предварительно находим фазные токи и углы φ : $I_{AB} = I_{BC} = 60$ А; $I_{CA} = 35$ А; $\varphi_{AB} = \varphi_{BC} = 26^\circ$; $\varphi_{CA} = 60^\circ$. При прямом следовании фаз

$$I_A = \sqrt{60^2 + 35^2 + 2 \cdot 60 \cdot 35 \sin(26^\circ - 60^\circ + 30^\circ)} = 67 \text{ А};$$

$$I_B = \sqrt{60^2 + 60^2 + 2 \cdot 60 \cdot 60 \sin(26^\circ - 26^\circ + 30^\circ)} = 104 \text{ А};$$

$$I_C = \sqrt{35^2 + 60^2 + 2 \cdot 35 \cdot 60 \sin(60^\circ - 26^\circ + 30^\circ)} = 93 \text{ А}.$$

При обратном следовании фаз

$$I_A = \sqrt{60^2 + 35^2 + 2 \cdot 60 \cdot 35 \sin(60^\circ - 26^\circ + 30^\circ)} = 93 \text{ А};$$

$$I_B = \sqrt{60^2 + 60^2 + 2 \cdot 60 \cdot 60 \sin(26^\circ - 26^\circ + 30^\circ)} = 104 \text{ А};$$

$$I_C = \sqrt{35^2 + 60^2 + 2 \cdot 35 \cdot 60 \sin(26^\circ - 60^\circ + 30^\circ)} = 67 \text{ А}.$$

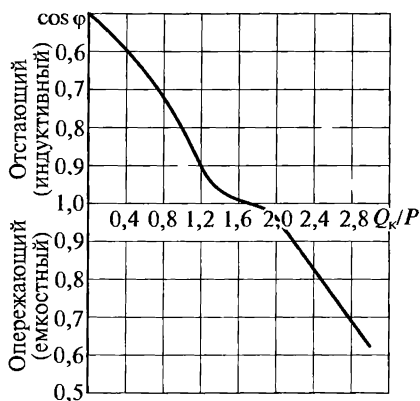
Площади сечения проводов и кабелей выбирают в соответствии с ПУЭ по условию нагрева длительным расчетным током в нормальном и послеаварийном режимах и проверяют по потере напряжения, соответствию току выбранного аппарата защиты, условиям окружающей среды.

Допустимую токовую нагрузку на провода, проложенные в трубах, принимают как для четырех проводов, проложенных в одной трубе.

В настоящее время светотехническая промышленность предоставляет комплектно с компенсирующими конденсаторами только светильники с люминесцентными лампами. Применение таких светильников без индивидуальной компенсации запрещено. Светильники с прочими газоразрядными лампами (ДРЛ, ДРИ и др.) компенсирующими конденсаторами, как правило, не комплектуют-

Рис. 12.15. График для определения $\cos \varphi$ в установках с лампами ДРЛ:

P — номинальная активная мощность ламп ДРЛ, включая потери в пускорегулирующей аппаратуре, кВт; Q_k — реактивная мощность подключаемых к сети освещения конденсаторов, квар



ся, и в необходимых случаях в проекте предусматривают групповую компенсацию реактивной мощности (см. гл. 6). Целесообразность последней выявляют технико-экономическими расчетами, в которых учитывают многие факторы, в том числе мощность газоразрядных ламп и ее долю в общей мощности освещения объекта, загрузку трансформаторов, характеристику электросиловых потребителей и т. д. При этом нередко оказывается, что применение конденсаторов в сетях освещения экономического эффекта не дает.

Реактивную мощность конденсаторов Q_k (в киловольт-амперах реактивных), необходимую для повышения $\cos \varphi_1$ до значения $\cos \varphi_2$, определяют по формуле

$$Q_k = P(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (12.28)$$

где P — активная мощность (номинальная мощность ламп накаливания и газоразрядных ламп с учетом потерь в пускорегулирующей аппаратуре), кВт.

Для расчета сетей с лампами ДРЛ используют приведенный на рис. 12.15 график, который позволяет определить $\cos \varphi$ по заданным значениям P и Q_k , а также найти Q_k по заданным значениям P и $\cos \varphi$.

Для определения по значениям активной P и реактивной Q мощностей полной мощности S и $\cos \varphi$ может быть использована номограмма, показанная на рис. 12.16.

При индивидуальной компенсации применяют конденсаторы малой мощности, основной характеристикой которых является емкость. Емкость (в микрофарадах) определяют по формуле

$$C = \frac{Q_k}{2\pi f U^2 \cdot 10^{-3}}, \quad (12.29)$$

где Q_k — мощность конденсатора, квар; f — частота переменного тока, Гц; U — напряжение на зажимах конденсатора, кВ.

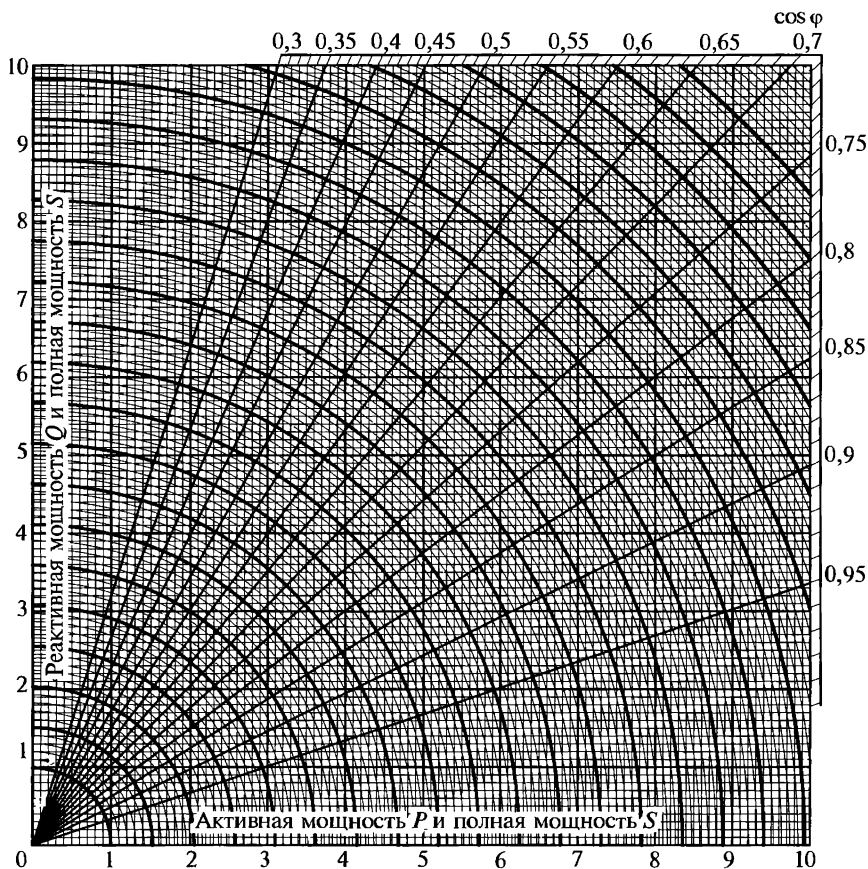


Рис. 12.16. Номограмма P - Q - S - $\cos \varphi$

Для индивидуальной компенсации реактивной мощности газоразрядных ламп преимущественно используют конденсаторы типа ЛС, для групповой компенсации на групповых линиях — конденсаторы типа КС мощностью 18 и 36 квар.

12.6. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, УСТАНОВЛИВАЕМЫЕ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ

Учет расхода электроэнергии в гражданских зданиях осуществляют в соответствии с требованиями ПУЭ, СН297—73 и СП 31-110—2003.

Расчетные счетчики электроэнергии устанавливают в точках балансового разграничения с энергоснабжающей организацией:

на ВРУ, ГРЩ и вводах низшего напряжения силовых трансформаторов ТП, в которых щит низшего напряжения обслуживается эксплуатационным персоналом абонента; на вводах в квартиры жилых домов.

Если от общего ввода осуществляется питание нескольких потребителей, обособленных в административно-хозяйственном отношении, допускается установка одного общего расчетного счетчика. В этом случае на вводе каждого потребителя (субабонента) устанавливают счетчик контрольного учета для расчетов с основным абонентом.

Электропотребители помещений общественного назначения, встроенных в жилые дома или пристроенных к ним, за расходуемую электроэнергию рассчитываются по счетчику, который устанавливают на вводе каждого помещения независимо от источника питания (ТП, ВРУ жилого дома или ВРУ одного из потребителей).

В жилых домах устанавливают один однофазный счетчик на каждую квартиру. В необходимых случаях допускается установка на квартиру одного трехфазного счетчика.

В общежитиях предусматривают централизованный учет расхода электроэнергии счетчиками, устанавливаемыми на вводах в здания. Для возможности расчетов за потребленную электроэнергию по дифференцированным тарифам в проектах должны быть приведены данные об установленной мощности и расчетной нагрузке электрических плит, освещения жилых комнат и помещений общего назначения, лифтов и других общедомовых потребителей. В общежитиях квартирного типа предусматривают счетчики контрольного учета электроэнергии, потребляемой каждой квартирой.

На ВРУ жилых домов устанавливают счетчики для раздельного учета электроэнергии, потребляемой сетями освещения общедомовых помещений, в том числе размещенных в цокольных или подвальных этажах, и силовыми электроприемниками (насосами и лифтами).

При питании противопожарных устройств, сетей эвакуационного освещения и лифтов от отдельного щита или панели в жилых домах высотой более 16 этажей учет расхода электроэнергии этими потребителями осуществляют по общему счетчику.

В домах высотой более трех этажей счетчики для квартир обычно размещают совместно с аппаратами защиты (автоматами) в этажных электрошкафах (щитках), устанавливаемых на лестничной клетке или в поэтажном коридоре. При установке квартирных щитков в прихожих квартир счетчики размещают на этих щитках.

Перед счетчиком, непосредственно включенным в сеть, на расстоянии не более 10 м по длине проводки должен быть установлен коммутационный аппарат или предохранитель, позволяющий снять напряжение со всех фаз, присоединенных к счетчику, для возможности безопасной замены последнего. Данное требование

не распространяется на расчетные счетчики, расположенные непосредственно в квартирах. В этих случаях коммутационные аппараты для снятия напряжения со счетчиков должны располагаться за пределами квартир.

В жилых домах для всех установленных в шкафу счетчиков разрешается использование общего коммутационного аппарата, рассчитанного на нагрузку присоединенных квартир.

После счетчика, включенного непосредственно в питающую сеть, должен быть установлен аппарат защиты на расстоянии не более 10 м по длине электропроводки. Если после счетчика отходят несколько линий, снабженных аппаратами защиты, установка общего аппарата защиты не требуется.

Амперметры и вольтметры на вводах в здания для контроля тока и напряжения в каждой фазе, если это признается целесообразным по условиям эксплуатации, разрешается устанавливать с учетом требований ПУЭ.

12.7. ЗАЗЕМЛЕНИЕ (ЗАНУЛЕНИЕ) И ЗАЩИТНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ В ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЯХ

В электроустановках жилых и общественных зданий защитное заземление (зануление) должно соответствовать требованиям глав 1.7, 7.1 ПУЭ [4] и СНиП 3.05.06—85. К помещениям общего пользования с повышенной опасностью в жилых зданиях относятся: лестничные клетки, поэтажные холлы и коридоры, технические подполья и этажи, подвалы, подсобные помещения в подвалах с токопроводящими полами, чердаки, машинные отделения лифтов, тепловые пункты, насосные, вентиляционные камеры, домовые котельные и постирочные, сушильные, гладильные, электрошитовые, мусоросборные камеры.

В жилых и общественных зданиях дополнительно к требованиям ПУЭ заземлению (занулению) подлежат:

бытовые электрические машины и приборы единичной мощностью более 1,3 кВт;

все стационарные и переносные электроприемники, не имеющие двойной или усиленной изоляции, стальные трубы и короба электропроводок, металлические корпуса щитов, щитков, шкафов в производственных цехах и холодильных камерах предприятий общественного питания, помещениях механизированной обработки и транспортировки продуктов, мастерских школ, машинных отделениях лифтовых установок и других аналогичных помещениях. Розетки, устанавливаемые в сети напряжением 380/220 В для подключения переносных и передвижных электроприемников, в указанных помещениях должны иметь защитные контакты, присоединяемые к сети заземления (зануления);

металлические корпуса ванн и душевых поддонов (должны быть соединены проводниками с металлическими трубами водопровода для выравнивания электрических потенциалов);

металлические корпуса светильников, встраиваемых или устанавливаемых в подвесные потолки, выполненные с применением металла.

Для заземления (зануления) в электроустановках различных назначений и напряжений используют одно общее заземляющее устройство. Это не относится к специальным заземлениям технологического оборудования и приборов (например, к заземлению оборудования в вычислительных центрах, инженерно-лабораторных корпусах, лечебно-профилактических учреждениях и др.).

Для заземления (зануления) металлических корпусов бытовых кондиционеров воздуха, стационарных и переносных бытовых приборов, не имеющих двойной или усиленной изоляции, бытовых электроприборов мощностью 1,3 кВт, корпусов трехфазных и однофазных электроплит, варочных котлов и другого электрооборудования используют отдельный проводник, площадь сечения которого выбирают такой же, как у фазного провода. Этот проводник прокладывают от щита или щитка, к которому подключен данный электроприемник (в линиях, питающих медицинскую аппаратуру, — от ВРУ или ГРЩ здания) и присоединяют к нулевому проводу питающей сети. Использование для этой цели рабочего нулевого провода электроприемника запрещается.

В остальных случаях площади сечения заземляющих и зануляющих защитных проводников должны приниматься в соответствии с главой 1.7 ПУЭ.

Запрещается использовать в качестве заземляющих (зануляющих) проводников металлические оболочки изоляционных труб, трубы из тонколистовой стали с фальцем, металлорукава, а также броню и свинцовые оболочки кабелей и сетей газоснабжения.

В жилых и общественных зданиях рекомендуется применять устройства защитного отключения (УЗО) с током срабатывания не более 30 мА и временем срабатывания до 100 мс (см. подразд. 11.4).

В жилых домах рекомендуется устанавливать УЗО на вводе в квартиру.

При этом номинальный ток УЗО должен быть рассчитан на нагрузку квартиры.

Рекомендуется также использовать УЗО для переносных электробытовых приборов.

В общественных зданиях область применения УЗО определяется заданием на проектирование.

Контрольные вопросы

1. Из каких элементов состоит структурная схема электроснабжения города?

2. Каких электропотребителей гражданских зданий относят к 1-й категории по надежности электроснабжения?

3. Какие виды электроприемников характерны для гражданских зданий?

4. Как определяют нагрузки электрических сетей в сельских районах?

5. Как определяют нагрузки городских электрических сетей?

6. Перечислите особенности устройства внутренних электрических сетей гражданских зданий.

7. Какие измерительные приборы устанавливают в электросетях гражданских зданий?

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ

13.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В процессе эксплуатации электрических установок могут возникать перегрузки отдельных участков сети, короткие замыкания, резкие понижения напряжения и другие ненормальные режимы работы электросетей. Сверхтоки перегрузки и коротких замыканий приводят к опасным перегревам проводников и аппаратов, к их повреждению, возникновению электрической дуги. Резкое снижение напряжения в сети может привести к нарушению устойчивости работы электрической системы или ее узлов. Чем дольше не отключен неисправный элемент сети, тем серьезней и в большем объеме могут быть повреждения оборудования. Отсюда следует, что в каждой электрической установке необходимо обеспечить быстрое автоматическое отключение поврежденного участка (и только его!), сохранив в работе все остальные части системы.

Для этой цели предназначена *релейная защита*, представляющая собой комплект специальных устройств, обеспечивающих автоматическое отключение поврежденной части электрической сети или установки. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита должна обеспечить сигнализацию о неисправности. Специальные аппараты, обеспечивающие автоматическое воздействие на устройства отключения или сигнализации при нарушении нормального режима работы электроустановки, называются *реле*.

Реле могут контролировать напряжение, ток, мощность, сопротивление и другие параметры электрической сети. При отклонении контролируемого параметра от заданного значения реле срабатывает и замыкает цепь соответствующих выключателей, которые отключают поврежденный элемент или участок сети.

Релейная защита должна обеспечивать быстроту и избирательность действия, надежность работы и чувствительность. Кроме того, стоимость релейной защиты должна быть по возможности небольшой.

Быстрота действия релейной защиты предотвращает расстройство функционирования системы и нарушение нормальной работы приемников при коротком замыкании и значительных понижениях напряжения. По времени действия релейные защиты можно разделить на быстродействующие (полное время отключения составляет примерно 0,06 ... 0,2 с, что соответствует 2... 10 периодам изменения тока) и с выдержкой времени (специально создается замедление действия).

Избирательность действия релейной защиты в выявлении поврежденного участка и его отключении; при этом неповрежденная часть электроустановки остается в работе.

Надежность работы релейной защиты заключается в ее правильном и безотказном действии во всех предусмотренных случаях. Она обеспечивается применением высококачественных реле и современных схем защиты, тщательным выполнением монтажа и квалифицированными эксплуатацией и обслуживанием защитных устройств.

Чувствительность релейной защиты называют ее способность реагировать на самые малые изменения контролируемого параметра. Благодаря этому уменьшаются разрушения поврежденного элемента и быстро восстанавливаются нормальные условия работы неповрежденной части электроустановки. Чувствительность всех видов защиты оценивают коэффициентом чувствительности, значение которого нормируется ПУЭ.

13.2. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕЛЕ

Все реле по назначению разделяют на следующие типы:

основные — непосредственно воспринимают изменение электрических параметров (тока, напряжения, мощности, частоты и т. п.); к ним относятся реле тока, напряжения, мощности и др.;

вспомогательные — выполняют в схемах защиты дополнительные функции (например, выдержки времени, передачи команды от одних реле к другим, воздействия на выключатели, сигналы и т. п.); к ним относятся реле времени, промежуточные и др.;

указательные — реагируют на действие защиты (сигнализируют о срабатывании других реле).

Реле срабатывает при выходе электрического параметра за установленные пределы. В зависимости от характера изменения параметра, вызывающего срабатывание реле, различают следующие типы реле:

максимального действия — срабатывают, когда электрический параметр превышает определенное, заранее установленное значение;

минимального действия — срабатывают, когда электрический параметр становится менее определенного, заранее установленного значения;

дифференциального действия — реагируют на разность значений электрического параметра.

По способу воздействия на выключающий аппарат различают реле *прямого* и *косвенного действия*, а по способу присоединения к основной цепи — *первичные* и *вторичные*.

На рис. 13.1, *а* приведена схема максимальной токовой защиты с электромагнитным первичным реле прямого действия. При превышении током установленного значения стальной сердечник *1* втягивается в катушку и поворачивает рычаг *б*, который перемещает вниз тягу *5*. Тяга освобождает защелку *4*, и выключатель *2* под действием пружины *3* отключается. Для таких реле не требуется наличия источника оперативного тока, но их существенный недостаток заключается в том, что для освобождения защелки *4* выключателя необходимо значительное механическое усилие, вследствие чего они не обладают необходимой точностью и чувствительностью.

Первичные реле прямого действия применяют в сетях напряжением до 1000 В. Их не используют в установках напряжением свыше 1000 В, так как при этом изоляцию обмотки реле следовало бы рассчитывать на напряжение свыше 1000 В. В указанном случае чаще используют вторичные реле прямого действия (рис. 13.1, *б*), обмотки которых включаются в цепь через измерительный транс-

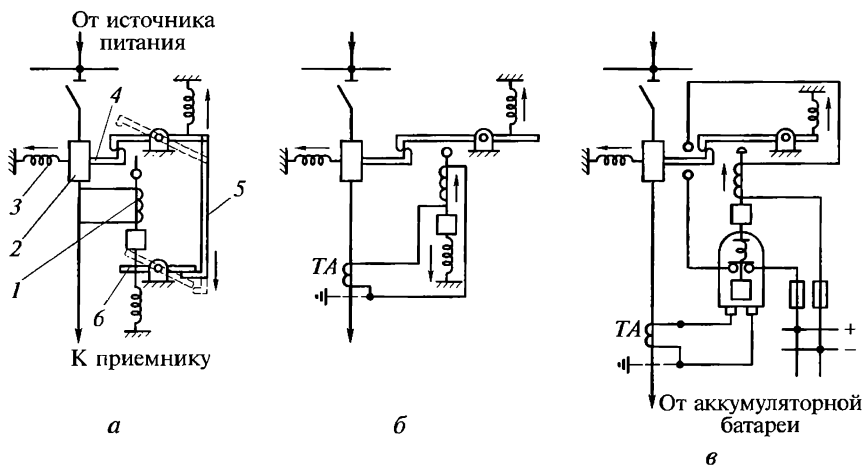


Рис. 13.1. Схемы максимальной защиты:

а — с электромагнитным первичным реле прямого действия; *б* — с вторичным реле прямого действия, *в* — с вторичным реле косвенного действия; *1* — сердечник; *2* — выключатель; *3* — пружина; *4* — защелка; *5* — тяга; *б* — рычаг

форматор тока *ТА*. Такие реле имеются, например, в автоматических приводах масляных выключателей.

Наиболее совершенными являются вторичные реле косвенного действия (рис. 13.1, *в*), которые не оказывают непосредственного механического воздействия на отключающий механизм выключателя, а подают электрический импульс в отключающую катушку. Вторичные реле косвенного действия имеют небольшие размеры и высокую чувствительностью, поскольку по их катушкам обычно протекает малый ток срабатывания, а работа, выполняемая исполнительным органом, невелика. Наладка вторичных реле не требует отключения защитного элемента. Недостатком схемы защиты с вторичным реле косвенного действия является необходимость применения трансформаторов тока и источников оперативного тока. В качестве оперативного используется как постоянный, так и переменный ток. Постоянный ток применяют в схемах релейной защиты, поскольку при этом обеспечивается высокая надежность их работы, независимо от состояния цепей переменного тока. Источником постоянного оперативного тока обычно является аккумуляторная батарея. Схемы релейной защиты на переменном оперативном токе отличаются простотой и малой стоимостью.

По принципу воздействия на управляемую цепь реле делятся на *контактные* и *бесконтактные*.

По принципу работы электрические реле подразделяются на *электромагнитные, индукционные, электродинамические, магнитоэлектрические* и *тепловые*.

13.3. КОНСТРУКЦИЯ ВТОРИЧНЫХ РЕЛЕ

Основными частями электромагнитных реле, являются катушка, подвижный стальной сердечник и контакты.

Устройство электромагнитного реле максимального тока типа ЭТ показано на рис. 13.2. Магнитный поток, создаваемый катушками *1* в неподвижном магнитопроводе *4*, пронизывает Z-образный поворотный стальной якорь *2*. Под действием потока якорь стремится повернуться, но этому противодействует укрепленная на одной оси с якорем спиральная пружина *3*.

При определенном токе сила, действующая на якорь, преодолевает противодействие пружины. Якорь поворачивается, и контактный мостик *7* замыкает неподвижные контакты *8*, что обеспечивает подачу импульса на отключение выключателя. При уменьшении тока до определенного значения якорь под действием пружины *3* возвращается в исходное положение. Уставку реле на определенный ток срабатывания регулируют перестановкой по шкале *5* рычага *6*, действующего на спиральную пружину *3*. Аналогично

устроены реле напряжения типа РН и реле тока типа РТ. Реле указанных типов различаются диапазоном уставок, числом и исполнением контактов.

Индукционные реле используют в своей работе принцип взаимодействия переменных магнитных потоков с токами, которые индуцируются в подвижной части реле (обычно такой подвижной частью является диск). Поэтому индукционные реле работают только на переменном токе.

Основными элементами индукционного реле времени (рис. 13.3) являются неподвижный магнитопровод 6 с обмоткой 5, подвижный алюминиевый диск 3, укрепленный на оси 2, и механизм выдержки времени, состоящей из червяка 7 и сегмента 8. Необходимые для получения вращающего момента диска два магнитных потока, сдвинутых пространственно и по фазе, создаются благодаря расщепленным полюсам электромагнита, частично охваченным короткозамкнутыми витками 4 в виде медных колец. Взаимодействие магнитных потоков с токами, индуцируемыми в диске, создает момент, под действием которого диск вращается. При токе в обмотке реле, превосходящем ток срабатывания реле, происходит смещение оси 2 диска и сцепление зубчатого

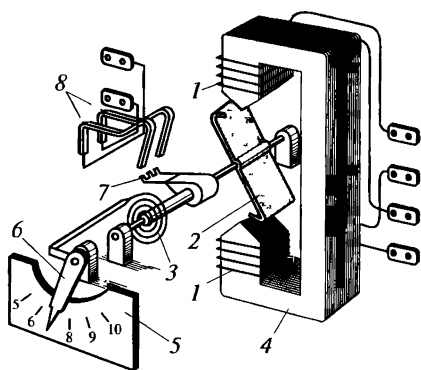


Рис. 13.2. Электромагнитное реле типа ЭТ:

1 — катушка; 2 — стальной якорь; 3 — пружина; 4 — магнитопровод; 5 — шкала; 6 — рычаг; 7 — контактный мостик; 8 — неподвижные контакты

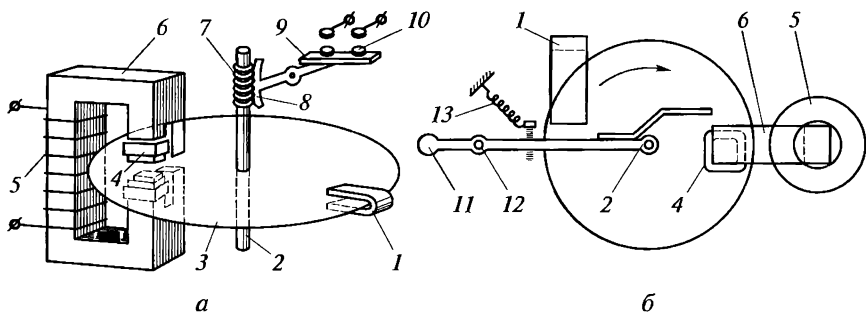


Рис. 13.3. Индукционное реле времени типа ИТ:

а — вид с лицевой стороны; *б* — вид сверху; 1 — постоянный магнит; 2 — ось; 3 — алюминиевый диск; 4 — короткозамкнутый виток; 5 — обмотка; 6 — магнитопровод; 7 — червяк; 8 — сегмент; 9 — пластина; 10 — контакты; 11 — рычаг; 12 — ось; 13 — пружина

сегмента 8 с червяком 7, укрепленным на той же оси. Под действием вращающегося червяка сегмент 8 перемещается, и в результате происходит замыкание контактов 10. Торможение диска осуществляется магнитным полем постоянного магнита 1, охватывающего диск. Контактная пластина 9 с контактами 10, укрепленная на рычаге 11, вращается вокруг оси 12. В исходное положение она возвращается под действием пружины 13.

Чем больше ток в обмотке реле, тем быстрее вращается диск с червяком и тем скорее сегмент проходит путь, необходимый для срабатывания реле. Этим обеспечивается зависимость времени срабатывания реле от тока в обмотке реле.

Кроме индукционного элемента реле типа ИТ имеет и электромагнитный элемент (не показанный на рис. 13.3), который обеспечивает мгновенное срабатывание реле при больших токах.

Электродинамические и магнитоэлектрические реле получили в релейной защите незначительное распространение.

13.4. ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Для защиты от междуфазных коротких замыканий широко применяют максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Их используют также для защиты от однофазных замыканий на землю.

Максимальной токовой защитой называют защиту, действующую в случаях, когда ток в защищаемой цепи превышает значение, равное максимальному рабочему току этой цепи. Такая защита является наиболее надежной, дешевой и простой по выполнению. Ее применяют для защиты кабельных и воздушных линий при одностороннем их питании, генераторов, трансформаторов, высоковольтных электродвигателей.

Максимальная токовая защита относится к защитам с выдержкой времени. Ее обычно выполняют с помощью электромагнитных реле максимального тока и реле времени.

На рис. 13.4, а показана принципиальная однолинейная схема максимальной защиты, выполненной с помощью электромагнитного реле максимального тока *КА* и реле времени *КТ*. В нормальном режиме работы защищаемого звена контакты реле *КА* и *КТ* разомкнуты. При увеличении тока в обмотке реле *КА* до определенного значения $I_{сз}$ (ток срабатывания защиты) оно срабатывает и замыкает своими контактами цепь обмотки реле времени *КТ*. Последнее приходит в действие и через заданную выдержку времени замыкает контактами цепь постоянного тока отключающей катушки *УАТ* привода выключателя *QF*. В результате выключатель отключается. В оперативной цепи постоянного тока находятся блок-контакты *SQ* привода выключателя *QF*. Если бы этих блок-контактов не было, контакты реле *КТ* размыкались бы при наличии

Рис. 13.4. Принципиальная однолинейная схема (а) и характеристика (б) максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени

тока в цепи отключающей катушки привода, вследствие чего могли бы быть повреждены из-за недостаточной мощности на размыкание.

Время действия защиты t_3 (рис. 13.4, б) зависит от времени срабатывания реле KT и не зависит от тока в обмотке токового реле KA , поэтому такую защиту называют защитой с *независимой выдержкой времени*.

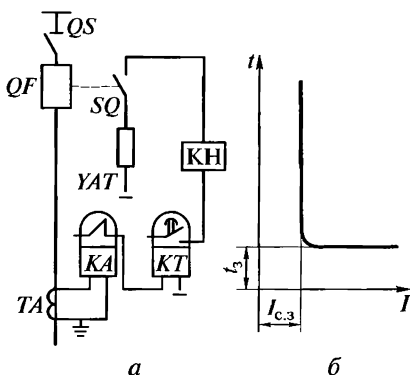
Указательное реле KN является вспомогательным и служит для сигнализации срабатывания реле.

В радиальных сетях с односторонним питанием максимальную токовую защиту выполняют с питающей стороны каждой линии. При этом для обеспечения селективности отключения выдержку времени защиты подбирают по ступенчатому принципу, согласно которому у каждой последующей защиты, считая по направлению к источнику питания, выдержку времени принимают на ступень времени больше, чем у предыдущей.

Рассмотрим пример выполнения защиты от однофазного короткого замыкания на землю кабельной сети напряжением 6 (10) кВ с заземленной нейтралью (рис. 13.5). Действие защиты основано на том, что в нормальном режиме суммарный поток, создаваемый трехфазной системой токов в жилах кабеля, равен нулю. При замыкании на землю одной из фаз I кабеля симметрия токов нарушается и возникает магнитный поток в магнитопроводе 4, который наводит ЭДС в обмотке 3 трансформатора тока TA . В результате в цепи реле KA появляется ток и реле срабатывает.

Токовая отсечка может быть быстродействующей или с выдержкой времени (0,5...1 с). В отличие от максимальной токовой защиты отсечка заранее ограничивается зоной действия. Это делается для обеспечения селективности (избирательности действия), которая достигается путем выбора тока срабатывания отсечки, а не выдержки времени, как при максимальной токовой защите.

Известно, что ток короткого замыкания в линии (рис. 13.6, а) определяется значением сопротивления от источника питания до места повреждения и уменьшается с удалением последнего, о чем свидетельствует кривая на рис. 13.6, б. Наименьший ток короткого замыкания возникает при повреждении в конце линии (в точке KI), а наибольший — в ее начале (в точке $K3$). Токовое реле KA



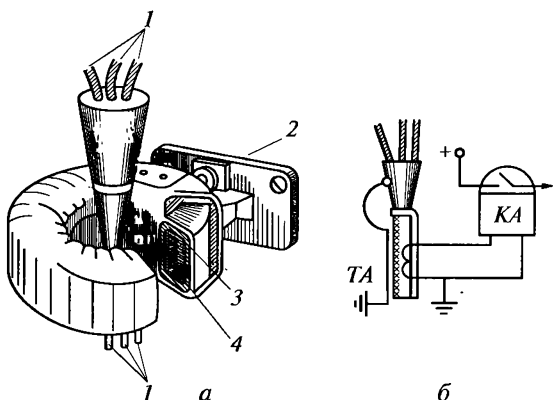


Рис. 13.5. Выполнение защиты от замыкания на землю в кабельной сети: *а* — общий вид кабельной сети с трансформатором тока; *б* — схема действия защиты; 1 — фазы кабеля; 2 — кронштейн крепления трансформатора тока; 3 — обмотка; 4 — магнитопровод

отсечки отстраивают от тока короткого замыкания I_{K1} , который численно равен току короткого замыкания при повреждении в точке $K2$. Ток срабатывания токовой отсечки $I_{c.отс}$ принимают больше I_{K2} :

$$I_{c.отс} = K_n I_K^{(2)} \quad (13.1)$$

где K_n — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2...1,5; $I_K^{(2)}$ — ток двухфазного короткого замыкания, $I_K^{(2)} = \sqrt{3} I_K^{(3)} / 2$.

При токе срабатывания $I_{c.отс}$ токовая отсечка действует только при коротком замыкании на отрезке $Л1, а$ и не действует на отрезке $Л1, б$ участка $Л1$ линии, а также вне этого участка, на-

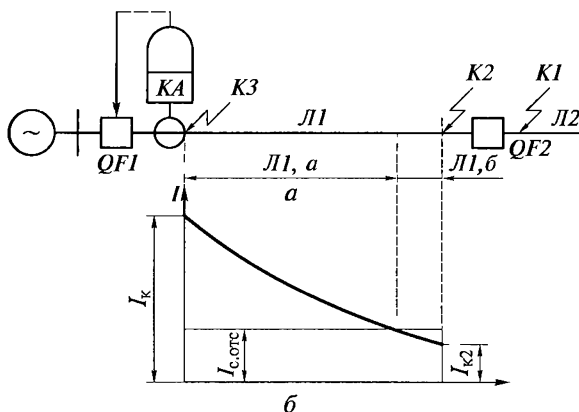


Рис. 13.6. Принципиальная схема линии (*а*) и характеристики (*б*), поясняющие принцип действия токовой отсечки с односторонним питанием

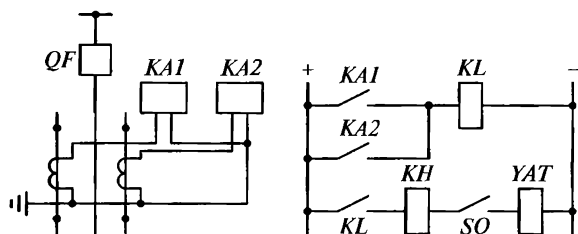


Рис. 13.7. Принципиальная схема защиты линии от междуфазных коротких замыканий (токовая отсечка без выдержки времени)

пример на сборных шинах или на участке $L2$ линии. Следовательно, токовая отсечка защищает не всю, а только часть линии. Токовую отсечку выполняют по схеме максимальной токовой защиты, но делают быстродействующей, т.е. без выдержки времени (рис. 13.7).

Для защиты участка $L2$ (см. рис. 13.6, б) на линии со стороны питания устанавливают дополнительную защиту, в качестве которой может быть выбрана, например, максимальная токовая защита с выдержкой времени (рис. 13.8 и 13.9) или с пуском от реле минимального напряжения (рис. 13.10).

Пример 13.1. Рассчитать для линии напряжением 6 кВ максимальную токовую защиту, выполняемую с помощью реле максимального тока и реле времени, а также токовую отсечку с реле максимального тока. Максимальный расчетный ток линии $I_M = 215$ А; ток короткого замыкания в конце защищаемой линии $I_{K.K} = 850$ А; ток короткого замыкания в начале линии $I_{K.H} = 6000$ А; коэффициент трансформации трансформаторов тока $K_{T.T} = 300/5$.

Решение. Ток срабатывания реле максимального тока, осуществляющего максимальную токовую защиту (защиту от перегрузки),

$$I_{c.п} = 1,4 K_{cx} \frac{I_M}{K_{T.T}} = \frac{1,4 \cdot 1 \cdot 215}{60} \approx 5 \text{ А.}$$

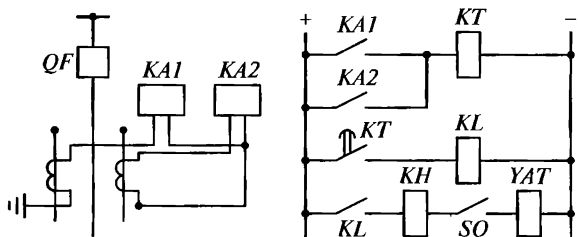


Рис. 13.8. Принципиальная схема двухфазной двухрелейной защиты линии от междуфазных коротких замыканий (максимальная токовая защита)

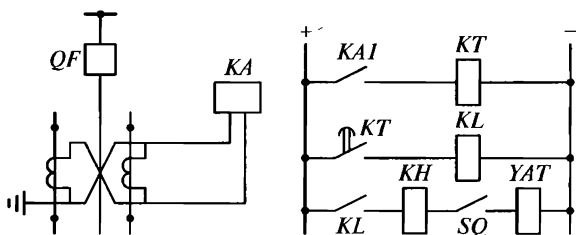


Рис. 13.9. Принципиальная схема двухфазной однорелейной защиты линии от междофазных коротких замыканий (максимальная токовая защита)

В приведенной формуле $K_{сх}$ — коэффициент схемы.

Коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты от перегрузки

$$K_{ч1} = \frac{I_{к.к}}{K_{т.т} I_{с.п}} = \frac{850}{60 \cdot 5} \approx 2,8,$$

т.е. больше допускаемого коэффициента чувствительности $K_q = 1,5$.

Ток срабатывания реле максимального тока, осуществляющего токовую отсечку,

$$I_{с.отс} = 2 \frac{K_{сх} I_{к.к}}{K_{т.т}} = \frac{2 \cdot 1,73 \cdot 850}{60} \approx 49 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{с.отс} = 50 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки

$$K_{ч2} = \frac{I_{к.н}}{K_{т.т} I_{с.отс}} = \frac{6000}{60 \cdot 50} = 2,$$

что удовлетворяет допустимому значению чувствительности.

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому ток $I_{с.отс}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.отс} \geq k_{нам} \sum I_{н.т},$$

где $k_{нам}$ — коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов; $\sum I_{н.т}$ — сумма номинальных токов силовых трансформаторов, получающих питание по защищаемой цепи.

Коэффициент $k_{нам} = 3 \dots 5$, если токовая отсечка выполняется без выдержки времени; при наличии выдержки времени (обычно $t_3 = 0,5 \dots 1 \text{ с}$) $k_{нам} = 1$.

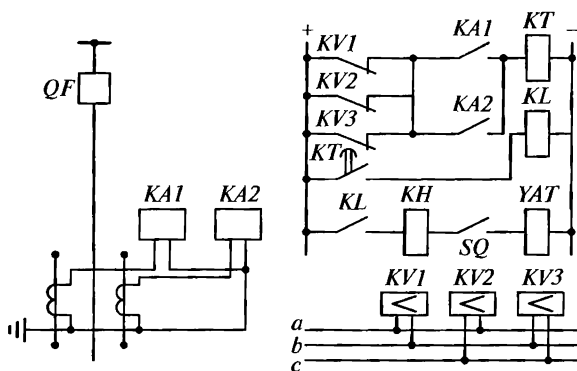


Рис. 13.10. Принципиальная схема защиты линии от междофазных коротких замыканий с пуском от реле минимального напряжения (максимальная токовая защита):

$KV1$, $KV2$, $KV3$ — реле минимального напряжения, питающиеся от измерительного трансформатора напряжения (показана его первичная обмотка a , b , c)

Избирательность максимальной токовой защиты обеспечивается только в радиальных сетях с односторонним питанием, в то время как токовая отсечка может применяться в сети любой конфигурации с любым источником питания. Существенным недостатком токовой отсечки без выдержки времени является то, что она защищает только часть линии, а поэтому не может служить основной защитой линии.

13.5. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов могут повреждаться их обмотки, магнитопровод и другие части, расположенные внутри бака, вводы, изоляция и т.д. При этом возникают режимы недопустимой перегрузки. Для трансформаторов предусматривают защиту от однофазных замыканий на землю, максимальную токовую защиту с выдержкой времени и газовую защиту (для цеховых трансформаторов мощностью более 400 кВ·А).

На рис. 13.11 приведена схема защиты цехового трансформатора, питающегося от радиальной кабельной линии с глухим присоединением трансформатора на стороне первичного напряжения. На головном участке кабельной линии имеется выкатной выключатель $QF1$, на стороне вторичного напряжения 0,4 кВ — автоматический выключатель $QF2$.

Реле $KA1$, $KA2$ обеспечивают однофазную максимальную токовую защиту трансформатора от перегрузки, вызывающую подачу

изоляции на корпус и понижение уровня масла, но не реагирующую на короткие замыкания на выводах трансформатора.

Газовая защита осуществляется газовым реле поплавкового типа (рис. 13.12). Повреждения внутри трансформатора, вызванные витковыми и междуфазными замыканиями, сопровождаются выделением газа и понижением уровня масла в трансформаторе. При всех видах повреждений газы, образовавшиеся в результате разложения масла и изоляции проводов, направляются через газовое реле, которое установлено на трубопроводе, соединяющем бак трансформатора с расширителем, и вытесняют масло из камеры реле в расширитель. В результате этого уровень масла в газовом реле понижается, установленные поплавки 1 опускаются, а прикрепленные к ним колбочки 2 с ртутными контактами поворачиваются. При этом звучит предупреждающий сигнал.

При бурном газообразовании, сопровождающемся течением струи масла под давлением, поворачиваются поплавок и колбочка с контактами 2. Последние, замыкаясь, через промежуточные и указательные реле действуют на отключающую катушку УАТ1 (см. рис. 13.11).

В сетях напряжением 400 В с глухозаземленной нейтралью замыкание на землю одной фазы является однофазным коротким замыканием и должно вызывать срабатывание защиты. Токи однофазного короткого замыкания соизмеримы с токами рабочих режимов, поэтому для выполнения защиты часто используются составляющие нулевой последовательности, так как при этом не надо отстраивать защиту от рабочих токов.

В соответствии с ПУЭ защита кабельных линий напряжением до 1000 В в большинстве случаев осуществляется плавкими предохранителями, которые отключают поврежденную линию в течение первого полупериода прохождения трехфазного тока короткого замыкания. Кроме того, кабельные линии напряжением до 1000 В защищают с помощью автоматических выключателей.

Схема защиты от однофазных коротких замыканий с воздействием на расцепитель нулевого напряжения автоматического выключателя приведена на рис. 13.13. При однофазном коротком

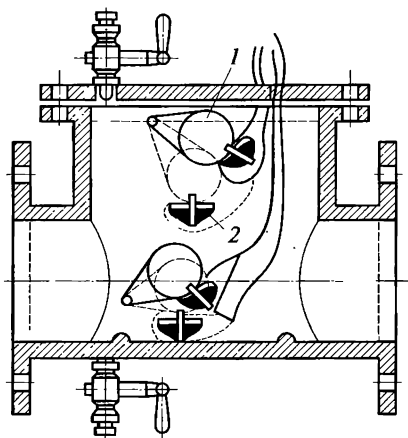


Рис. 13.12. Газовое реле поплавкового типа:

1 — поплавок; 2 — колбочка

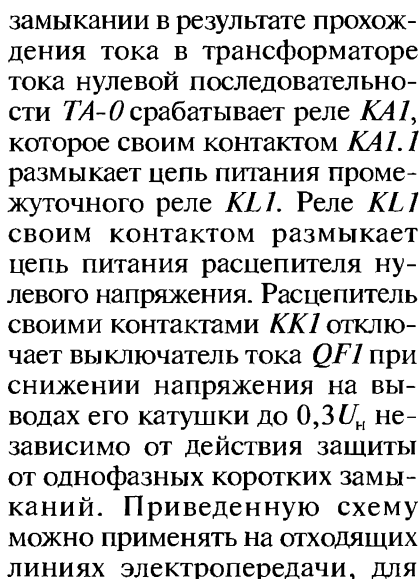
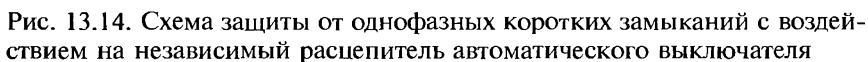


Рис. 13.13. Схема защиты от однофазных коротких замыканий с воздействием на расцепитель нулевого напряжения автоматического выключателя

которых допустимо отключение при внешних коротких замыканиях.

Схема защиты от однофазных коротких замыканий с воздействием на независимый расцепитель показана на рис. 13.14. При коротких замыканиях срабатывает реле *KAI*, которое своим контактом *KAI.1* включает реле *KL2*. Контакт реле *KL2.1* включает



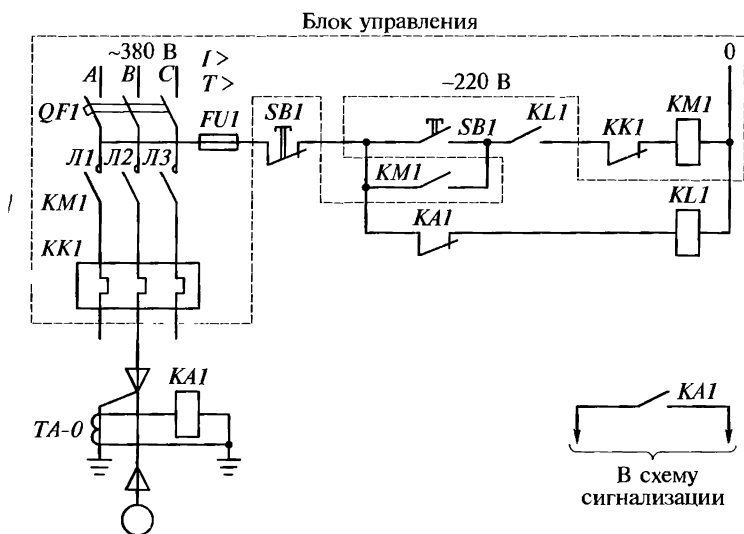


Рис. 13.15. Схема защиты от однофазных коротких замыканий с воздействием на пускатель

независимый расцепитель, который отключает выключатель. Питание цепей управления в нормальном режиме осуществляется от фазы A II секции шин. Этим обеспечивается независимость работы схемы от срабатывания устройств автоматического ввода резерва (АВР) цепей управления при однофазном коротком замыкании.

В случае исчезновения напряжения на другой секции II срабатывает устройство АВР — реле $KL1$, катушка которого включена между фазой A II секции и нулевым проводом, а размыкающий контакт — между разными фазами (A и C) секций I и II. При таком исполнении схемы АВР обеспечивается питание цепей управления при однофазном коротком замыкании на линиях от щита низкого напряжения после объединения секций секционным автоматом (например, при отключении одного из трансформаторов или одной из линий, питающих щит низкого напряжения). Рассмотренную схему целесообразно применять на отходящих линиях, для которых недопустимо отключение при внешних коротких замыканиях.

Схема защиты от однофазных коротких замыканий с воздействием на пускатель представлена на рис. 13.15. При коротких замыканиях срабатывает реле $KA1$, которое своим контактом размыкает цепь питания реле $KL1$, отключающего пускатель $KM1$.

Аналогичная схема для линий, питающих электродвигатели с самозапуском, приведена на рис. 13.16. При коротких замыканиях срабатывает реле $KA1$, которое своим контактом включает двух-

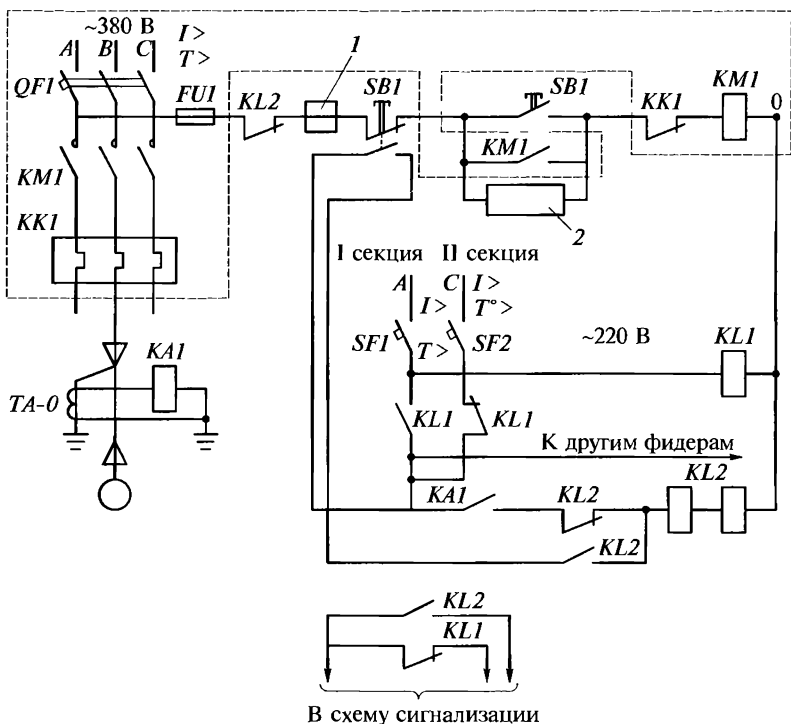


Рис. 13.16. Схема защиты от однофазных коротких замыканий с воздействием на пускатель для линий, питающих электродвигатели с самозапуском:

1 — элементы блокировки и защиты; 2 — элементы самозапуска

позиционное реле $KL2$, отключающее пускатель $KM1$, что исключает самозапуск электродвигателя.

Для релейной защиты, выполненной с использованием трансформатора тока нулевой последовательности, ток срабатывания определяют по условию отстройки от тока несимметрии при пуске или самозапуске электродвигателей:

$$I_{с.з} = k_n \delta U I_n,$$

где k_n — коэффициент надежности, принимаемый равным 3; δU — значение несимметрии питающего напряжения, %, принимаемое равным 2%; I_n — пусковой ток электродвигателя, А.

Для релейной защиты, выполняемой с тремя трансформаторами тока, ток срабатывания защиты определяют по условию отстройки от номинального тока электродвигателя:

$$I_{с.з} = k_n I_n,$$

где $k_n = 1,3$.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = I_{с.з}/K_{т.т},$$

где $K_{т.т}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока (для трансформатора тока нулевой последовательности $K_{т.т} = 25$).

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}} \geq 1,5$) для релейной защиты, выполненной с использованием трансформатора тока нулевой последовательности, обеспечивается во всех случаях.

Коэффициент чувствительности на отходящих линиях при включении токового реле в нулевой провод вторичных цепей трех трансформаторов тока определяют по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{I'_{\text{к}}}{I_{\text{с.пр}} K_{\text{т.т}}},$$

где $I'_{\text{к}}$ — ток однофазного короткого замыкания; $I_{\text{с.пр}}$ — принятый ток срабатывания реле.

В жилых и общественных зданиях защиту электрических сетей напряжением до 1000 В нужно выполнять в соответствии с рекомендациями ПУЭ, отдельные из которых приведены ниже.

Защиту различных участков одной сети разрешается выполнять предохранителями и автоматическими выключателями.

Во внутренних сетях жилых и общественных зданий автоматические выключатели, имеющие только электромагнитный расцепитель мгновенного действия (отсечку) применять, как правило, не следует.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей и расцепителей автоматических выключателей рекомендуется выбирать по формулам, приведенным в подразд. 5.6.

В аппаратах защиты уставки выбирают с учетом максимальной нагрузки линий, а для взаиморезервируемых линий — с учетом их послеаварийной нагрузки.

Для защиты групповых линий и вводов квартир, включая линии к электроплитам, независимо от места их установки (в шкафу или открыто) номинальные токи тепловых и комбинированных расцепителей автоматических выключателей (или плавких вставок предохранителей) должны быть:

16 А — для сетей освещения и розеток на ток 6...10 А;

25 А — для линий питания электрических плит номинальной мощностью до 8 кВт, а также для линий от этажных щитков к квартирным групповым щитками жилых домов без электрических плит;

40 А — для линий от этажных щитков к квартирным групповым щиткам жилых домов с электрическими плитами номинальной мощностью до 8 кВт.

Установка предохранителей в квартирных щитках, расположенных вне квартиры, не допускается.

13.6. КОНТРОЛЬ, УПРАВЛЕНИЕ И СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Электрические измерения. На подстанциях имеются приборы, обеспечивающие учет расхода электроэнергии, активной и реактивной мощностей, измерение напряжения и тока в линиях.

Для измерения тока на всех трансформаторах и линиях, питающих приемники электроэнергии или их группы, устанавливают амперметры, включая их, как правило, в одну фазу. Три амперметра предусматривают только в тех цепях, где возможна несимметрия нагрузки фаз приемников (цепи освещения, сварочные посты, конденсаторные батареи). Амперметры включают в цепь непосредственно или через трансформаторы тока.

Напряжение контролируют на каждой секции сборных шин всех распределительных устройств, причем вольтметр включают только на одно линейное напряжение, так как обычно в системе электроснабжения (СЭС) междуфазовые напряжения симметричны. При напряжении до 1000 В вольтметры подключают непосредственно; при напряжении свыше 1000 В — через трансформаторы напряжения.

Для измерения мощностей на главных понизительных подстанциях (ГПП) применяют трехфазные ваттметры с переключателем фаз напряжения, чтобы обеспечить измерение как активной, так и реактивной мощностей одним ваттметром. Ваттметры для измерения активной и реактивной мощностей устанавливают также на подстанциях, где требуется повседневный контроль за перетоком мощности более 4000 кВ · А по отдельным линиям, на синхронных двигателях, если необходим контроль за их работой, на подстанционных трансформаторах напряжением 110 кВ и выше. На трансформаторах напряжением до 35 кВ мощностью 6300 кВ · А и более устанавливают только ваттметры для измерения активной мощности. Подключают ваттметры через трансформаторы тока и напряжения.

Класс точности щитовых измерительных приборов должен быть не ниже 2,5.

Расход электроэнергии измеряют для коммерческого расчета с энергосистемой (расчетный учет) и контрольного расчета внутри предприятия (технический учет).

Счетчики коммерческого учета устанавливают обычно со стороны высшего напряжения, т.е. на вводах от энергосистемы. Рассчитываются за электроэнергию с энергосистемой по одноставочному тарифу (только за потребленную активную энергию по показаниям счетчика) и по двухставочному (за потребленную активную энергию и за присоединенную мощность или за заявленную нагрузку в часы максимума нагрузки энергосистемы).

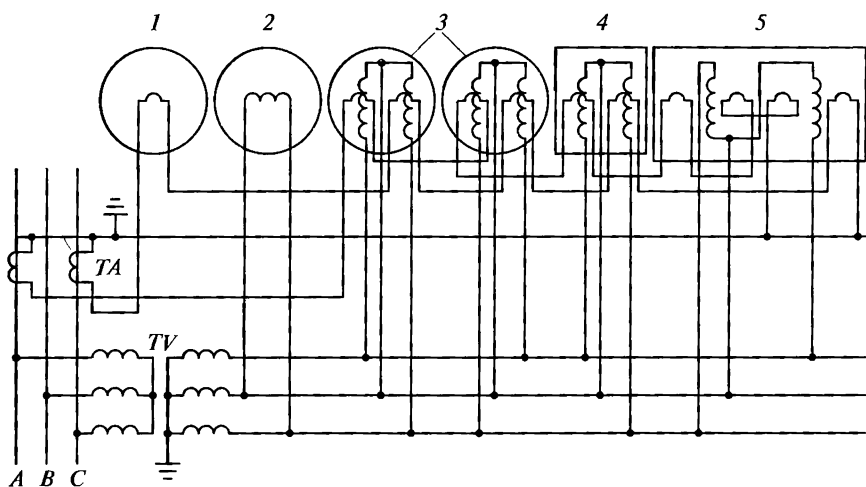


Рис. 13.17. Схема включения измерительных приборов на трансформаторе ГПП:

1 — амперметр; 2 — вольтметр; 3 — ваттметр; 4 — счетчик активной энергии; 5 — счетчик реактивной энергии

Для стимулирования мероприятий по компенсации реактивной мощности предусмотрена шкала скидок и надбавок к тарифу в зависимости от оптимальной и фактической реактивной нагрузок предприятия в часы максимальной нагрузки.

В соответствии с действующей тарифной системой требуется еще измерение 30-минутного максимума активной и реактивной нагрузок в часы максимума нагрузки энергосистемы. Для этого применяются специальные счетчики или специальные ваттметры максимальной мощности.

На рис. 13.17 приведена трехлинейная схема включения измерительных приборов, устанавливаемых на трансформаторах ГПП со стороны напряжения 6 (10) кВ. Токочные цепи приборов подключены к трансформаторам тока фаз А и С; в фазе В трансформатор тока не предусматривается. Вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения заземлены в целях безопасности обслуживания.

Контроль состояния изоляции. В нормальных условиях в сетях с изолированной нейтралью напряжения всех трех фаз по отношению к земле равны фазному напряжению. При замыкании на землю напряжение поврежденной фазы относительно земли равно нулю, а напряжение неповрежденных фаз увеличивается до междофазного. Из-за малого тока замыкания режим работы приемников электроэнергии не нарушается, поэтому сеть может работать в течение 2 ч без отключения. Однако длительная работа в таком состоянии может вызвать переход однофазного замыкания на землю

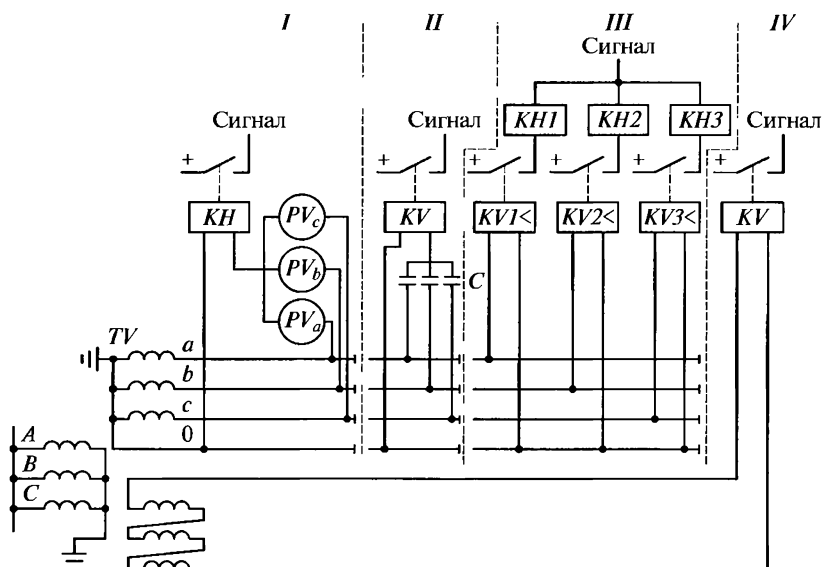


Рис. 13.18. Схемы четырех способов контроля состояния изоляции сети переменного тока:

I — контроль вольтметрами; *II* — контроль путем создания нулевой точки соединением конденсаторов; *III* — контроль реле минимального напряжения; *IV* — контроль реле напряжения, включенным в дополнительную обмотку трансформатора

в междуфазное короткое замыкание. Поэтому в сетях с изолированной нейтралью предусматривают специальные устройства для контроля состояния изоляции относительно земли.

На рис. 13.18 приведены схемы четырех способов контроля состояния изоляции с использованием трансформатора типа НТМИ.

При *I* способе состояние изоляции контролируют тремя вольтметрами PV_c, PV_b, PV_a , которые в нормальном режиме показывают одинаковые фазные напряжения. При замыкании на землю одной из фаз показания вольтметра, включенного в эту фазу, становятся равны нулю, а показания двух других возрастают до значения междуфазного напряжения. Для получения звукового сигнала о замыкании на землю в провод, соединяющий нулевую точку вольтметров с нулевым проводом трансформатора напряжения, включается указательное реле KH .

При *II* способе нулевая точка создается искусственно путем включения на фазные напряжения трех конденсаторов C . При повреждении изоляции фазы через катушку реле KV начинает протекать ток и реле срабатывает.

При *III* способе в схему включают три реле минимального напряжения $KV1<, KV2<, KV3<$. При замыкании на землю одной из фаз реле минимального напряжения, включенное в поврежден-

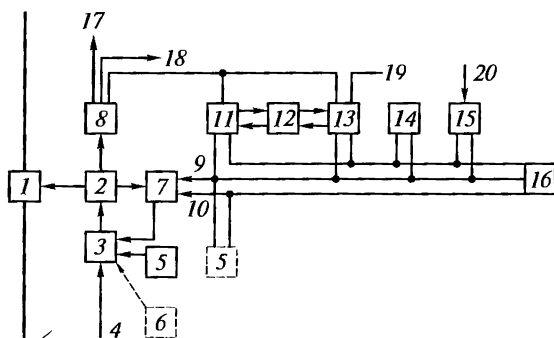


Рис. 13.19. Структурная схема дистанционного управления выключателем высокого напряжения:

1 — выключатель; 2 — привод выключателя; 3 — управляющий орган привода; 4 — линия подвода питания к приводу; 5 — устройство местного управления приводом; 6 — устройство автоматического повторного включения (АПВ) или автоматического включения резерва (АВР), встроенное в привод; 7 — контакты сигнализации и автоматики; 8 — вспомогательные сигнальные контакты; 9 — цепь включения; 10 — цепь отключения; 11 — релейное устройство АПВ; 12 — устройство релейной защиты; 13 — релейное устройство АВР; 14 — устройство дистанционного управления; 15 — устройства телеуправления; 16 — ключ дистанционного управления; 17 — цепь сигнализации; 18, 19, 20 — каналы управления

ную фазу, срабатывает и обеспечивает подачу сигнала. Поврежденную фазу определяют по выпавшему флажку у одного из указательных реле *КН1*, *КН2*, *КН3*.

При IV способе изоляцию контролируют с помощью реле напряжения *КВ*, включенного в дополнительную обмотку трансформатора НТМИ.

Управление выключателем высокого напряжения. Выключатели высокого напряжения — основные коммутационные аппараты, с помощью которых осуществляются включение и отключение таких элементов СЭС, как трансформаторные подстанции и трансформаторы, линии, асинхронные и синхронные двигатели напряжением 6 (10) кВ, конденсаторные батареи напряжением 6 (10) кВ.

В СЭС кроме обязательного местного управления может предусматриваться дистанционное управление и телеуправление выключателем высокого напряжения. Структурная схема управления выключателем высокого напряжения приведена на рис. 13.19.

Сигнализация. Оперативную информацию о состоянии всех элементов СЭС дают: сигнализация положения коммутационных аппаратов (включено — отключено); аварийная сигнализация (о непредусмотренных планом отключениях); предупредительная сигнализация (о ненормальных режимах и условиях, например, о нагреве выше нормы, повреждениях, не приводящих к немедленному отключению оборудования и т.д.).

Для световой сигнализации положения используют зеленые («Отключено») и красные («Включено») лампы. В цепях предупредительной или аварийной сигнализации применяют желтые лампы. При нормальных оперативных переключениях эти лампы горят ровным светом. При аварийных отключениях, работе автоматики или положениях «Несоответствие» лампы горят мигающим светом.

Лампы сигнализации подключают к шинам сигнализации через ключи управления, контакты реле защиты и автоматики, блок-контакты выключателей и разъединителей. При работе устройств защиты и автоматики световая сигнализация дублируется звуковой, для чего используются электрические сирены, гудки и звонки.

Аварийная сигнализация оповещает об аварийном отключении выключателя. Предупредительная сигнализация сообщает о ненормальных режимах работы, которые могут привести к аварии. Поэтому электрические цепи аварийной и предупреждающей сигнализации и их звуковые сигналы различны (сирена и звонок). При срабатывании звукового сигнального устройства дежурный сначала прекращает его работу, «снимает» (квитирует) сигнал, а затем по индивидуальным световым сигналам определяет причину срабатывания сигнализации.

13.7. АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность и бесперебойность электроснабжения обеспечивается не только релейной защитой, но и рядом устройств противоаварийной автоматики, основными из которых являются:

устройства автоматического включения резерва, т.е. резервных источников питания (АВР);

устройства автоматического повторного включения линий, трансформаторов и шин, отключенных релейной защитой при коротком замыкании (АПВ);

устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Автоматическое включение резерва. Приемники первой категории, для которых перерывы в питании электроэнергией недопустимы, должны быть обеспечены резервным питанием.

Устройства АВР широко применяют на электростанциях, а также сетевых подстанциях, питающихся от двух и более линий или трансформаторов. На электростанциях устройства АВР используют для включения резервных трансформаторов и линий собственных нужд.

Устройства АВР состоят из двух частей. К первой части относятся устройства защиты минимального напряжения, дополняю-

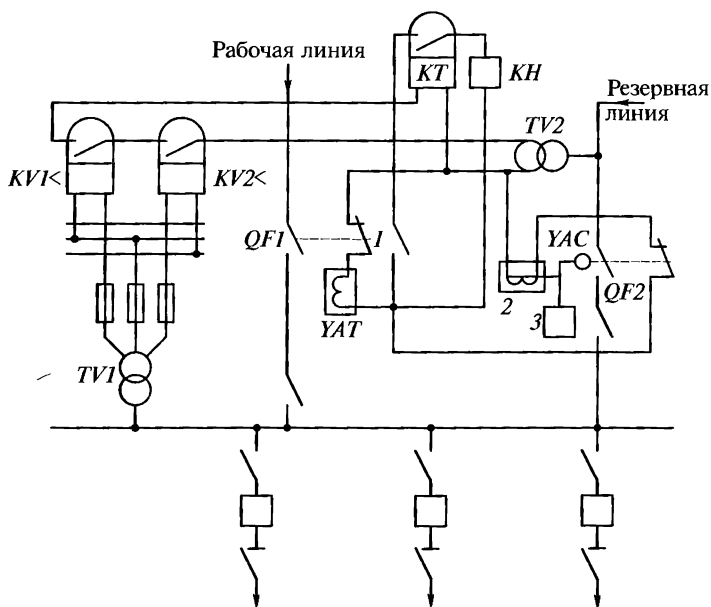


Рис. 13.20. Схема электрического устройства АВР линии:

1 — блок-контакты; 2 — грузовой привод; 3 — груз

щие устройства защиты рабочего источника питания. Последние при включенных устройствах АВР обеспечивают отключение рабочего источника питания со стороны приемников во всех случаях, когда питание приемников электроэнергией прекращается. Ко второй части относится автоматика включения, обеспечивающая автоматическое включение резервного источника питания при отключении выключателя рабочего источника.

На схеме электрического устройства АВР линии (рис. 13.20) контакты всех реле и блок-контакты 1 привода выключателя показаны для нормального режима работы установки. Распределительное устройство нормально питается по рабочей линии, выключатель $QF1$ которой включен. Выключатель $QF2$ резервной линии нормально отключен. Он снабжен грузовым приводом 2. Включение выключателя $QF2$ грузовым приводом осуществляется за счет падения груза 3. Выключатель $QF2$ может быть включен как вручную, так и дистанционно — замыканием цепи специальной катушки включения, освобождающей рычаг привода.

В рассматриваемой схеме устройство АВР питается от трансформатора напряжения $TV2$, подключенного к резервной линии.

В случае отключения выключателя $QF1$ замыкаются блок-контакты 1 его привода, благодаря чему возникает ток в обмотке катушки включения грузового привода выключателя $QF2$. Катушка

втягивает сердечник и освобождает груз 3, который, падая, поворачивает вал привода выключателя *QF2* и включает последний, восстанавливая питание установки, но теперь уже от резервной линии.

В схеме предусмотрены реле минимального напряжения *KV1*-, *KV2*-, обеспечивающие автоматическое включение резервного питания при исчезновении напряжения на сборных шинах установки, если выключатель *QF1* остался включенным. Срабатывание этих реле вызывает срабатывание реле *KT*, выключатель *QF1* отключается, а *QF2* включается.

Во избежание ложного действия автоматики при перегорании предохранителей трансформатора напряжения *TV1*, устанавливаются два реле минимального напряжения, обмотки которых присоединяют к различным фазам, а контакты соединяют между собой последовательно.

При срабатывании устройства АВР время перерыва питания потребителей складывается из суммы времен действия защиты, отключения выключателя рабочего источника питания и включения выключателя резервного источника питания. При наличии быстродействующих реле, выключателей и приводов это время составляет 0,4...0,5 с.

Автоматическое повторное включение. Большинство коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи возникает вследствие грозových разрядов, вызывающих перекрытие изоляторов, замыкания проводов различных фаз птицами, схлестывания проводов и т.п. Опыт эксплуатации показывает, что большая часть подобных замыканий в воздушных сетях носит кратковременный характер, так как после отключения поврежденного участка изоляция в месте замыкания часто восстанавливается и линия может быть вновь включена в работу.

Короткие замыкания на трансформаторных подстанциях чаще всего происходят вследствие перекрытия изоляции сборок или предохранителей высокого напряжения и тоже носят кратковременный характер. После устранения короткого замыкания трансформаторы часто могут быть вновь включены в работу без ремонта сборки или предохранителя.

Для повторного включения линий широко применяют устройства, с помощью которых отключившиеся линии вновь включаются в работу автоматически. Такие устройства называют устройствами АПВ. Особенно эффективны АПВ на линиях с односторонним питанием, на которых каждое успешное действие АПВ предотвращает прекращение питания потребителей. В энергосистемах нашей страны применяются трехфазные и однофазные устройства АПВ как однократного, так и многократного действия. Однократными называют устройства АПВ, включающие линии повторно только один раз, и если линия вновь отключается защитой, то

Если автоматическое повторное включение произойдет при неустраненном коротком замыкании, то релейная защита линии сработает вторично и вновь отключит выключатель *QF*. Еще раз этот выключатель включиться не сможет, так как цепь промежуточного контактора *SF* соленоида включения привода разомкнута верхними контактами самоблокировавшегося реле *KL*. Для приведения устройства АПВ в первоначальное положение необходимо заблокировать реле *KL* и разомкнуть контакты реле *KN* нажатием на кнопку 4 и поворотом штифта реле *KN*. Рубильник 5 служит для отключения устройства АПВ, когда по условиям эксплуатации необходимо на некоторое время от него отказаться.

В настоящее время устройства АПВ широко применяют не только для линии электропередачи, но и для сборных шин подстанций, так как неустойчивые короткие замыкания бывают и на них.

Система АПВ кроме устранения перерыва в снабжении электроэнергией приемников сокращает время отключения неисправного участка (после возникновения дуги линия отключается почти мгновенно — в течение 0,2...0,3 с) и, следовательно, снижает разрушительное действие дуги при коротких замыканиях.

Автоматическая частотная разгрузка. Характерной особенностью режима работы энергосистем является равенство в каждый момент времени мощности источников энергии P_{Γ} сумме мощностей нагрузки $P_{\text{наг}}$ и потерь $P_{\text{пот}}$: $P_{\Gamma} = P_{\text{наг}} + P_{\text{пот}}$.

Изменение нагрузки требует следящего изменения генерируемых мощностей, в противном случае произойдет изменение частоты тока в энергосистеме. При аварийном отключении генераторов на электростанциях или разделении энергосистемы по любой причине на отдельные части может возникнуть дефицит генерируемой активной мощности, в связи с чем снизится частота тока. Одновременно с этим напряжение может достигнуть столь низкого значения, что начнется массовое затормаживание электродвигателей, при котором возрастут их нагрузочные токи, и, как следствие, произойдет еще большее снижение напряжения в энергосистеме. В результате параллельно работающие генераторы выйдут из синхронизма и отключатся. Питание потребителей прекратится.

При возникновении дефицита мощности прежде всего используются имеющиеся в энергосистеме резервы, автоматически вводимые в действие с помощью регуляторов частоты вращения турбин. В первую очередь до полной мощности нагружаются паровые турбоагрегаты, если же частота тока оказывается ниже определенного значения, то автоматически запускаются резервные агрегаты на гидроэлектростанциях, длительность пуска которых с полным набором нагрузки на современных автоматизированных гидроэлектростанциях не превышает 30...50 с.

Для быстрого восстановления частоты до определенного минимума кроме использования имеющегося в энергосистеме ре-

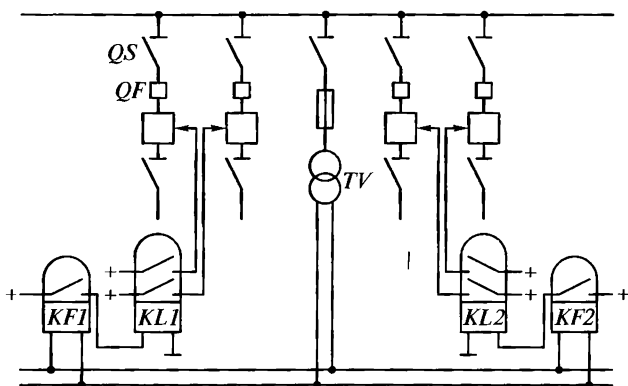


Рис. 13.22. Схема электрического устройства АЧР

зерва прибегают к разгрузке энергосистемы путем отключения части ее приемников. При этом разгрузку производят автоматически с помощью специальных устройств, называемых устройствами АЧР.

Электрическое устройство АЧР (рис. 13.22) подключают к трансформатору напряжения TV . В состав устройства входят реле частоты $KF1$, $KF2$, имеющие уставки срабатывания в диапазоне 48...45 Гц. Выключатели QF , подключенные к шинам распределительного устройства через разъединители QS , отключают приемники очередями. Обеспечивают эти отключения реле частоты, действующие через промежуточные реле $KL1$, $KL2$. Число отключаемых питающих линий устанавливается соответствующими расчетами и задается диспетчерской службой энергосистемы.

13.8. САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Короткие замыкания в электросетях и приемниках, а также другие повреждения, приводящие к срабатыванию устройств АПВ и АВР, сопровождаются кратковременным большим снижением или полным исчезновением напряжения на сборных шинах РУ и во всей подключенной к ним сети в течение 0,2...5 с. После этого напряжение восстанавливается благодаря возобновлению питания от прежнего (при АПВ) или резервного (при АВР) источника. Рассмотрим процессы, происходящие в электродвигателях при кратковременном перерыве их питания.

В момент отключения или значительного снижения напряжения у двигателей быстро снижается частота вращения. Этот процесс, продолжающийся у маломощных двигателей доли секунды, а у крупных двигателей — до 10 с, называется *выбегом*. На выбеге

постепенно затухают токи в обмотках, ЭДС, магнитные потоки. Пока они не затухли полностью, двигатели на выбеге работают как генераторы, расходуя запасенную ими энергию вращения на поддержание в неотключенной от них сети остаточного напряжения. При наличии мощных синхронных двигателей время затухания остаточного напряжения может быть таким же, как и время выбега вплоть до полной остановки. Это явление приводит к задержке срабатывания реле включения АВР и защиты минимального напряжения.

В некоторых случаях для более быстрого включения АВР приходится использовать не реле минимального напряжения, а реле минимальной частоты, более четко срабатывающие в процессе выбега.

Кроме двигателей к сборным шинам подключены, как правило, статические нагрузки. Они ускоряют затормаживание двигателей, потребляя мощность при остаточном напряжении.

Надежность электроснабжения значительно повышается, если для электродвигателей с приводными механизмами, от которых зависят бесперебойная работа предприятия или установки и безопасность обслуживания, предусматривается самозапуск. *Самозапуском* называется восстановление нормальной работы электродвигателей ответственных механизмов без участия персонала после кратковременного нарушения электроснабжения.

В момент восстановления питания все двигатели, выключатели которых находятся во включенном положении, начнут самопроизвольный пуск (самозапуск). Часть двигателей к этому моменту остановилась, часть еще находится на выбеге. Ориентировочно можно принять, что ток самозапуска

$$I_{\text{сам}} = I_{\text{п}\Sigma} + I_{\text{н}\Sigma}, \quad (13.2)$$

где $I_{\text{п}\Sigma}$ — суммарный пусковой ток всех включенных двигателей переменного тока; $I_{\text{н}\Sigma}$ — суммарный номинальный ток неотключенных статических электроприемников.

Ток $I_{\text{сам}}$ в несколько раз превышает номинальное значение. Ранее, из опасения повреждения двигателей повышенными токами при восстановлении их питания, отключали двигатели на выбеге устройствами защиты минимального напряжения. Впоследствии была на практике доказана допустимость самозапуска.

С другой стороны, не всегда можно оставлять включенными для самозапуска все электроприемники. Чем большее число двигателей участвует в самозапуске, тем больше $I_{\text{сам}}$, а следовательно, и падение напряжения в линиях, трансформаторах и реакторах.

Если в предшествующем самозапуску режиме напряжение на выводах трансформатора было номинальным ($U_{\text{н}}$), то в период самозапуска

$$U = U_H - I_{\text{сам}}(X_T + X_P + X_L), \quad (13.3)$$

где X_T , X_P , X_L — индуктивные сопротивления соответственно трансформатора, реактора и линии.

Таким образом, чем больше ток самозапуска, тем ниже напряжение на сборных шинах подстанции. Это напряжение может опуститься до уровня, при котором пуск двигателей станет невозможен. Следовательно, после кратковременного исчезновения напряжения надо оставлять включенными не все приемники, а лишь наиболее важные для продолжения технологического процесса. Приемники вспомогательных установок следует отключать до начала самозапуска. Кроме того, надо отключать те двигатели, самозапуск которых не допускается по условиям технологического процесса или техники безопасности. На этих двигателях предусматриваются устройства защиты минимального напряжения, которые и осуществляют отключение при перерыве нормального электроснабжения. После восстановления питания указанные двигатели постепенно включают в работу как при обычной эксплуатации.

Самозапуск одного двигателя происходит с заданной выдержкой времени после восстановления напряжения в сети. Если же осуществляется самозапуск большой группы двигателей (групповой самозапуск), то нельзя включать всю группу одновременно, поскольку суммарный пусковой ток группы может привести к такому снижению напряжения, при котором пусковые моменты двигателей окажутся ниже значения, обеспечивающего разгон двигателей до нормальной частоты вращения. Поэтому групповой самозапуск двигателей производится очередями: первая очередь включается без выдержки времени ($t_1 = 0$), вторая — с выдержкой t_2 , третья — с выдержкой $t_3 > t_2$ и т.д.

Те двигатели, которые не следует включать при самозапуске, имеют в цепи магнитный пускатель. Последний отключается при исчезновении напряжения, так как обесточивается его катушка и вновь не включается до подачи автоматической или ручной (ключом) команды.

На насосных и компрессорных станциях применяют автоматическое повторное включение двигателя после его отключения устройствами защиты минимального напряжения. Практически это означает, что групповой самозапуск заменяется автоматическим пуском каждого двигателя или небольших их групп в заданном порядке по команде устройства АПВ.

Например, на компрессорных станциях, где устанавливаются 10—16 двигатель-компрессорных агрегатов, для успешного самозапуска разделяют эти агрегаты на три группы. При значительном снижении или кратковременном исчезновении напряжения все двигатели остаются включенными, поэтому после восстановления напряжения все они начинают разгоняться. Если в течение

3 с первая группа не достигнет частоты вращения, при которой пусковой ток двигателей $I_n < 3I_n$, устройства токовой защиты отключат эту группу. При этом улучшатся условия самозапуска второй и третьей групп. Если через 5...6 с вторая группа не закончит успешно самозапуск ($I_n < 3I_n$), она также будет отключена устройствами токовой защиты, что улучшит условия для самозапуска третьей группы, в которую входят наиболее ответственные двигатели. Но и эти двигатели будут отключены через 8...10 с, если не осуществят успешный самозапуск к тому времени. В третью группу включаются и насосы охлаждающей воды компрессоров.

Третью, самую ответственную, группу двигателей после их неудавшегося самозапуска включают в работу устройствами АПВ после восстановления напряжения на шинах РУ, затем устройства АПВ включают вторую и первую группы. Синхронные двигатели пускаются как асинхронные — с отключением возбуждения на выбеге и прямым включением его при $U = 0,85U_n$.

Таким образом обеспечивается без участия персонала восстановление работы многоагрегатной компрессорной станции, например при выходе из строя основного независимого источника питания.

13.9. ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Диспетчерская служба централизованно управляет системой энергоснабжения, контролирует действия отдельных ее элементов и производит оперативные переключения, обеспечивающие нормальную работу данной системы или связанные с ремонтом оборудования и ликвидацией либо локализацией аварий.

Связь между диспетчерским пунктом или пунктом управления, где находится персонал диспетчерской службы, и объектами управления и контроля осуществляется с помощью телемеханических устройств, которые включают в себя устройства телеуправления (ТУ), телесигнализации (ТС), телеизмерения (ТИ). Система ТУ-ТС-ТИ может обеспечивать:

телеуправление выключателями линий, трансформаторов, автоматизированных выпрямительных агрегатов, контакторов освещения территории предприятия;

телесигнализацию о положении (включенное или отключенное) всех телеуправляемых и нетелеуправляемых объектов, крупных электроприемников, влияющих на распределение нагрузки в системе электроснабжения; аварийном отключении выключателей устройствами релейной защиты, замыкании на землю в сетях напряжением 6...35 кВ, перегрузке телеуправляемых трансформаторов или выпрямительных агрегатов, неисправностях на конт-

рольных пунктах, обусловленных ненормальными режимами работы устройств телемеханики;

телеизмерения напряжений на шинах подстанции и токов в линиях электроснабжения и цепях, силовых трансформаторов.

Телеуправление обеспечивает передачу на расстояние сигналов управления, воздействующих на исполнительные механизмы установок. Оно предусматривается в тех случаях, когда требуется производить частые оперативные переключения в нормальных и аварийных режимах, причем указанные переключения невозможно осуществить средствами автоматики.

Систему телеуправления применяют для объектов, работающих без постоянного дежурного персонала, а также с целью дублирования системы автоматического управления. Объекты электроснабжения с телеуправлением должны обязательно иметь местное управление.

Передающие и приемные телемеханические устройства соединяют каналами связи, для которых используют проводные линии связи, радиолинии, силовые и высоковольтные линии. По способу использования каналов связи устройства ТУ-ТС-ТИ подразделяются на много- и малоканальные.

Контрольные вопросы

1. Что такое реле?
2. Перечислите основные требования, предъявляемые к релейной защите.
3. Что такое селективность защиты?
4. Как классифицируются реле по назначению?
5. В чем заключается различие между реле прямого и косвенного действия?
6. Какие конструкции реле получили наибольшее распространение?
7. Для чего предназначено реле времени?
8. Как осуществляется релейная защита от междуфазных коротких замыканий?
9. Где применяется максимальная токовая защита?
10. Чем действие токовой отсечки отличается от максимальной токовой защиты?
11. Для каких целей осуществляется автоматическое включение резервных источников питания?
12. Для чего предназначено автоматическое повторное включение?
13. В чем смысл автоматической частотной разгрузки?
14. Как осуществляется самозапуск электродвигателей? Для чего он нужен? В каких случаях его применение невозможно?

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

14.1. ИСПЫТАНИЕ ИЗОЛЯЦИИ

Использование высоких напряжений в СЭС требует решения комплекса вопросов, касающихся обеспечения безаварийной работы изоляции. Уровень изоляции (напряжение, которое она может выдержать, не повреждаясь) в первую очередь определяется номинальным напряжением установки, в которой изоляция будет работать. Но во время эксплуатации вследствие различных внутренних и внешних причин к изоляции могут прикладываться напряжения, значительно превышающие номинальное. Это так называемые *перенапряжения*, которые можно разделить на атмосферные, связанные с разрядами молнии, и внутренние, возникающие при различных нормальных или аварийных коммутациях в СЭС либо при резком изменении режима ее работы.

Чтобы изоляция надежно работала при возникновении таких перенапряжений, она должна выдерживать напряжения, более высокие, чем номинальное. Эти напряжения, называемые *испытательными*, определяют электрическую прочность изоляции. Значения кратковременных испытательных напряжений промышленной частоты устанавливает ГОСТ 15161—99.

Некоторые электроустановки (например, кабельные сети с номинальным напряжением не более 20 кВ) полностью ограждены от воздействия атмосферных перенапряжений, поэтому электрооборудование в этих случаях может иметь облегченную изоляцию.

В процессе эксплуатации первоначальные диэлектрические свойства изоляции постепенно ухудшаются под влиянием внешних воздействий. Многие изоляционные конструкции работают при повышенных температурах, подвергаются механическим воздействиям (например, при коротком замыкании), увлажнению, загрязнению. Все эти факторы способствуют ускорению процесса старения изоляции, во время которого в изоляции могут развиваться различные дефекты, снижающие ее электрическую прочность. В результате последняя может уменьшиться настолько, что изоляция

будет пробита под действием перенапряжений или даже нормального напряжения установки.

Для своевременного обнаружения развивающихся дефектов в изоляции разработана система профилактических испытаний в соответствии с ПУЭ.

Высоковольтное электрооборудование испытывают повышенным напряжением переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин при вводе в эксплуатацию и периодически при капитальных ремонтах.

Изоляцию кабельных линий испытывают повышенным напряжением постоянного тока в течение 5 мин.

Установка, собранная по схеме, показанной на рис. 14.1, позволяет испытывать выпрямленным током изоляцию кабельных линий и оборудование распределительных устройств (РУ).

До и после испытания изоляции повышенным напряжением рекомендуется проводить осмотр испытываемого объекта и измерение сопротивления изоляции мегаомметром.

Дефекты изоляции можно разделить на сосредоточенные и распределенные. Сосредоточенные дефекты возникают в относительно небольшой части всего объема диэлектрика. Примером может служить трещина в фарфоре под шапкой подвесного изолятора, образующаяся от механических нагрузок. Такая трещина снижает механическую прочность и резко уменьшает пробивное напряжение изолятора.

Примером распределенного дефекта является увлажнение наружных слоев многослойной изоляции, которое происходит в результате впитывания влаги из окружающей среды.

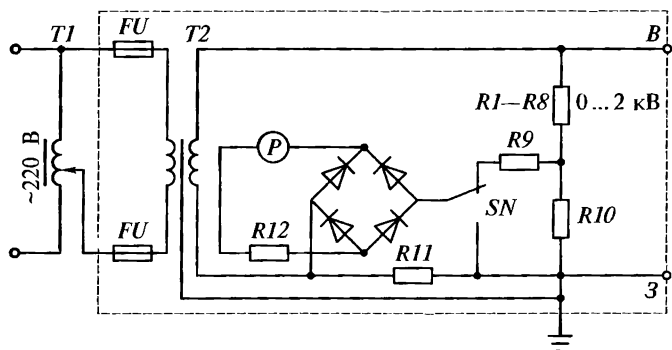


Рис. 14.1. Схема установки для испытания изоляции повышенным напряжением:

$T1$, $T2$ — регулировочный и испытательный трансформаторы; FU — предохранители; P — измерительный прибор; $R1-R10$ — резисторы делителя напряжения; $R11$ — шунт к измерительному прибору; $R12$ — добавочный резистор к прибору; SN — переключатель измерения (встроен в прибор), B — высоковольтный вывод, 3 — заземленный вывод

Наиболее распространенный способ обнаружения общего ухудшения состояния диэлектрика — измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$. Старение и увлажнение изоляции приводят к росту диэлектрических потерь и могут быть обнаружены измерением $\operatorname{tg} \delta$ высоковольтным мостом. Но этот метод не выявляет многих сосредоточенных дефектов. В изоляции может произойти частичный пробой диэлектрика, в месте которого, как это часто образуется проводящий канал за счет обугливания изоляции. Такой дефект, приводящий к сильному снижению пробивной прочности, может быть обнаружен приложением повышенного испытательного напряжения.

14.2. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Перенапряжением, как уже отмечалось в подразд. 14.1, называется кратковременное повышение напряжения до значения, опасного для изоляции электрооборудования. Перенапряжения возникают вследствие электромагнитных колебательных процессов, вызванных изменением режима работы электрических цепей и при разрядах молнии. Главную опасность в электрических установках напряжением 1...220 кВ представляют возникающие при грозовых разрядах атмосферные перенапряжения.

Процесс атмосферного перенапряжения упрощенно можно представить следующим образом. Нижняя часть грозового облака (обычно заряженная отрицательно) и земля образуют своего рода конденсатор с обкладками облако — земля (рис. 14.2). По мере накопления отрицательных зарядов облака и положительных зарядов земли растет напряженность электрического поля между ними. Когда напряженность в каком-нибудь месте достигает критического значения (25...30 кВ/см), воздух ионизируется и начинается развитие разряда с облака на землю.

Перед моментом разряда в проводах линии электропередачи возникает электрический ток, обусловленный притягиванием положительных зарядов с дальних участков линии к месту расположения облака. После разряда молнии электрическое поле исчезает вследствие нейтрализации зарядов облака и земли, накопившиеся в линии заряды больше не удерживаются электрическим полем и начинают растекаться к обоим концам линии. Так возникают две электромагнитные волны индуктированного перенапряжения, движущиеся по линии в противоположных направлениях со скоростью света.

Прямой удар молнии в линию электропередачи при этом не обязателен. Но если он происходит, то также приводит к образованию двух волн перенапряжения, идущих вдоль линии в проти-

воположные стороны. В данной ситуации перенапряжение особенно велико, амплитуда тока молнии I_m достигает в среднем 25 кА, а в одном случае из ста — 200 кА. Между проводами и землей возникает напряжение, кВ, определяемое по эмпирической формуле $U \cong 100 I_m$.

Если это напряжение превышает электрическую прочность изоляции в какой-либо точке линии или на подстанции, то происходит перекрытие изоляции, ее пробой и короткое замыкание.

Электрические установки на подстанциях защищают от прямых ударов молнии вертикальными стержневыми молниеотводами, а линии — горизонтальными молниеотводами. Вертикальный стержневой молниеотвод представляет собой высокий столб с проложенным вдоль него стальным проводом, который соединен с заземлителем. Горизонтальный молниеотвод представляет собой провод, расположенный над фазными проводами линии на тех же опорах. Чем выше над защищаемым объектом расположен молниеотвод, тем больше его защитная зона, в которой молниеотвод как бы перехватывает молнию и отводит ее в землю.

Защитная зона вертикального молниеотвода имеет вид конуса с радиусом r_x на высоте h_x (рис. 14.3). Значение r_x определяют по формуле

$$r_x = h_a \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h} p}, \quad (14.1)$$

где h_a — разность высот молниеотвода и защищаемого объекта, $h_a = h - h_x$; p — коэффициент, $p = 1$ при $h \leq 30$ м, $p = 5,5/\sqrt{h}$ при $h > 30$ м.

Для защиты объектов, занимающих большую площадь (например, открытых подстанций), применяют два или четыре вертикальных молниеотвода. Площадь защитной зоны группы из двух и особенно из четырех молниеотводов значительно больше, чем сумма площадей защитных зон двух или четырех одиночных молниеотводов. Необходимое условие защищенности всей площади четырьмя молниеотводами:

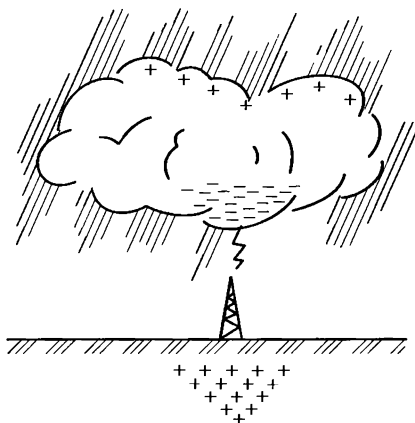


Рис. 14.2. Схема, поясняющая возникновение разряда молнии

$$D = 9h_a, \quad (14.2)$$

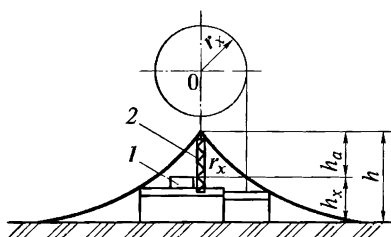


Рис. 14.3. Защитная зона молниеотвода:

1 — защищаемый объект; 2 — молниеотвод

где D — расстояние между молниеотводами по диагонали.

Тросовые молниеотводы защищают линию на всей протяженности тросов.

Для отвода токов разряда молнии в землю молниеотводы присоединяются к заземляющему устройству (заземлителю) на подстанции и на каждой опоре линии.

Заземлители выполняют из стальных труб, прутков или уголков, вбиваемых в землю. Сопротивление заземлителей опор линий электропередачи должно быть не более 30 Ом, сопротивление заземляющего устройства подстанции — не более 0,5 Ом.

Защита зданий, закрытых подстанций, распределительных устройств от прямых ударов молнии выполняется заземлением молниеприемной сетки, железобетонных несущих конструкций кровли или металлического покрытия кровли. При отсутствии металлических покрытий на крыше здания устанавливают стержневые молниеотводы. Открытые РУ и подстанции защищают стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на опорах РУ. Подходы воздушных линий напряжением 35 кВ защищают тросовыми молниеотводами на протяжении 1...4 км, а линии напряжением 110 кВ и выше — по всей длине. Требования к молниезащите и конструкции ее устройств приведены в ПУЭ.

Наличие молниезащиты воздушных линий и подстанций не предотвращает возникновение атмосферных перенапряжений при разрядах молнии вблизи подстанций и линий. Поэтому грозозащита воздушных линий, подстанций и РУ предусматривает установку на линиях, не защищенных тросами по всей длине, трубчатых разрядников, установку в РУ вентильных разрядников, применение на изоляторах защитных промежутков.

Разрядники настраивают так, чтобы происходил пробой их разрядных промежутков при возникновении перенапряжения: в установках напряжением до 35 кВ — до $9U_n$, в установках напряжением 35 кВ — до $4U_n$, в установках напряжением 110 кВ и выше — до $(2,4...2)U_n$. В результате пробоя импульс напряжения отводится в землю, после чего дуга в разряднике гаснет при переходе тока через нулевое значение.

Разрядники настраивают так, чтобы происходил пробой их разрядных промежутков при возникновении перенапряжения: в установках напряжением до 35 кВ — до $9U_n$, в установках напряжением 35 кВ — до $4U_n$, в установках напряжением 110 кВ и выше — до $(2,4...2)U_n$. В результате пробоя импульс напряжения отводится в землю, после чего дуга в разряднике гаснет при переходе тока через нулевое значение.

В пожаро- и взрывоопасных электроустановках возникает повышенное напряжение еще одного вида, с которым необходимо считаться и принимать меры противодействия. При наполнении резервуаров и сливных операциях возможно образование зарядов

статического электричества. В результате трения происходит электризация потока сжатого воздуха, ременных передач и т. д. Заряды статического электричества резко увеличиваются при наличии примесей воды, пыли или грязи в потоке жидкости, газа.

Основной мерой защиты от возникновения искр при разряде статического электричества служит заземление резервуаров, трубопроводов, сливо-наливных устройств. Кроме того, запрещается сливать жидкость свободно падающей струей и применять ременные передачи в пожароопасных помещениях.

Контрольные вопросы

1. Для чего проводят испытание электрооборудования и кабелей повышенным напряжением?
2. Как осуществляется защита линий и подстанций от атмосферных перенапряжений?
3. Какие приборы и установки применяют для испытания прочности изоляции кабелей и электрооборудования?
4. Что называют защитной зоной молниеотвода?
5. Как работают вентильные разрядники?
6. Что характеризует тангенс угла диэлектрических потерь?
7. Назовите причины возникновения перенапряжений.
8. Какие разрядники устанавливают в электроустановках?
9. Что такое внутреннее перенапряжение?
10. Какие факторы влияют на старение изоляции?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Блок В. М. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В. М. Блок. — М. : Высш. шк., 1990.
2. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов / Е. А. Конюхова. — М. : Изд. центр «Академия», 2004.
3. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б. Ю. Липкин. — М. : Высш. шк., 1990.
4. Правила устройства электроустановок. — М. : Энергоатомиздат, 1999.
5. Сибикин Ю. Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. — М. : Высш. шк., 2003.
6. Сибикин Ю. Д. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. — М. : Высш. шк., 2001.
7. Сибикин Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, В. А. Яшков. — М. : Высш. шк., 2001.
8. Справочная книга для проектирования электрического освещения / [Г. М. Кноринг, Ю. Б. Оболенцев, Р. И. Берим, В. М. Крючков] ; под ред. Г. М. Кноринга. — М. : Энергия, 1976.
9. Умов П. А. Обслуживание городских электрических сетей / П. А. Умов — М. : Высш. шк., 1997.
10. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В. П. Шеховцов. — М. : Форум-Инфра М, 2004.
11. ВСН-97—75. Указания по проектированию городских электрических сетей. — М. : Госстрой России, 2000.
12. СП31-110—2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. — М. : Госстрой России, 2003.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Глава 1. Общие вопросы производства и передачи электроэнергии	8
1.1. Понятие о системах электроснабжения	8
1.2. Общие сведения об электрических станциях и производстве электроэнергии	17
1.3. Современное состояние электроэнергетики России	20
1.4. Влияние энергетических сооружений на окружающую среду и основные мероприятия по ее охране	22
1.5. Вопросы безопасности, связанные с нейтралями электроустановок	25
Глава 2. Внутрицеховое электроснабжение	29
2.1. Общие сведения о силовом и осветительном электрооборудовании промышленных предприятий	29
2.2. Понятие о качестве электроэнергии и надежности электроснабжения	34
2.3. Конструктивное исполнение и схемы сетей напряжением до 1000 В	45
2.4. Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В	58
2.5. Оформление чертежей внутрицехового электроснабжения	64
Глава 3. Электрические нагрузки	68
3.1. Характеристики электрических нагрузок	68
3.2. Показатели графиков нагрузки	74
3.3. Определение расчетной нагрузки	79
3.4. Определение расхода электроэнергии	82
3.5. Рекомендации по последовательности расчетов электрических нагрузок	84
Глава 4. Системы электроосвещения промышленных предприятий	87
4.1. Виды освещения и характеристики источников света	87
4.2. Выбор напряжения электрических сетей освещения	91
4.3. Выбор метода расчета общего освещения	93

Глава 5. Потери напряжения, мощности, электроэнергии в электрических сетях, расчет и выбор площади сечения проводников и защитных аппаратов	97
5.1. Потери напряжения в электрических сетях	97
5.2. Определение потерь электрической мощности и электроэнергии	103
5.3. Расчет нагревания и охлаждения проводников и выбор их площади сечения	107
5.4. Расчет сетей электрического освещения	110
5.5. Расчет стальных проводов, шино- и токопроводов	112
5.6. Защита электрических сетей и установок напряжением до 1000 В	113
Глава 6. Компенсация реактивной мощности	124
6.1. Основные положения	124
6.2. Компенсирующие устройства	129
6.3. Техничко-экономическое обоснование выбора средств компенсации реактивной мощности	133
6.4. Размещение компенсирующих устройств	138
6.5. Регулирование работы компенсирующих устройств	139
Глава 7. Основное электрооборудование электрических станций и подстанций	142
7.1. Синхронные генераторы	142
7.2. Шинные конструкции и изоляторы	145
7.3. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	147
7.4. Выключатели высокого напряжения	156
7.5. Разъединители, отделители, короткозамыкатели и заземлители	164
7.6. Выключатели нагрузки, предохранители, разрядники, реакторы	168
7.7. Измерительные трансформаторы	173
Глава 8. Внутривзаводское электроснабжение промышленных предприятий	178
8.1. Выбор напряжения электрической сети, питающей промышленное предприятие	178
8.2. Выбор напряжения для внутривзаводского распределения электроэнергии	179
8.3. Принципы построения схем электроснабжения и картограммы электрических нагрузок	180
8.4. Выбор числа и мощности трансформаторов	183
8.5. Виды схем электроснабжения	185
8.6. Техничко-экономическая оценка вариантов схем электроснабжения	191

Глава 9. Конструктивное исполнение электрических сетей, трансформаторных подстанций и распределительных устройств напряжением свыше 1000 В	199
9.1. Конструктивное исполнение электрических сетей напряжением свыше 1000 В	199
9.2. Выбор площади сечения проводов и жил кабелей	205
9.3. Назначение и классификация подстанций	209
9.4. Схемы и основное электрооборудование главных понизительных подстанций	210
9.5. Подстанции напряжением 6 (10)/0,4 (0,66) кВ	219
9.6. Распределительные устройства	222
Глава 10. Токи короткого замыкания. Выбор и проверка токоведущих частей, изоляторов и аппаратов	231
10.1. Изменение тока в трехфазной цепи при коротком замыкании	231
10.2. Расчет токов короткого замыкания	234
10.3. Действие токов короткого замыкания и ограничение их силы	243
10.4. Выбор и проверка токоведущих частей, изоляторов и аппаратов	247
Глава 11. Защитные меры электробезопасности	252
11.1. Основные сведения и определения	252
11.2. Средства защиты, обеспечивающие безопасность обслуживания электроустановок	259
11.3. Защитное заземление и способы его выполнения	260
11.4. Защитное отключение	263
11.5. Конструкция и расчет заземляющих устройств	265
Глава 12. Электроснабжение гражданских зданий	274
12.1. Общие сведения о схемах источников питания и городских сетей	274
12.2. Электрооборудование гражданских зданий	282
12.3. Особенности расчетов электрических нагрузок гражданских зданий	287
12.4. Схемы электрических сетей гражданских зданий	298
12.5. Особенности устройства внутренних электрических сетей гражданских зданий	310
12.6. Измерительные приборы, устанавливаемые в электросетях гражданских зданий	316
12.7. Заземление (зануление) и защитное отключение в гражданских зданиях	318
Глава 13. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения промышленных и гражданских зданий	321
13.1. Общие вопросы релейной защиты	321

13.2. Классификация реле	322
13.3. Конструкция вторичных реле	324
13.4. Токовая защита	326
13.5. Защита силовых трансформаторов и сетей напряжением до 1000 В	331
13.6. Контроль, управление и сигнализация на подстанциях	338
13.7. Автоматика в системах электроснабжения	342
13.8. Самозапуск электродвигателей	347
13.9. Диспетчеризация и телемеханизация в системах электроснабжения	350
Глава 14. Некоторые вопросы техники высоких напряжений в системах электроснабжения	352
14.1. Испытание изоляции	352
14.2. Защита электрооборудования от перенапряжений	354
Список литературы	358

Учебное издание

Сибикин Юрий Дмитриевич

Электроснабжение промышленных и гражданских зданий
Учебник

Редактор *Е. М. Зубкович*

Технический редактор *Н. И. Горбачева*

Компьютерная верстка: *Н. В. Протасова*

Корректоры *Н. С. Потемкина, И. В. Могилевец*

Изд. № А-1190-І. Подписано в печать 28.10.2005. Формат 60×90/16.
Гарнитура «Таймс». Бумага тип. № 2. Печать офсетная. Усл. печ. л. 23,0.
Тираж 4000 экз. Заказ № 2257.

Издательский центр «Академия». www.academia-moscow.ru

Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.953.Д.004796.07.04 от 20.07.2004.
117342, Москва, ул. Бултерова, 17-Б, к. 360. Тел./факс: (495) 330-1092, 334-8337.

Отпечатано в ОАО «Тверской полиграфический комбинат».
170024, г. Тверь, пр-т Ленина, 5. Телефон: (0822) 44-42-15.

Интернет/Home page-www.tverpk.ru Электронная почта (E-mail)-sales@tverpk.ru