



Ш э л а

Издание осуществлено
при финансовой поддержке
ООО «Производственное
предприятие шахтной
электроаппаратуры»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Председатель
Л.А. ПУЧКОВ

Зам. председателя
Л.Х. ГИТИС

Члены редсовета
А.П. ДМИТРИЕВ

Б.А. КАРТОЗИЯ

А.В. КОРЧАК

М.В. КУРЛЕНЯ

В.Н. ОПАРИН

В.И. ОСИПОВ

В.Л. ПЕТРОВ

А.Д. РУБАН

Э.М. СОКОЛОВ

К.Н. ТРУБЕЦКОЙ

В.А. ЧАНТУРИЯ

президент МГТУ,
чл.-корр. РАН

директор
Издательства МГТУ

академик РАЕН

академик РАЕН

академик МАН ВШ

академик РАН

чл.-корр. РАН,
директор ИГД СО
РАН

академик РАН

академик МАН ВШ

чл.-корр. РАН,
зам. директора
ИПКОН РАН

академик МАН ВШ

академик РАН

академик РАН

Г.М. Петров

**ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ
ОБЪЕКТОВ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ
ГОРОДСКИХ
ПОДЗЕМНЫХ
СООРУЖЕНИЙ**

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по образованию в области
горного дела в качестве учебника для студентов горных
вузов и факультетов, обучающихся по специальности
«Электропривод и автоматика промышленных установок
и технологических комплексов» (квалификация — горный
инженер) направления подготовки «Электротехника,
электромеханика и электротехнологии»*



МОСКВА

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ГОРНАЯ КНИГА»

♦ ИЗДАТЕЛЬСТВО МОСКОВСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА
2011

УДК 621.31:622(075.08)

ББК 31.33

П 30

Книга соответствует «Гигиеническим требованиям к изданиям книжным для взрослых» СанПиН 1.2.1253–03, утвержденным Главным государственным санитарным врачом России 30 марта 2003 г. (ОСТ 29.124–94). Санитарно-эпидемиологическое заключение Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека № 77.99.60.953.Д.014367.12.10

Экспертиза проведена Учебно-методическим объединением высших учебных заведений Российской Федерации по образованию в области горного дела (письмо № 51-75/6 от 30.06.2009)

Рецензенты:

- кафедра «Механизация и автоматизация горных и геологоразведочных работ» Российского государственного геологоразведочного университета (зав. кафедрой д-р техн. наук, проф. В.В. Алексеев; д-р техн. наук, проф. Ю.В. Шевырев);
- д-р техн. наук, зав. отделом А.Т. Ерыгин (ИПКОН РАН)

Петров Г.М.

П 30 Электрфикация объектов при строительстве городских подземных сооружений: Учебник. — М.: издательство «Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2011. — 522 с.: ил. (ГОРНАЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА)

ISBN 978-5-98672-234-4 (в пер.)

ISBN 978-5-7418-0668-5

Описаны принципы электроснабжения и построения схем распределения электроэнергии на предприятиях, строящих городские подземные сооружения. Приведены краткие характеристики основного электрооборудования, применяемого при электрификации строительных площадок поверхностного и подземного комплексов. Изложены основные данные по выбору, расчету и защите кабельных линий и оборудования. Рассмотрены основы электробезопасности, энергетические показатели и показана организация эксплуатации электрохозяйства городских подземных сооружений.

Г.М. Петров – канд. техн. наук, проф. (кафедра «Электрификация и энергоэффективность горных предприятий» Московского государственного горного университета).

Для студентов горных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов» (квалификация – горный инженер) направления подготовки «Электротехника, электромеханика и электротехнологии».

УДК 621.31:622(075.08)

ББК 31.33

ISBN 978-5-98672-234-4

ISBN 978-5-7418-0668-5



9 785986 722344

© Г.М. Петров, 2011

© Издательство «Горная книга», 2011

© Издательство МГГУ, 2011

© Дизайн книги. Издательство «Горная книга», 2011

ПРЕДИСЛОВИЕ

Электрификация в настоящее время играет существенную роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, во всем современном научно-техническом прогрессе.

Электрификация предприятий строительства городских подземных сооружений имеет важное значение как основная энергетическая база комплексной механизации и автоматизации горных работ. Современные предприятия городского подземного строительства являются крупными потребителями электрической энергии, имеющими характерные особенности, связанные с условиями работы машин и механизмов в подземных условиях (в некоторых случаях газовая среда, большая водообильность и ряд других специфических горно-геологических факторов). Специфика условий подземных выработок строительства городских подземных сооружений обусловила ряд специальных требований к электроснабжению предприятий, к исполнению электрооборудования, применяемого в подземных горных выработках. Это в свою очередь потребовало решения многих проблем, связанных с безопасным применением электрической энергии в подземных выработках, с защитой персонала от поражения электрическим током и т.п. Разработаны, созданы и внедрены разнообразные виды электрооборудования и научные методы безопасного применения электроэнергии в подземных горных выработках предприятий городского подземного строительства.

Основными горными машинами в городском подземном строительстве являются проходческие щиты и комплексы как зарубежного, так и российского производства, установленная мощность которых достигает несколько тысяч кВт и более. Горные машины и комплексы, особенно большой единичной мощности, требуют применения совершенных систем электроснабжения, способствующих повышению производительности труда.

Существенное значение имеет повышение напряжения питания горных машин и комплексов. На ряде проходческих

комплексов зарубежного производства на технологических площадках устанавливаются сухие трехобмоточные трансформаторы, первичное напряжение которых питается напряжением 6 или 10 кВ. Приводные двигатели мощных роторных рабочих органов проходческого комплекса получают питание от вторичной обмотки трансформатора напряжением 600 В, а другие электропотребители — от другой вторичной обмотки трансформатора напряжением 380 В.

Успешное внедрение нового электрооборудования, его эксплуатация и техническое обслуживание, повышение экономической эффективности производства зависят от уровня подготовки производственного персонала, в частности инженерного состава предприятий городского подземного строительства.

Учебник написан в соответствии с программой курса «Электрификация строительства городских подземных сооружений». Изложение данного курса базируется на материале дисциплин «Электрические и электронные аппараты», «Элементы систем автоматики», «Основы электроснабжения горных предприятий», «Автоматизированный электропривод машин и установок горного производства». Вопросы, трактуемые в указанных дисциплинах, излагаются в учебнике применительно к особенностям работы электрооборудования в условиях городского подземного строительства.

ВВЕДЕНИЕ

Под электрификацией строительства городских подземных сооружений следует понимать снабжение предприятий электро-энергией от электрических станций и подстанций, а также применение электрического привода как основной движущей силы производственных машин и механизмов.

В задачу курса «Электрификация строительства городских подземных сооружений» входит изучение вопросов применения электрической энергии (исключая вопросы электропривода) при подземном строительстве городских сооружений в неразрывной связи с рабочими механизмами, технологией производства и организацией труда.

Применение электрической энергии связано с опасностью как для работающих, так и для самого технологического процесса (угроза пожара или взрыва при соответствующих условиях производства). При этом безопасность становится одним из наиболее важных факторов при электрификации подземных работ.

С середины XVIII века по 70-е годы XIX века создаются материальные предпосылки для промышленного использования электроэнергии: возрастает потребность в добыче полезных ископаемых, появляются добычные и проходческие машины как объект применения электропривода, а также электрические машины. В этом важную роль сыграли усилия ученых и инженеров многих стран, в том числе и российских (Я.С. Якоби, Ф.А. Пироцкий и др.). Возникают идеи использования электроэнергии для взрывания шпуров (середина XVIII века), для привода машин и освещения. Появляются промышленные установки электромагнитного обогащения руды (40-е годы XIX века). В 70-е годы делаются первые попытки создания электропривода горных машин.

В 80-е — первой половине 90-х годов XIX века начинается промышленное внедрение электроэнергии в шахтах для сигнализации, связи, стационарного освещения (в России — с 1887 г. на Брянцевской соляной копии, затем на ряде рудников Донбасса). С 1881 г. электропривод постоянного тока начинает

применяться для отдельных стационарных установок и транспорта, со второй половины 80-х годов — для забойных механизмов. Большое значение в применении электричества в шахтах имели работы ученых и инженеров ряда стран, в том числе и российских (Д.Л. Лачинов, И.А. Тиме, М.О. Доливо-Добровольский).

Со второй половины 90-х годов — первой половины 10-х годов XX века начинают применяться электроприводы на основе трехфазного переменного тока. В России первые силовые установки появляются в 1895 г. (Щербиновский рудник в Донбассе). К концу этого периода созданы электродвигатели, пусковая аппаратура, кабели, принципы устройства которых в основных чертах сохранились до нашего времени. Однако ряд факторов (сложность электрических схем, несовершенство конструкций, невысокое качество изоляции, непрерывный рост мощностей и напряжений, применение в подземных выработках напряжения 1 — 3 кВ и др.) усложнили проблему электробезопасности. В России большую роль во внедрении электричества в подземных горных выработках сыграли работы И.А. Тиме, Г.Е. Евреинова, М.М. Федорова.

В 20-х годах XX века начинается внедрение электрооборудования в забоях газовых шахт, за рубежом создаются взрывобезопасные магнитные пускатели с дистанционным управлением и работоспособные конструкции экранированных кабелей. В России электрификация осуществляется на базе переменного тока с применением единых стандартных напряжений и наиболее благоприятной по условиям безопасности системы с изолированной нейтралью.

В 30-е — 40-е годы XX века создается более совершенная пусковая аппаратура, внедряется дистанционное управление, улучшаются схемы электроснабжения. Возникает задача увеличения напряжения, повышения надежности электрооборудования, особенно кабелей.

В период 40-х — 50-х годов происходит коренной технический сдвиг. В ряде стран выпускаются взрывобезопасные трансформа-

торы, пускатели с искробезопасными цепями управления, подготавливается переход на более высокие напряжения. В Советском Союзе к концу этого периода создаются забойные электродвигатели с повышенными длительными мощностями, не уступающие лучшим зарубежным образцам, начинается освоение 660 В, разрабатываются передвижные подстанции, производятся работы по регулируемому приводу забойных машин, что приводит к существенному повышению степени электробезопасности.

В 60-е годы завершен переход на напряжение 660 В; начата эксплуатация передвижных трансформаторных подстанций, негорючих экранированных кабелей; внедрены безмасляные высоковольтные выключатели, магнитные пускатели с искробезопасными цепями управления, забойные двигатели с длительными мощностями до 150 кВт и более; в области защиты внедряются системы опережающего отключения, автоматической газовой защиты.

В 70-е — 80-е годы научно-технический прогресс в области электрификации был направлен на расширение области применения электрической энергии в подземных горных выработках и повышению безопасности ее использования, а также на повышение энерговооруженности и устойчивости работы горных машин. Были разработаны комплекс оборудования и кабели на напряжение 1140 В.

После известных событий в конце XX столетия (распад Советского Союза) ряд предприятий по изготовлению горной техники остались на территории стран ближнего зарубежья. В современной России стало все больше применяться электрооборудование зарубежного производства, в которых используются забойные электродвигатели проходческих и добычных комплексов с длительными мощностями до 400 кВт и более. В аппаратуре управления и защиты стали применяться автоматы с большой отключающей способностью (свыше 40 кА).

В начале XXI века на ряде российских предприятий стала изготавливаться аппаратура рудничного нормального исполнения, которая широко используется при электрификации строительства

городских подземных сооружений. Применение данной аппаратуры позволило существенно снизить металлоемкость электрооборудования и его стоимость по сравнению со взрывобезопасной аппаратурой, а также повысить безопасность по сравнению с общепромышленной аппаратурой управления и защиты, используемой в щитах управления проходческих и добычных комплексов зарубежного производства. Кроме этого стала широко использоваться современная аппаратура управления и защиты на базе микропроцессорной техники. При управлении системами электропривода используются микроЭВМ и встроенные микроконтроллеры.

Наряду с совершенствованием электрооборудования, применяемого в подземных горных выработках, совершенствуются средства и правила по обеспечению электробезопасности.

В 30-е годы XX столетия появляется ряд научных работ по взрыво- и искробезопасности, разрабатываются первые отечественные Правила изготовления взрывобезопасного электрооборудования и методика его испытания. В 50-е — 60-е годы создаются единая теория, методика расчета и испытаний на искробезопасность, Правила и нормы конструирования искробезопасного электрооборудования.

Особого внимания заслуживает развитие профилактических мер обеспечения электробезопасности: контроль состояния изоляции электроустановок и защита от утечек тока. Большой вклад в решение этого вопроса был внесен институтами ДПИ, ВНИИВЭ, МакНИИ (В.П. Колосюк, А.Я. Фанин, В.С. Дзюба и др.). Предложен и внедрен целый ряд реле утечки — УАКИ, АЗАК, АЗПБ, АЗШ, АЗУР.

Важным направлением послужили работы по определению первичных критериев электробезопасности, которые были начаты в горной промышленности в конце 50-х годов (Б.Г. Меншов). В 60-х — 70-х годах прошлого столетия проводятся исследования, возглавляемые школой МГИ (В.И. Щуцкий, М.И. Бараш, Ю.Г. Бацежев, Н.П. Коренев, А.И. Найденов и др.).

Исследования состояния изоляции подземных электроустановок стали проводиться в конце 30-х годов XX века в МГИ (Л.В. Гладилин) и МакНИИ (Н.И. Бодиенко). В 50-е — 80-е годы проводятся исследования состояния изоляции подземных электроустановок в различных горно-промышленных районах страны, возглавляемые научной школой МГИ (Л.В. Гладилин, В.И. Щуцкий, В.А. Мысик, А.Г. Безденежных, Н.И. Чеботаев, Ю.Д. Глухарев, Г.М. Петров и др.). При этом был выявлен ряд закономерностей, влияющих на состояние изоляции (зависимость от параметров электрических сетей, роль емкостной составляющей и т.п.), обоснованы нормы сопротивлений изоляции кабелей и различных видов электрооборудования, которые впоследствии были включены в Правила безопасности, и др.

Вместе с тем происходит корректировка нормативных документов в области электробезопасности. Так, в конце XX — начале XXI века были приняты нормативные документы (ГОСТы, 7-е издание ПУЭ и др.), где были уточнены меры защиты от поражения электрическим током (в части устройства различных типов заземления и применения УЗО в этих сетях).

1. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ГОРОДСКОГО ПОДЗЕМНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

1.1. УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ

В подземных горных выработках на работающее электрооборудование воздействует ряд факторов, совокупность которых определяет условия эксплуатации. Воздействие можно разделить на четыре группы факторов.

1. Факторы, определяемые горно-геологическими условиями:

- особенность добычи полезного ископаемого;
- ограниченность рабочего пространства;
- затрудненный доступ при осмотрах и ремонтах;
- наличие выделяющихся газов и др.

Эта группа факторов определяет вид исполнения электрооборудования (см. главу 3) и требования по его безопасной эксплуатации.

2. Факторы электрического характера:

- токи нагрузки;
- изменения питающего и рабочего напряжений;
- число коммутационных переключений;
- токи короткого замыкания (КЗ);
- характер перегрузок, их длительность и т. д.

Эта группа факторов определяет энергетический режим работы электроустановок и также предъявляет ряд требований по обеспечению их безопасной эксплуатации.

3. Факторы механического характера:

- вибрации и удары, возникающие при транспортировке;
- вибрации и удары при перемещении электрооборудования по горным выработкам по мере перемещения фронта работ.

Эта группа факторов определяет требования к механической прочности и массе электрооборудования.

4. Факторы окружающей среды:

- температура;
- влажность;
- запыленность рудничной атмосферы.

Эта группа факторов в значительной мере предопределяет срок службы электрооборудования.

Каждая из рассмотренных групп факторов в конкретных условиях определяет требования, предъявляемые к эксплуатации электрооборудования в специфической обстановке подземных горных работ.

Так, для шахт и рудников характерно наличие взрывоопасной атмосферы: метан в смеси с воздухом и взвешенная пыль в угольных шахтах, водород и метан в смеси с воздухом в калийных рудниках, метан и сероводород в смеси с воздухом в озокеритовых шахтах и т. п. Подземные выработки относятся к особо сырым помещениям, в которых относительная влажность атмосферы достигает 100 %, с наличием агрессивных (кислотных и щелочных) вод, различных горючих материалов. Основная масса подземных электроустановок вследствие непрерывного или периодического подвигания фронта очистных и подготовительных работ относится к категории передвижных, для которых требования электробезопасности должны быть повышены. При этом следует учитывать, что эксплуатация подземных электроустановок осуществляется в условиях ограниченных рабочих пространств и размеров горных выработок, сильного давления и возможности обрушения боковых пород, ведения взрывных работ, недостаточной освещенности рабочих мест и т. д.

Требования безопасного электроснабжения в основном сводятся к исключению опасности возникновения взрывов пылевоздушной, газовоздушной или пылегазовоздушной среды; возникновения пожаров; поражения персонала электрическим током.

Условиями взрыва пыле- или газовоздушной атмосферы служат два совпадающих во времени фактора: наличие взрывоопасных газов или пыли в опасной концентрации и источника зажигания достаточной мощности.

Условие возникновения пожаров — одновременное наличие горючих материалов и достаточно мощного источника энергии зажигания. Источником пожара могут быть электрические дуги, искры, а также нагретые до высокой температуры токоведущие части.

Что касается поражения обслуживающего персонала электрическим током, то, несмотря на меры предосторожности и защиты, случаи электротравматизма на шахтах и рудниках все еще продолжают иметь место. По данным МГГУ [36], число несчастных случаев от прикосновения к токоведущим частям электроустановок в 2 — 3 раза больше числа электротравм от прикосновения к нетокковедущим частям электроустановок, случайно оказавшимся под напряжением (главным образом из-за ухудшения состояния изоляции электроустановок).

Из вышеизложенного следует, что предприятия с подземной разработкой имеют разнообразные условия опасности, поэтому они являются объектами особой электроопасности, в которых эксплуатация электрооборудования должна производиться в строгом соответствии с электротехническими и отраслевыми правилами безопасности и правилами технической эксплуатации электрооборудования.

1.2. ВОЗДЕЙСТВИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА

Электрический ток действует на организм человека своеобразно. Прямое или непосредственное действие проявляется не только в месте соприкосновения тела человека с токоведущей частью электроустановки, но и по всему пути тока. При прямом действии тока возникают такие поражения, как ожоги, электрические знаки (метки), электрометаллизация кожи. Наиболее опасны поражения внутренних органов, особенно когда ток непосредственно проходит через область сердца или дыхательного центра, вызывая соответственно нарушения ритма работы сердца или остановку дыхания, что может обусловить смертельный исход.

Одновременно с этим большое значение при электротравме имеет рефлекторное действие тока, так как протекающий через тело человека ток вызывает возбуждение обширных областей нервных тканей. Если центральная нервная система справляется с раздражителем, возникает активная ответная реакция (двигательная реакция, усиленное потоотделение, испуг и т. п.). Если раздражение превышает пределы выносливости центральной нервной системы, происходит опасное нарушение деятельности жизненно важных органов.

Ответная реакция организма на действие электрического тока зависит от целого ряда факторов [32]:

- величины и рода тока, протекающего через тело человека;
- длительности воздействия, частоты и пути тока;
- состояния кожного покрова при контактной электротравме, площади соприкосновения с током и токоведущими частями;
- физического и психического состояния человека и т. д.

Степень воздействия электрического тока на организм человека принято классифицировать следующим образом.

Ощутимый ток — значение тока, который вызывает при прохождении через организм человека ощутимые раздражения. Средние значения ощутимого переменного тока частотой 50 Гц, по данным МГГУ [35], оцениваются диапазоном 0,8 — 1,8 мА, средние значения ощутимого постоянного тока примерно в 3,5 — 4 раза больше. Наиболее активным в физиологическом отношении является ток с фазовыми отсечками, присущий электроустановкам с тиристорной техникой. Следующим по степени активности является пульсирующий ток при однополупериодном выпрямлении. Пульсирующий ток при двухполупериодном выпрямлении по степени активности несколько уступает переменному току частотой 50 Гц, но превосходит постоянный ток.

Отпускающий ток — значение тока, при котором человек сохраняет способность самостоятельно освободиться от контакта с частями, находящимися под напряжением. Средние значения отпускающего переменного тока частотой 50 Гц, по тем же данным, оцениваются диапазоном 4 — 8 мА, т. е. примерно в 4 раза

превышает средние значения ощутимого тока. Средние значения отпускающего постоянного тока примерно в 3,5 – 4 раза больше. Степень активности пульсирующего тока при двухполупериодном выпрямлении аналогична изложенной выше.

Неотпускающий ток — значение тока, который вызывает при прохождении через тело человека непреодолимые судорожные сокращения мышц рук, в которых зажаты проводники, т. е. человек теряет способность самостоятельно освободиться от контакта с токоведущими частями и подвергается смертельной опасности при длительном воздействии тока. По данным МГГУ, средние значения неотпускающего тока примерно в 2 раза больше значения отпускающего тока, т. е. для переменного тока частотой 50 Гц эта величина оценивается диапазоном 8 – 16 мА.

Фибрилляционный ток — значение тока, при котором наступает фибрилляция сердца. Фибрилляция сердца — это такое состояние сердца, когда вместо ритмичных сокращений, происходящих в определенной последовательности, наступают частые, беспорядочные, разновременные сокращения многочисленных волокон сердечной мышцы. Число таких сокращений доходит до 700 за 1 мин, т. е. в 10 раз превышает нормальный ритм работы сердца, в результате чего оно перестает перекачивать кровь, что приводит организм к гибели. По оценке МГГУ, наименьшее значение фибрилляционного тока составляет 24 – 28 мА.

Чем меньше продолжительность воздействия тока на организм человека, тем меньше опасность поражения. Для определения предельно допустимых токов Международной электротехнической комиссией (МЭК) рекомендована формула

$$I_{\text{доп}} = 10 + \frac{10}{t}, \text{ мА}, \quad (1.1)$$

где t — длительность воздействия тока на организм человека, с.

Формула (1.1) рекомендована для $t \geq 0,1 - 0,2$ с. Для длительности воздействия $t < 0,1$ с ИГД им. А.А. Скочинского и МИИТ предложены формулы

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{доп}} &= 240 / \sqrt{t} \quad \text{при } t = 0,001 - 0,01 \text{ с;} \\ I_{\text{доп}} &= 760 / \sqrt[4]{t} \quad \text{при } t = 0,01 - 0,1 \text{ с.} \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

В соответствии с ГОСТ 12.1.038—82 (2001) [3] при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать: для переменного тока 50 Гц $U = 2 \text{ В}$ и $I = 0,3 \text{ мА}$; для постоянного тока $U = 8 \text{ В}$ и $I = 1 \text{ мА}$.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме электроустановок напряжением до 1 кВ с заземленной или изолированной нейтралью и выше 1 кВ с изолированной нейтралью не должны превышать значений, указанных в табл. 1.1.

Основными факторами, определяющими проходящий через тело человека ток, являются напряжение прикосновения $U_{\text{пр}}$ и полное сопротивление тела человека $Z_{\text{чел}}$.

Электрическое сопротивление тела человека является нелинейной величиной, зависящей от многих факторов: приложенного напряжения, состояния кожного покрова, места и площади контакта, формы токоведущей части, с которой происходит соприкосновение, и т. д. В результате экспериментальных исследований установлено, что в пределах допустимых напряжений сопротивление тела человека уменьшается при увеличении воздействующего напряжения. Эта функциональная зависимость описывается законом убывающей квадратичной параболы, причем при возрастании напряжения на 1 В происходит уменьшение величины сопротивления тела человека на 100 Ом. При напряжении порядка 40 – 45 В (с учетом индивидуальной чувствительности) наступает пробой кожных покровов, определяющий основное сопротивление в цепи тока через человека, после чего сопротивление тела человека практически равно сопротивлению внутренних тканей (менее 1 кОм). При расчете электроустановок на электробезопасность величину сопротивления тела человека принимают равной 1000 Ом.

Таблица 1.1

Предельно допустимые уровни напряжения и токов

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов, не более, при продолжительности воздействия тока t , с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	свыше 1,0
Переменный частотой 50 Гц	U , В I , мА	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20 6
Выпрямленный однополупериодный	$U_{амп}$, В $I_{амп}$, мА	650	500	400	300	250	200	190	180	170	160	150	—
Выпрямленный двухполупериодный	$U_{амп}$, В $I_{амп}$, мА	650	500	400	300	270	230	220	210	200	190	180	—
Постоянный	U , В I , мА	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40 15

Если оценивать опасность путей тока, протекающего через сердце, наиболее опасными считаются пути голова — руки, голова — ноги, правая рука — ноги. По величине тока более опасным является путь рука — рука (верхняя петля) по сравнению с путем нога — нога (нижняя петля). По величине напряжения пути рука — ноги, руки — ноги и нижняя петля равноопасны или более опасны, чем путь по верхней петле.

В табл. 1.2 приведены значения отпускающих токов (по данным МГГУ) для различных частот.

С ростом частоты тока от 50 Гц до 15 кГц величины отпускающих токов возрастают, за исключением частоты 200 Гц, которая может рассматриваться как наиболее физиологически

Зависимость отпускающих токов от частоты тока

Частота тока, Гц	50	200	400	600	800	1400	2200	3000	6000	9000	15000
Ток, мА	8,2	7,3	8,6	8,8	9,3	17,5	21,6	26,5	31,7	45,0	61,0

активная. Зависимость отпускающих токов $I_{\text{отп}}$ от частоты f (в пределах 200 – 15 000 Гц) определяется по формуле

$$I_{\text{отп}} = \kappa \sqrt{f}, \text{ мА}, \quad (1.3)$$

где $\kappa \approx 0,45$ – коэффициент, зависящий от условий воздействия и площади контакта с токоведущими частями.

Согласно исследованиям Читинского политехнического института, наиболее физиологически активными являются частоты 1 и 7 – 8 Гц, причем характер ощущений при воздействии токов этих частот более болезненный по сравнению с токами промышленной и повышенных частот.

При оценке условий электропоражений важное значение имеет площадь контакта с токоведущей частью электроустановки. При увеличении поверхности соприкосновения электрическое сопротивление тела человека уменьшается, что увеличивает воздействующий ток и, следовательно, опасность электропоражения.

В специфических условиях шахт и рудников при оценке условий электробезопасности необходимо учитывать микроклимат подземных выработок, особенно температуру и влажность подземной атмосферы. При повышении температуры окружающей среды электрическое сопротивление тела человека снижается, воздействующий ток возрастает, что обуславливает рост опасности электропоражения. Аналогичная картина наблюдается при повышенной влажности окружающей среды, особенно при увлажнении кожи.

При оценке условий электробезопасности также необходимо учитывать состояние человека. Подземные горные работы характеризуются специфическими условиями трудоемкости, поэтому следует считаться с фактором усталости работников. Обычная рядовая работа в условиях подземных выработок является напряженной и требует значительных усилий. Усталость приводит к ослаблению внимания к опасностям производственного характера, к неточным, замедленным движениям. Как показывает статистика, в последние часы рабочих смен частота электротравм возрастает, что объясняется влиянием фактора усталости. Следовательно, эксплуатация подземных электроустановок требует напряженного внимания персонала в течение всего периода работы.

1.3. УСЛОВИЯ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С РАЗНЫМ РЕЖИМОМ НЕЙТРАЛИ

При исследовании условий электробезопасности электрических сетей следует определить величину тока, протекающего через человека в различных условиях, в которых он может оказаться при эксплуатации электроустановок, а также оценить влияние различных факторов и параметров сети на опасность электропоражений, пожаров и взрывов.

На рис. 1.1 показано одновременное прикосновение человека к двум фазам трехфазной сети. Ток, проходящий через челове-

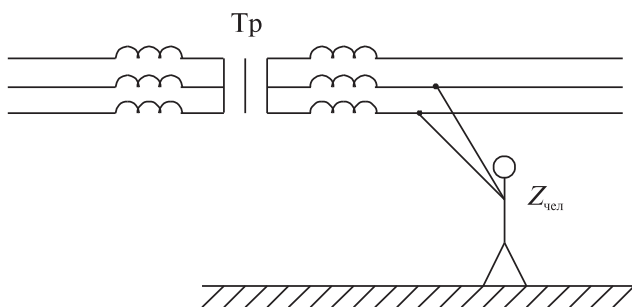


Рис. 1.1. Схема двухфазного прикосновения

ка, определяется линейным напряжением сети и сопротивлением тела человека:

$$I_{\text{чел}} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{ф}}}{Z_{\text{чел}}}, \text{ мА}, \quad (1.4)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение сети, В; $Z_{\text{чел}}$ – сопротивление тела человека, кОм.

Из (1.4) можно определить, что при линейных напряжениях подземных электрических сетей 127 В и выше и сопротивлении тела человека $Z_{\text{чел}} = 1 \text{ кОм}$ ток, проходящий через человека, превышает 100 мА, что смертельно опасно.

Случаи двухфазного прикосновения довольно редки по сравнению с однофазными прикосновениями, которые представляют собой своеобразное замыкание на землю. При этом ток, протекающий через тело человека, при прочих равных условиях зависит прежде всего от режима нейтрали электрической сети.

1.3.1. Электрические сети с изолированным режимом нейтрали

На рис. 1.2 представлена схема однофазного прикосновения человека в сети с изолированной нейтралью источника тока. В электрической сети с изолированной нейтралью фазы 1, 2 и 3 связаны с землей через полные сопротивления изоляции Z_1 , Z_2 и Z_3 . Если считать, что система симметрична, т. е. $Z_1 = Z_2 = Z_3$, то нулевая точка электроприемника будет иметь потенциал нуле-

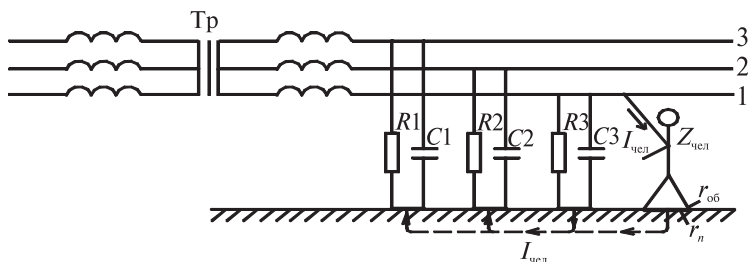


Рис. 1.2. Схема однофазного прикосновения человека в электрической сети с изолированной нейтралью

вой точки источника тока, а векторные диаграммы источника тока и электроприемника при наложении полностью совпадут.

При прикосновении человека к одной из фаз сети через него пройдет ток, величина которого зависит от активных сопротивлений изоляции и емкостей фаз относительно земли. Если считать, что активные сопротивления изоляции и емкости фаз относительно земли одинаковы, т. е. $R_1 = R_2 = R_3$ и $C_1 = C_2 = C_3$, то ток, протекающий через тело человека, определяется по формуле

$$I_{\text{чел}} = \frac{3U_{\text{ф}}}{3(Z_{\text{чел}} + r_{\text{об}} + r_{\text{п}}) + Z_{\text{из}}}, \text{ мА}, \quad (1.5)$$

где $U_{\text{ф}}$ — фазное напряжение сети, В; $Z_{\text{чел}}$ — сопротивление тела человека, кОм; $r_{\text{об}}$ — сопротивление обуви, кОм; $r_{\text{п}}$ — сопротивление пола, кОм; $Z_{\text{из}}$ — полное сопротивление изоляции сети, кОм.

В целях упрощения принимаем $r_{\text{об}} \approx 0$ и $r_{\text{п}} \approx 0$ (человек находится в обуви и стоит на полу, которые хорошо проводят электрический ток).

В связи с принятыми допущениями ток, проходящий через человека, прикоснувшегося к одной из фаз сети, определяется по выражению

$$I_{\text{чел}} = \frac{3U_{\text{ф}}}{3Z_{\text{чел}} + Z_{\text{из}}}, \text{ мА}. \quad (1.6)$$

Из (1.6) видно, что ток через человека тем меньше, чем выше уровень полного сопротивления изоляции сети относительно земли.

В электрических сетях напряжением до 1 кВ малой протяженности емкость невелика, поэтому емкостной проводимостью изоляции можно пренебречь. Если принять, что полное сопротивление изоляции сети значительно больше сопротивления тела человека, т. е. $Z_{\text{из}} \gg Z_{\text{чел}}$, то выражение (1.6) будет иметь вид

$$I_{\text{чел}} \approx 3U_{\text{ф}} / Z_{\text{из}}, \quad (1.7)$$

т. е. ток, протекающий через человека, ограничивается сопротивлением изоляции относительно земли и практически не зависит

от сопротивления тела человека. Поэтому в сетях, имеющих малую емкость и высокий уровень активного сопротивления изоляции, прикосновение к фазе может оказаться безопасным.

В разветвленных сетях с большим числом электроприемников, что характерно для подземных электрических сетей рудников, емкость имеет значительную величину, а уровень сопротивлений изоляции низкий. В конкретных условиях эксплуатации может оказаться, что полное сопротивление изоляции сети будет меньше сопротивления тела человека, т. е. $Z_{из} < Z_{чел}$. При этом выражение (1.6) будет иметь вид

$$I_{чел} \approx U_{\phi} / Z_{чел}, \quad (1.8)$$

т. е. при прикосновении к фазе человек оказывается под фазным напряжением, а сопротивление изоляции практически не влияет на величину тока $I_{чел}$.

Если расчет тока $I_{чел}$ производить для более жесткого условия, когда сопротивление тела человека определяется его внутренним сопротивлением, т. е. $Z_{чел} = R_{чел}$, выражение (1.6) можно записать в виде

$$I_{чел} = \frac{U_{\phi}}{R_{чел}} \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{R(R + 6R_{чел})}{9R_{чел}^2(1 + R^2\omega^2C^2)}}}, \text{ мА}, \quad (1.9)$$

где R и C — соответственно активное сопротивление изоляции и емкость фазы относительно земли.

Электрические сети напряжением выше 1200 В обладают большой емкостью и высоким уровнем активного сопротивления изоляции. Это позволяет пренебречь активными токами утечки на землю, т. е. считать, что $R1 = R2 = R3 = \infty$. Если при этом ввести условие симметрии емкостей фаз относительно земли, т. е. $C1 = C2 = C3 = C$, то ток, проходящий через человека, определяется по следующему выражению:

$$I_{чел} = \frac{3U_{\phi} \omega C}{\sqrt{1 + 9R_{чел}^2 \omega^2 C^2}}, \text{ мА}. \quad (1.10)$$

Нетоковедущие части электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением (корпуса электрооборудования, оболочки кабелей и т. п.), могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции. Прикосновение к заземленному корпусу, имеющему контакт с одной из фаз, показано на рис. 1.3.

Если емкости фаз сети не учитывать и считать $R_1 = R_2 = R_3 = R$, то ток, протекающий через тело человека, определится по формуле

$$I_{\text{чел}} = \frac{3U_{\text{ф}}}{3R_{\text{чел}} + \frac{R(R_{3.3} + R_{\text{чел}})}{R_{3.3}}}, \text{ мА}, \quad (1.11)$$

где $R_{3.3}$ — сопротивление защитного заземления.

Из (1.11) следует, что ток, протекающий через тело человека, зависит в основном от величины $R_{3.3}$: чем меньше $R_{3.3}$, тем меньше $I_{\text{чел}}$ и, следовательно, меньше опасность поражения электрическим током.

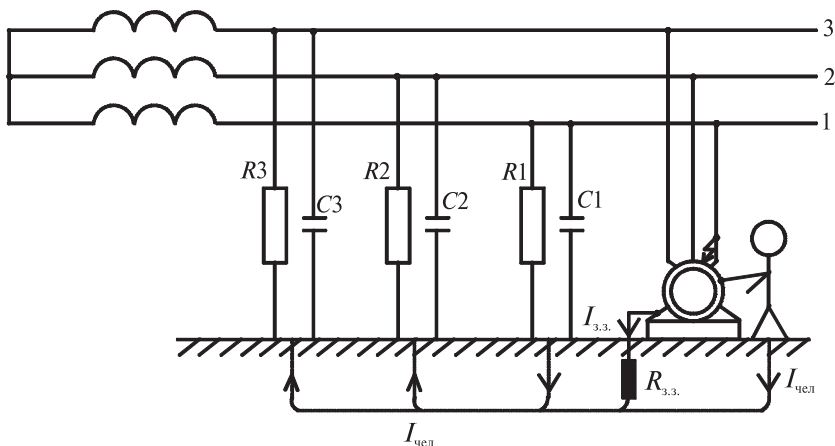


Рис. 1.3. Схема прикосновения человека к заземленному электрооборудованию, случайно оказавшемуся под напряжением, в сети с изолированной нейтралью

1.3.2. Электрические сети с глухозаземленной нейтралью

При нормальном режиме работы электрической сети с глухозаземленной нейтралью проводимости фазных и нулевого проводов относительно земли по сравнению с проводимостью заземления нейтрали имеют малые значения и с некоторыми допущениями могут быть приравнены к нулю.

В случае однофазного прикосновения человека к одной из фаз сети (рис. 1.4) ток замыкается на землю через человека и далее идет через заземление нейтрали. В этом случае ток, проходящий через человека, определяется следующим выражением:

$$I_{\text{чел}} = \frac{U_{\text{ф}}}{Z_{\text{чел}} + R_{\text{Н}}}, \text{ мА}, \quad (1.12)$$

где $R_{\text{Н}}$ — сопротивление заземления нейтрали, Ом.

Согласно требованиям 7-го издания Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [22] сопротивление заземляющего устройства $R_{\text{Н}}$, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора, в любое время года должно быть не более

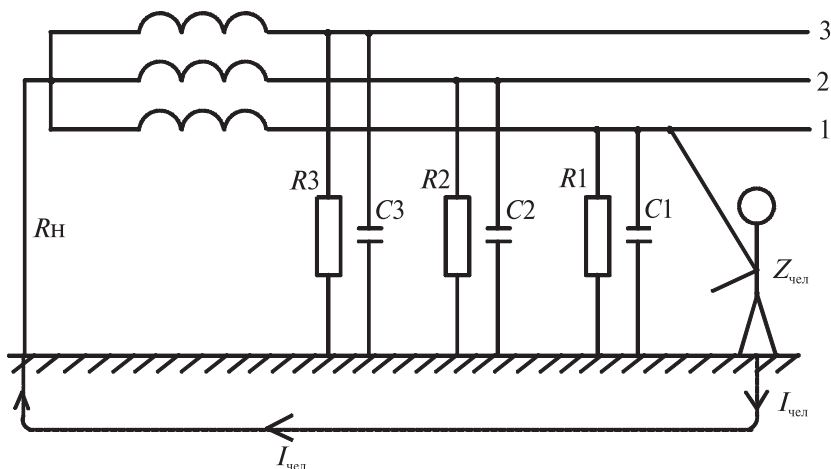


Рис. 1.4. Схема однофазного прикосновения человека в электрической сети с глухозаземленной нейтралью

2, 4 и 8 Ом при линейных напряжениях соответственно 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а также заземлителей повторных заземлений PEN- или PE-проводника воздушной линии напряжением до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора, должно быть не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. Следовательно, сопротивлением R_H можно пренебречь. Тогда формула (1.12) примет вид

$$I_{\text{чел}} = \frac{U_{\Phi}}{Z_{\text{чел}}}, \text{ мА.} \quad (1.13)$$

Прикосновение человека к заземленному корпусу, случайно оказавшемуся под напряжением (рис. 1.5), не представляет опасности в том случае, если напряжение корпуса по отношению к земле будет равно нулю, т. е. при $R_{3.3} = 0$. Практически это условие невыполнимо, так как некоторое сопротивление цепи электрооборудование (двигатель, аппарат) — земля всегда будет существовать. В этом случае ток, проходящий через человека, будет определяться по формуле

$$I_{\text{чел}} = \frac{U_{\Phi} R_{3.3}}{R_{\text{чел}} (R_H + R_{3.3})}, \text{ мА,} \quad (1.14)$$

где R_H — сопротивление заземления нулевой точки трансформатора, Ом.

При $U_{\Phi} = 220$ В, $Z_{\text{чел}} = 1$ кОм, $R_H = 0,4$ Ом, $R_{3.3} = 4$ Ом ток, протекающий через человека, превысит 100 мА, что, безусловно, опасно. Для снижения тока необходимо уменьшить значение сопротивления $R_{3.3}$, что не всегда практически осуществимо.

Таким образом, в сетях с глухозаземленной нейтралью заземление с помощью местных заземлителей практически не сни-

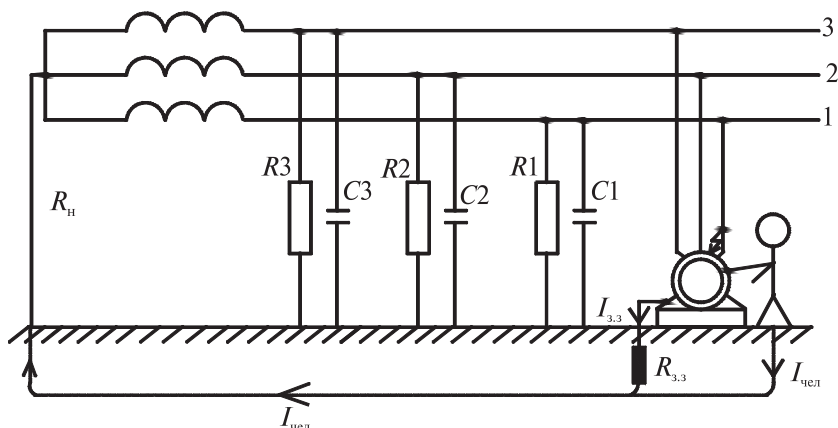


Рис. 1.5. Схема прикосновения человека к заземленному электрооборудованию, случайно оказавшемуся под напряжением, в сети с глухозаземленной нейтралью

жает опасности электропоражений. Поэтому согласно ПУЭ (7-е издание) корпуса электроприемников должны иметь надежную металлическую связь с нейтралью источника питания, выполненную нулевым защитным проводником РЕ, и следует применять уравнивание потенциалов. В качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током необходимо использовать устройства защитного отключения (УЗО).

1.3.3. Сравнение условий электробезопасности в электрических сетях с изолированной и глухозаземленной нейтралью

1. При прикосновении к одной из фаз электрической сети с изолированной нейтралью ток, протекающий через человека, всегда меньше, чем в случае в электрической сети с глухозаземленной нейтралью, так как в первом случае при прочих равных условиях ток ограничивается состоянием изоляции сети.

Из сопоставления формул (1.9) и (1.13) видно, что ток, проходящий через человека, при изолированной нейтрали $I_{и.н}$

может быть выражен через аналогичный ток при глухозаземленной нейтрали $I_{з.н}$ следующей формулой:

$$I_{и.н} = I_{з.н} \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{R(R+6R_{\text{чел}})}{9R_{\text{чел}}^2(1+R^2\omega^2C^2)}}}, \text{ мА.} \quad (1.15)$$

Отраслевые Правила безопасности в различных отраслях горной промышленности требуют в подземных электрических сетях напряжением до 1 кВ обязательного применения автоматического защитного отключения, осуществляемого с помощью реле утечки — аппарата защиты, дающего команду на отключение поврежденной сети при одно- и двухфазных замыканиях на землю, а также при недопустимом снижении уровня сопротивления изоляции сети относительно земли. Обязательное применение этих средств автоматического непрерывного контроля за состоянием изоляции сети делает бесспорным преимущество системы с изолированной нейтралью.

2. При прикосновении к токоведущим частям одной из фаз электрической сети с изолированной нейтралью человек оказывается под напряжением, величина которого изменяется в зависимости от уровня сопротивлений изоляции двух других фаз в пределах от 0 до $U_{\text{л}}$. При прикосновении к токоведущим частям одной из фаз сети с глухозаземленной нейтралью человек всегда оказывается под фазным напряжением $U_{\text{ф}}$.

3. При изолированной нейтрали замыкание одной из фаз сети на землю не обнаруживается (без специальных измерений) до появления опасного замыкания любой другой фазы. При глухозаземленной нейтрали замыкание одной из фаз сети на землю является практически коротким замыканием, что способствует автоматическому отключению электроустановки от сети. Вследствие этого ПУЭ регламентируют в электрической сети с изолированной нейтралью обязательно осуществлять контроль изоляции с помощью реле утечки, а в электрической сети с глухозаземленной нейтралью рекомендуют применять УЗО.

4. В сети с изолированной нейтралью прикосновение к одной из фаз может быть как безопасным, когда $U_{\text{пр}} = 0$, так и

опасным, причем более опасным, чем при глухозаземленной нейтрали, когда $U_{\text{пр}} = U_{\text{л}}$. В электрической сети с глухозаземленной нейтралью прикосновение к одной из фаз при рабочем напряжении 127 В и выше всегда опасно.

5. Что касается опасности взрывов и пожаров, то очевидно, что система с глухозаземленной нейтралью в этом отношении более опасна, так как при этой системе замыкания на землю являются короткими замыканиями, что почти всегда сопровождается появлением искр или электрической дуги, опасных в отношении взрыва взрывоопасной среды или пожара в подземных выработках горных предприятий.

6. Электрическая сеть с глухозаземленной нейтралью применяется для электроснабжения электроустановок поверхностного комплекса горных предприятий из-за возможности одновременного питания трехфазных электропотребителей промышленных установок и однофазных электропотребителей бытовой техники и освещения.

Исходя из вышеизложенного, отраслевыми ПБ и ЕПБ запрещено применение в подземных выработках системы с глухозаземленной нейтралью. При строительстве городских подземных сооружений ПБ [16] запрещают в подземных выработках применять сети с глухозаземленной нейтралью трансформаторов и генераторов, за исключением специальных трансформаторов, предназначенных для питания преобразовательных устройств контактных сетей электровозной откатки, а также импортных тоннелепроходческих комплексов, имеющих свою трансформаторную подстанцию. Подсоединение других потребителей и устройств к указанным трансформаторам запрещается.

1.4. МЕРЫ ЗАЩИТЫ ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ

Основные меры защиты персонала горных предприятий от поражения электрическим током приведены ниже.

1. Обеспечение недоступности прикосновения к токоведущим частям. Эта мера защиты осуществляется монтажом откры-

тых токоведущих частей электроустановок (например, контактный провод электровозной откатки) на недоступной для случайного прикосновения высоте, а также ограждением электрооборудования сетками и т. п.

2. Защита от случайного прикосновения к токоведущим частям. Этот вид защиты обеспечивается закрытым исполнением рудничного электрооборудования, а также применением блокировок, препятствующих доступу к токоведущим частям до снятия с них напряжения и предотвращающих ошибочные действия обслуживающего персонала.

3. Применение пониженного напряжения. Эта мера защиты используется для электроустановок, наиболее опасных в отношении поражения электрическим током (переносные электроустановки — ручные электросверла, осветительные и сигнальные установки и т. п., а также источники питания цепей защиты и дистанционного управления).

4. Изоляция нетокковедущих частей, применяющихся для различных видов электрооборудования с целью предотвращения появления напряжения на нетокковедущих частях при повреждении изоляции токоведущих частей (рукоятки рубильников, ручных электросверл и т. д.).

5. Защитное заземление и зануление.

6. Контроль и профилактика повреждений изоляции электроустановок. Как было показано ранее (см. подразд. 1.3.3), состояние изоляции электроустановок в значительной степени определяет уровень электробезопасности. Поэтому контроль и профилактика повреждений изоляции позволяют выявить снижение уровня сопротивления изоляции и появление опасных утечек тока на землю, что, в свою очередь, позволяет своевременно отключить электроустановку и устранить соответствующие повреждения и неисправности.

7. Компенсация емкостных токов утечки на землю. Емкость фаз сети относительно земли определяется общей протяженностью сети, высотой подвеса проводов, толщиной фазной изоляции жил кабелей, т. е. геометрическими размерами. Уменьшить

емкость сети практически невозможно, но вполне возможно компенсировать емкостный ток утечки на землю, что достигается подключением между нейтралью и землей компенсирующей катушки (дресселя), индуктивность которой может регулироваться вручную или автоматически.

8. Электрическое разделение сетей. Разветвленная сеть большой протяженности имеет значительную емкость, невысокий уровень активного сопротивления изоляции и, как следствие, большие токи утечки на землю. Если такую сеть разделить на ряд сетей меньшей протяженности и разветвленности, то последние будут обладать значительно меньшей емкостью и более высоким уровнем активного сопротивления изоляции и опасность электропоражения электрическим током резко снизится.

9. Защитное отключение. Под этим термином понимают быстродействующую защиту, обеспечивающую автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности электропоражений. В электроустановках горных предприятий защитное отключение осуществляется с помощью реле утечки.

10. Общие меры безопасности. К ним относятся применение изолирующих подставок и ковриков, резиновых бот и перчаток, средств сигнализации; профессиональная подготовка персонала в части техники электробезопасности при эксплуатации электроустановок, широкая разъяснительная работа об опасности электрического тока и др.

1.5. ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

1.5.1. Защитное заземление в подземных горных выработках

Согласно Правилам безопасности при строительстве подземных сооружений [16], заземлению подлежат металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждений изоляции, т. е. должны быть заземлены кор-

пуса электродвигателей, аппаратов, трансформаторов, измерительных приборов и светильников, каркасов распределительных устройств, металлические оболочки кабелей, корпуса муфт и т. п., а также трубопроводы, сигнальные тросы и др., расположенные в подземных выработках, в которых имеются электрические сети. Заземлению не подлежат металлические крепи, нетоковедущие рельсы, оболочки отсасывающих кабелей электровозной контактной откатки, а также подвески труб, кабелей.

На строительной площадке и в подземных выработках согласно ПБ следует устраивать общую сеть заземления, к которой необходимо присоединить все подлежащие заземлению электроустановки и местные заземлители.

На рис. 1.6 представлена общешахтная заземляющая сеть. Общая сеть заземления должна иметь непрерывную электрическую связь от главного заземлителя до самого конечного электроприемника.

В качестве главного заземлителя может использоваться контур заземления КТП, КРУН; для повторных заземлителей могут использоваться заземлитель, устраиваемый в зумпфе или водосборнике, и местные заземлители. Согласно ПБ в качестве заземлителей в шахтах должны применяться стальные листы площадью не менее $0,79 \text{ м}^2$, толщиной не менее 5 мм, помещенные в зумпф или водосборник, а также стальные трубы диаметром не менее 50 мм, длиной не менее 2 м, помещенные в пробуренный шпур на глубину не менее 1,5 м. Допускается использовать в качестве заземлителя металлическую обделку тоннелей и в этом случае она должна быть присоединена в общешахтную сеть заземления. На все заземлители должны составляться паспорта с указанием их параметров и мест размещения.

Заземлитель в штрековых сточных канавах помещается в углубление и укладывается горизонтально на подушку из песка или другого гигроскопического материала высотой не менее 50 мм и засыпается сверху слоем в 150 мм из смеси песка и мелких кусков породы. В выработках, где нет сточной канавы, применяют стальные трубы диаметром не менее 50 мм и длиной не

33

менее 2 м, которые должны находится в мокром или регулярно увлажненном шпуре глубиной не менее 1,5 м. Труба, а также пространство между внутренней поверхностью шпуров и трубой заполняются песком или другим гигроскопическим материалом, смешанным с солью в соотношении 6:1. Стенки трубчатых заземлителей должны иметь на разной высоте не менее 20 отверстий диаметром не менее 5 мм. К заземлителю приваривается отрезок стальной полосы с болтовым зажимом для присоединения заземляющего отвода.

Заземляющие проводники главных заземлителей должны быть стальными и иметь площадь поперечного сечения не менее 100 мм². Заземляющие отводы от металлических частей осуществляются при помощи стального провода площадью сечения не менее 50 мм².

Металлические оболочки отдельных отрезков кабелей, соединенных муфтами, должны быть электрически соединены наружными медными перемычками площадью поперечного сечения не менее 25 мм² или стальными шинами площадью не менее 50 мм².

Заземляющий контур в камере тяговой подстанции контактной электровозной откатки кроме присоединения к местному заземлителю и общешахтной сети заземления должен быть присоединен к токоведущим рельсам, используемым в качестве обратного провода контактной сети, или к соединенному с рельсами отрицательному полюсу источника постоянного тока (выпрямительной установки). Кроме того, к общей сети заземления должны присоединяться токоведущие рельсы, используемые в качестве обратного провода контактной сети. Заземление электроустановок постоянного тока следует осуществлять путем надежного присоединения заземляемой конструкции к рельсам, используемым в качестве обратного провода контактной сети. Металлические оболочки и заземляющие жилы кабелей постоянного тока должны быть заземлены только с одной стороны путем их присоединения к отрицательному полюсу выпрямительной установки. Двусто-

роннее заземление оболочек и заземляющих жил кабелей постоянного тока не допускается.

Заземление передвижного и переносного электрооборудования, присоединенного к электрической сети гибким кабелем, должно осуществляться путем соединения корпусов оборудования с общешахтной сетью заземления посредством заземляющих жил гибких кабелей, подсоединенных к заземляющим зажимам, которые устраивают в кабельных вводах пусковой аппаратуры и электрооборудования.

При сооружении тоннелей из сборной блочной или монолитной железобетонной обделки должен прокладываться сборный заземляющий проводник (контур). Допускается использовать в качестве заземляющего контура рельсовые пути, имеющие заземление на всем протяжении. Расстояние между точками заземления определяется расчетом.

При сооружении подземных сооружений открытым способом заземлителем может служить контур заземления электроподстанций или забиваемые в грунт металлические сваи крепления котлована. Заземляющие проводники должны быть доступны для осмотра, предохранены от механических повреждений, коррозии и окрашены в черный цвет.

Сети заземления производственных помещений на поверхности, замораживающих станций, установок водопонижения, мастерских и др. должны присоединяться к заземляющему контуру подстанций, электростанций или к другим заземлителям. В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью должно быть выполнено зануление и обеспечена система уравнивания потенциалов. При этом сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали трансформаторов, генераторов при линейном напряжении 380 В, должно быть не более 4 Ом. В подземных горных выработках общее переходное сопротивление сети заземления, измеренное у наиболее удаленного от водосборника и у любых других заземлителей, не должно превышать 2 Ом, а сопротивление заземляющей жилы кабелей — 1 Ом.

1.5.2. Типы систем заземления

В главе 1.7 ПУЭ 7-го издания [22] дана классификация электроустановок в отношении применяемых систем заземления, соответствующая вышеуказанному стандарту:

- *система TN* — система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников;

- *система TN-C* — система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении;

- *система TN-S* — система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении;

- *система TN-C-S* — система *TN*, в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания;

- *система IT* — система, в которой нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые проводящие части заземлены;

- *система TT* — система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника питания.

Вышеперечисленные системы для сетей переменного тока представлены на рис. 1.7 – 1.12.

Условные обозначения систем расшифровываются следующим образом.

Первая буква — состояние нейтрали источника питания относительно земли:

T — заземленная нейтраль;

I — изолированная нейтраль.

Вторая буква — состояние открытых проводящих частей относительно земли:

T — открытые проводящие части заземлены независимо от отношения к земле нейтрали источника питания или какой-либо точки питающей сети;

N — открытые проводящие части присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания.

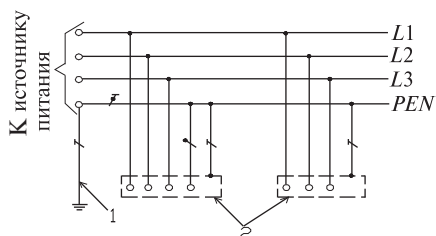


Рис. 1.7. Система *TN-C* переменного тока:

1 — заземлитель нейтрали (средней точки) источника; 2 — открытые проводящие части. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике

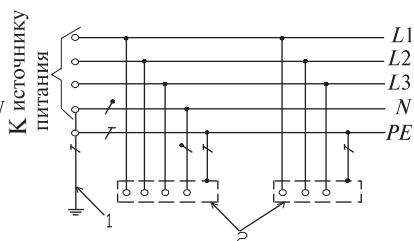


Рис. 1.8. Система *TN-S* переменного тока:

1 — заземлитель нейтрали источника питания; 2 — открытые проводящие части. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены

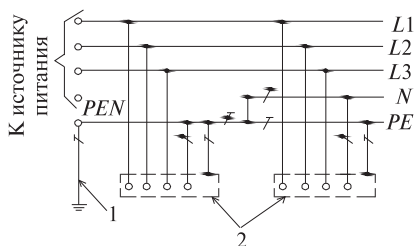


Рис. 1.9. Система *TN-C-S* переменного тока:

1 — заземлитель нейтрали источника питания; 2 — открытые проводящие части. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике в части системы

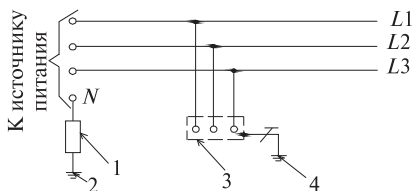


Рис 1.10. Система *IT* переменного тока:

1 — сопротивление заземления нейтрали источника питания (если имеется); 2 — заземлитель; 3 — открытые проводящие части; 4 — заземляющее устройство. Открытые проводящие части электроустановки заземлены. Нейтраль источника изолирована от земли или заземлена через большое сопротивление

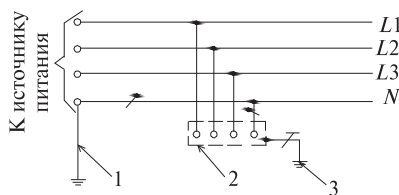


Рис. 1.11. Система *TT* переменного тока. Вариант 1:

1 — заземлитель нейтрали источника питания; 2 — открытые проводящие части; 3 — заземлитель открытых проводящих частей.

Открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземления, электрически не зависящего от заземлителя нейтрали

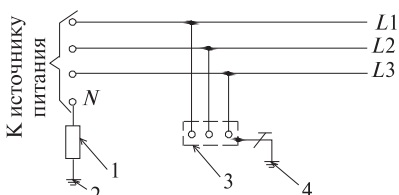


Рис. 1.12. Система *TT* переменного тока. Вариант 2:

1 — сопротивление заземления нейтрали; 2 — заземлитель; 3 — открытые проводящие части; 4 — заземлитель открытых проводящих частей.

Открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземления, электрически не зависящего от заземлителя нейтрали

Последующие (после буквы *N*) буквы — совмещение в одном проводнике или разделение функций нулевого рабочего и нулевого защитного проводников;

S — нулевой рабочий (*N*) и нулевой защитный (*PE*) проводники разделены;

C — функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике (*PEN*-проводник).

Приняты следующие графические обозначения проводников:

N —  — нулевой рабочий (нейтральный проводник);

PE —  — защитный проводник (заземляющий проводник, нулевой защитный проводник, защитный проводник системы уравнивания потенциалов);

PEN —  — совмещенный нулевой защитный и нулевой рабочий проводники.

Наиболее перспективной для условий строительства городских подземных сооружений (для электрификации электропотребителей поверхностного комплекса с глухозаземленной нейтралью) является система *TN-C-S*, позволяющая в комплексе с широким внедрением устройств защитного отключения (УЗО)

обеспечить высокий уровень электробезопасности в электроустановках без их коренной реконструкции.

Важное замечание. В электроустановках с системами заземления TN и $TN-C-S$ электробезопасность потребителя обеспечивается не собственно системами, а УЗО, действующими более эффективно в комплексе с этими системами заземления и системой уравнивания потенциалов.

Собственно сами системы заземления — без реле утечки в электрической сети с изолированной нейтралью и без УЗО в электрической сети с глухозаземленной нейтралью, не обеспечивают надлежащей безопасности.

Например, при пробое изоляции на корпус электроприбора или какого-либо аппарата при отсутствии устройств защитного отключения (реле утечки и УЗО в соответствующих электрических сетях) отключение этого потребителя от сети осуществляется устройствами защиты от сверхтоков — автоматическими выключателями или плавкими предохранителями. Быстродействие устройств защиты от сверхтоков, во-первых, уступает быстродействию УЗО, а во-вторых, зависит от многих факторов — кратности тока короткого замыкания, которая в свою очередь определяется сопротивлением фазных и нулевых проводников, переходным сопротивлением в месте повреждения изоляции, длиной линии, точностью калибровки автоматических выключателей и др.

1.5.3. Система уравнивания потенциалов

Согласно главе 1.7 ПУЭ [22], *уравнивание потенциалов* — электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

Защитное уравнивание потенциалов — уравнивание потенциалов, выполненное в целях безопасности. Термин *уравнивание потенциалов* не следует путать с термином *выравнивание потенциалов*.

Выравнивание потенциалов — снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле, в полу или на

их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем применения специальных покрытий земли.

Основная система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ (рис. 1.13) должна соединять между собой следующие проводящие части:

1) нулевой защитный *PE* или *PEN* проводник питающей линии в системе *TN*;

2) заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству электроустановки, в системах *IT* и *TT*;

3) заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если есть заземлитель);

4) металлические трубы коммуникаций, входящих в здание: горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения и т. п.

Если трубопровод газоснабжения имеет изолирующую вставку на вводе в здание, к основной системе уравнивания потенциалов присоединяется только та часть трубопровода, которая находится относительно изолирующей вставки со стороны здания;

5) металлические части каркаса здания;

6) металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следуют присоединять к шине *PE* щитов питания вентиляторов и кондиционеров;

7) заземляющее устройство системы молниезащиты 2-й и 3-й категорий;

8) заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если такое имеется и отсутствуют ограничения на присоединение сети рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления;

9) металлические оболочки телекоммуникационных кабелей.

На рис. 1.13 приведена система уравнивания потенциалов в здании:

M – открытые проводящие части;

C1 – металлические трубы водопровода, входящие в здание;

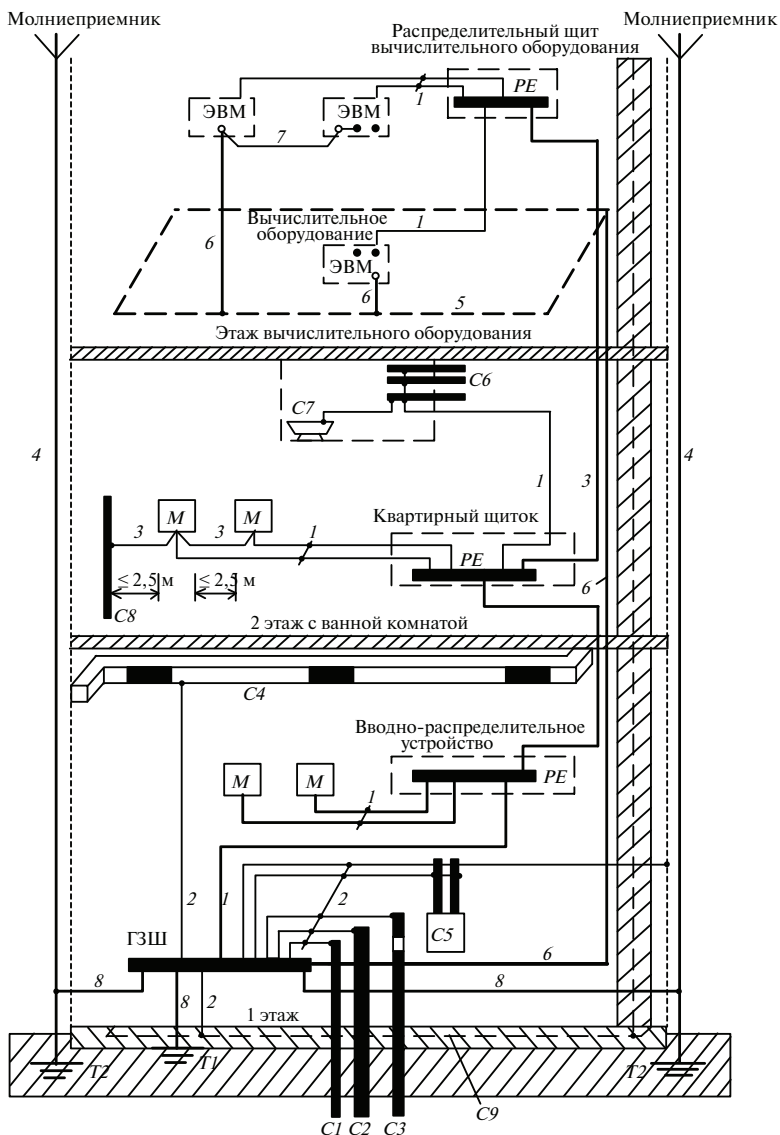


Рис. 1.13. Система уравнивания потенциалов

C2 – металлические трубы канализации, входящие в здание;
C3 – металлические трубы газоснабжения с изолирующей вставкой, входящие в здание;

C4 – воздуховоды вентиляции и кондиционирования;

C5 – система отопления;

C6 – металлические водопроводные трубы в ванной комнате;

C7 – металлическая ванна;

C8 – сторонняя проводящая часть в пределах досягаемости от открытых проводящих частей;

C9 – арматура железобетонных конструкций;

ГЗШ – главная заземляющая шина;

T1 – естественный заземлитель;

T2 – заземлитель молниезащиты (если имеется);

1 – нулевой защитный проводник;

2 – проводник основной системы уравнивания потенциалов;

3 – проводник дополнительной системы уравнивания потенциалов;

4 – токоотвод системы молниезащиты;

5 – контур (магистраль) рабочего заземления в помещении информационного вычислительного оборудования;

6 – проводник рабочего (функционального) заземления;

7 – проводник уравнивания потенциалов в системе рабочего (функционального) заземления;

8 – заземляющий проводник.

Проводящие части, входящие в здание извне, должны быть соединены как можно ближе к точке их ввода в здание.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине при помощи проводников уравнивания потенциалов.

Система дополнительного уравнивания потенциалов должна соединять между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, вклю-

чая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе *TN* и защитные заземляющие проводники в системах *IT* и *TT*, включая защитные проводники штепсельных розеток.

Для уравнивания потенциалов могут быть использованы специально предусмотренные проводники либо открытые проводящие части и сторонние проводящие части, если они удовлетворяют требованиям к защитным проводникам в отношении проводимости и непрерывности электрической цепи.

Главная заземляющая шина может быть выполнена внутри вводного устройства электроустановки напряжением до 1 кВ или отдельно от него. Внутри вводного устройства в качестве главной заземляющей шины следует использовать шину *PE*.

При отдельной установке главная заземляющая шина должна быть расположена в доступном, удобном для обслуживания месте вблизи вводного устройства. Сечение отдельно установленной главной заземляющей шины должно быть не менее сечения *PE (PEN)*-проводника питающей линии.

Главная заземляющая шина должна быть, как правило, медной. Допускается применение главной заземляющей шины из стали. Применение алюминиевых шин не допускается. В конструкции шины должна быть предусмотрена возможность индивидуального отсоединения присоединенных к ней проводников. Отсоединение должно быть возможно только с использованием инструмента.

В местах, доступных только квалифицированному персоналу (например, в щитовых помещениях жилых домов), главную заземляющую шину следует устанавливать открыто. В местах, доступных посторонним лицам (например, в подъездах или подвалах домов), она должна иметь защитную оболочку — шкаф или ящик с запирающейся на ключ дверцей. На дверце или на стене над шиной должен быть нанесен знак .

1.6. ЗАЩИТНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ

1.6.1. Защитное отключение в электрических сетях с изолированной нейтралью источника питания

В состав аппаратуры защитного отключения входят коммутационный аппарат (автоматический выключатель) и аппарат защиты от утечек тока (реле утечки). Реле утечки реагирует на снижение сопротивления изоляции сети ниже допустимой величины в случае прикосновения человека к токоведущим частям, а также на появление тока утечки, опасного в отношении открытого искрения в условиях взрывоопасной подземной атмосферы.

Опасность поражения электрическим током в случае прикосновения к токоведущим частям или к корпусам электротехнических изделий, оказавшимся под напряжением в результате повреждения изоляции, зависит от величины и длительности протекания тока через тело человека. Для быстрого (до 0,2 с) автоматического отключения электроустановки, на которой человек попал под действие электрического тока или появилась утечка тока на землю по другим причинам, в электрических сетях с изолированной нейтралью обязательно применение реле утечки. Это электротехническое устройство обеспечивает не только благоприятный исход при случайном прикосновении, но и значительно снижает опасность возникновения пожара и взрыва загазованной атмосферы как за счет сокращения времени существования дуговых или искровых разрядов при замыканиях на корпус или на землю, так и за счет снижения величины тока замыкания на землю благодаря применению устройств автоматической компенсации емкостной составляющей тока утечки.

В электрических сетях напряжением 127, 380, 660 и 1140 В реле утечки при срабатывании воздействует на отключающие катушки автоматических выключателей или автоматов, встроенных в корпуса передвижных трансформаторных подстанций и пусковых агрегатов, вызывая автоматическое отключение сети, присоединенной к этому электрооборудованию.

Реле утечки, применяемые в электрических сетях напряжением до 1140 В с изолированной нейтралью трансформатора, подразделяются на общесетевые реле утечки и реле утечки, встроенные в рудничные коммутационные аппараты и распределительные устройства.

В настоящее время для эксплуатации в электрических сетях переменного тока напряжением 380 и 660 В с изолированной нейтралью трансформатора в качестве общесетевых реле утечек выпускаются аппараты типа АЗУР (аппарат защиты от токов утечки унифицированный рудничный) пяти модификаций:

- АЗУР-1 — конструктивно выполнен в виде блока, устанавливаемого в РУНН передвижной подстанции типа ТСВП или КТПВ. Может воздействовать на расцепитель нулевого напряжения, на независимый расцепитель и на оба расцепителя одновременно автоматического выключателя А-3700;

- АЗУР-2 — аналогичен аппарату АЗУР-1. Дополнительно осуществляет тепловую защиту обмоток трансформатора подстанции;

- АЗУР-3 — конструктивно выполнен в отдельной взрывобезопасной оболочке. Может воздействовать на независимый расцепитель автоматического выключателя;

- АЗУР-4 — предназначен для защиты людей от поражения электрическим током и от других опасных последствий утечек тока на землю в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 660 и 1140 В с изолированной нейтралью трансформатора;

- АЗУР-4ПП — предназначен для применения в системе комплексной защиты от токов утечки в комбинированных распределительных сетях напряжением 660/1140 В, содержащих силовые полупроводниковые элементы, в том числе взрывозащищенные преобразователи частоты.

В табл. 1.3 приведена техническая характеристика реле утечки типа АЗУР.

На рис. 1.14 дана принципиальная электрическая схема аппарата типа АЗУР - 1140/660, в состав которого входят устрой-

Техническая характеристика реле утечки типа АЗУР

Параметры	Данные аппарата
Уровень и вид взрывозащиты	РВ, 3В
Исполнение аппарата	IP 54
Номинальное напряжение, В	380/660/1140
Потребляемая мощность, В·А, не более:	
при напряжении 380/660 В	13
при напряжении 660/1140 В	25
Сопротивление срабатывания (кОм) при симметричной трехфазной утечке (критическое сопротивление изоляции), емкости сети 0 – 1 мкФ/фазу и напряжении:	
380 В	10
660 В	30
1140 В	60
Сопротивление срабатывания (кОм) при однофазной утечке, емкости сети 0 – 1 мкФ/фазу и напряжении:	
380 В	12
660 В	20
1140 В	50
Собственное время срабатывания (с) при сопротивлении однофазной утечки 1 кОм, емкости сети 0–1 мкФ/фазу и напряжении:	
380 В	0,1
660 В	0,1
1140 В	0,07
Длительный ток утечки при изменении емкости сети от 0 до 1 мкФ/фазу, А	0,025
Габаритные размеры, мм:	
АЗУР-1	335x275x250
АЗУР-2	400x275x250
АЗУР-3	620x500x440
АЗУР-4	345x290x260
Масса, кг:	
АЗУР-1	17
АЗУР-2	18
АЗУР-3	70
АЗУР-4	21

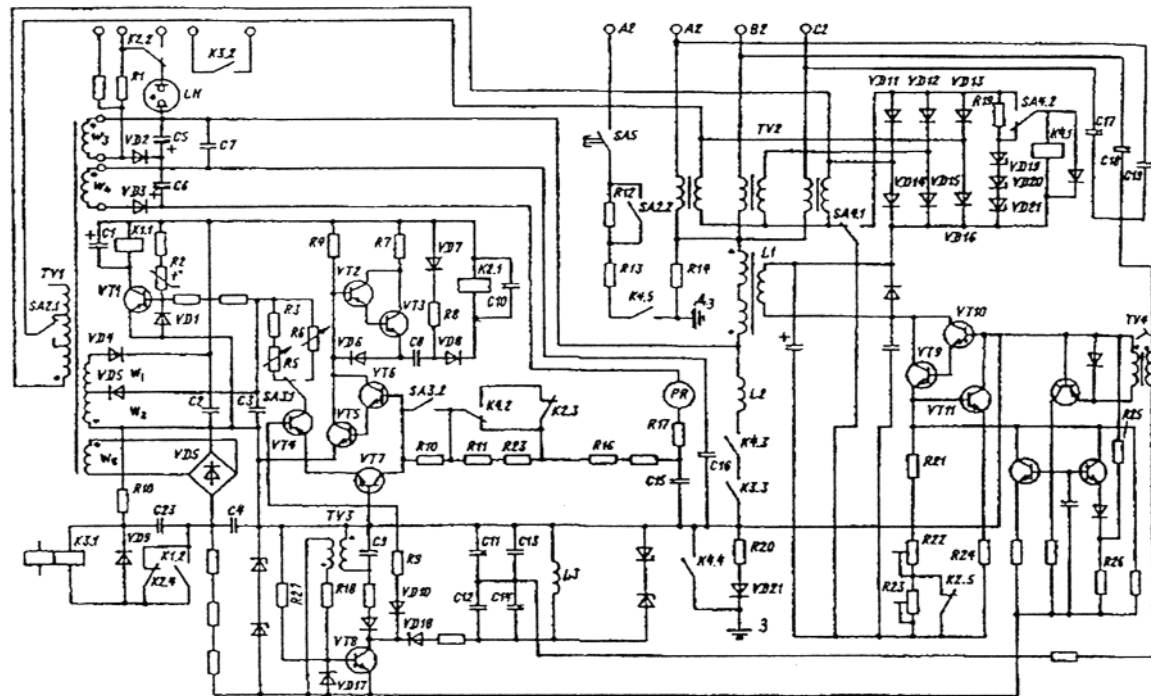


Рис. 1.14. Принципиальная электрическая схема аппарата АЗУР -1140/660

ство контроля сопротивления изоляции, устройство автоматической компенсации емкостной составляющей тока утечки и блок тепловой защиты.

Устройство контроля сопротивления изоляции состоит из источников питания эталонного и оперативного напряжения, генератора повышенной частоты, измерительной схемы, исполнительного реле КЗ.1. Напряжение питания подается на отводы первичной обмотки трансформатора *TV1* через тумблер *SA2.1* от вторичных обмоток трехфазного трансформатора *TV2*. Цепь эталонного тока питается от обмотки *TV1* через выпрямитель, состоящий из диода *VD5*, конденсатора *C3* и формирователя прямоугольных импульсов, собранного на транзисторе *VT4*, управляемый вход которого связан с генератором повышенной частоты через резистор *R9* и диод *VD10*.

Генератор повышенной частоты состоит из колебательного контура *TV3*, конденсатора *C9*, резисторов *R18*, *R27*, диодов *VD17*, *VD18* и транзистора *VT8*.

Формирование прямоугольных импульсов происходит за счет работы транзистора *VT8* и генератора повышенной частоты в ключевом режиме, который получается при подключении вторичной обмотки индуктивности колебательного контура *TV3* генератора повышенной частоты к эмиттер-базовому переходу транзистора *VT8* указанного генератора.

При открывании транзистора *VT8* через эмиттер-базовый переход транзистора *VT7* протекает ток и открывает этот транзистор, переводя его в режим насыщения. В этом случае по цепи эталонного тока протекает ток, определяемый сопротивлением ее резисторов и напряжения питания. При запираании транзистора *VT8* закрывается и транзистор *VT4*, что приводит к исчезновению эталонного тока. Поскольку транзистор *VT8* генератора периодически открывается и закрывается, в цепи эталонного тока протекают импульсы тока, близкие по форме к прямоугольной.

В отличие от ранее выпускавшихся аппаратов защиты от токов утечки, в аппаратах типа АЗУР имеются два источника

оперативного напряжения, соединенных последовательно, содержащих диоды $VD2$, $VD3$ и конденсаторы $C5$, $C6$, питающиеся от обмоток $W3$ и $W4$ трансформатора $TV1$. Один источник включен между конденсаторами $C15$, $C16$ RC -фильтра, в состав которого входят также резисторы $R10$, $R16$, $R17$. Второй источник присоединен к конденсатору $C7$, включенному последовательно с первичными обмотками компенсирующего дросселя $L1$. Вторые зажимы конденсаторов $C15$, $C16$ через замыкающий контакт реле напряжения соединены с основным заземлителем $З$, а точка соединения компенсирующего дросселя $L1$ с трехфазным трансформатором $TV2$ — с дополнительным заземлителем Дз. При подаче напряжения на подстанцию и выключенном автоматическом выключателе напряжение на зажимах $A2$, $B2$, $C2$, соединенных с трехфазным трансформатором $TV2$ и выпрямительным мостом на диодах $VD11$ — $VD16$, отсутствует. От этого выпрямителя питаются элементы автоматического компенсатора и стабилизатор напряжения, состоящий из стабилитронов $VD19$ — $VD21$ и резистора $R19$, к которому подключена обмотка $K4.1$ реле напряжения, и поэтому напряжение на этих элементах отсутствует, а реле $K4$ отключено. В этом случае аппарат АЗУР работает в режиме блокировочного реле утечки (БРУ).

Измерительный ток, протекающий через резисторы $R10$, $R11$, $R14$ — $R17$, $R20$, диод $VD21$, Дз, сопротивление изоляции сети, силовой кабель, обмотки трансформатора $TV2$ и вход порогового усилителя на транзисторах $VT5$, $VT6$, $VT7$, сравнивается с эталонным током. Если измерительный ток меньше амплитуды эталонного тока, что имеет место при высоком сопротивлении изоляции сети, в течение времени, когда через эмиттер-базовый переход транзистора $VT7$ течет эталонный ток, измерительный ток замыкается через открытый база-коллекторный переход $VT7$, минуя вход составных транзисторов $VT5$, $VT6$. Эти транзисторы в данное время закрыты, а $VT2$, $VT3$ открыты.

Если эталонный ток отсутствует, то транзисторы $VT5$, $VT6$ открываются измерительным током. Отсюда следует, что при высоком сопротивлении изоляции транзисторы $VT5$, $VT6$ усили-

теля периодически открываются и закрываются. В цепь нагрузки усилителя, питающегося через выпрямитель на диоде *VD4* и конденсаторе *C2* от обмотки трансформатора *TV1*, включены *VD7*, *R8* и конденсатор *C8*, который при открытом усилителе через указанные элементы и диод *VD6* заряжается до напряжения источника питания. Обратным напряжением на открытом диоде *VD6* усилитель на транзисторах *VT2*, *VT3* заперт. В течение времени, когда *VT5*, *VT6* закрыты, заряженный конденсатор *C8* разряжается через его вход и резистор *R4*. Реле *K2* при этом срабатывает и в течение заряда конденсатора *C8* удерживается во включенном состоянии за счет разряда через его обмотку конденсатора *C10*. Контактom *K2.2* это реле размыкает цепь питания сигнальной лампы и замыкает цепь питания нулевого расцепителя автоматического выключателя. Контакт *K2.4* реле *K2* размыкается и препятствует включению реле *K3.1*, замыкающие контакты *K3.2* которого включаются в цепь независимого расцепителя автоматического выключателя. Резистор *R20* и диод *VD21* обеспечивают искробезопасность цепи измерительного тока.

Если сопротивление изоляции снизилось и стало меньше уставки аппарата, измерительный ток превышает амплитудное значение эталонного тока и поэтому транзисторы *VT5*, *VT6* усилителя постоянно закрыты. В этом режиме конденсатор *C8* постоянно заряжен и прекращает разряжаться через обмотку реле *K2*, ток в ней исчезает и реле отключается, разрывая контактом *K2.2* цепь питания нулевого расцепителя автоматического выключателя, который до устранения неисправности сети включить невозможно. Когда сопротивление изоляции сети достаточно высоко, как указывалось выше, реле *K2* включено, а реле *K3* выключено, что дает возможность включить автоматический выключатель и подать на него напряжение.

Работа устройства контроля изоляции аналогична описанной ранее в режиме БРУ. При снижении сопротивления изоляции сети реле *K2* отключается и, воздействуя на расцепители автоматического выключателя непосредственно своим контактом *K2.2* или (и) контактом *K3.2* более мощного реле *K3*, питаю-

щегося от источника на $VD5$, $R10$, $C23$, отключает сеть. После срабатывания автоматического выключателя в течение значительного времени в сети остается напряжение, поддерживаемое продолжающими вращаться по инерции электродвигателями горных машин. Реле $K4$ при этом включено, а его замыкающие контакты $K4.2$ и $K4.3$ замкнуты. Срабатывание реле $K3$ в этом режиме приведет к включению его контакта $K3.3$ и замыканию измерительного тока через контакты $K3.3$, $K4.3$ и дроссель $L2$, минуя контролируемое сопротивление изоляции, что препятствует возврату реле $K2$ во включенное положение при исчезновении опасной утечки. Это позволяет обеспечить четкую работу аппарата в режиме перемежающихся утечек тока. Повышению четкости работы реле $K2$ при измерительном токе, близком к току срабатывания аппарата, способствует и цепь из последовательно включенных контактов $K4.2$ и $K2.3$ параллельно резисторам $R11$ и $R23$. Замыкание контакта $K2.3$ при включенном замыкающем контакте $K4.2$ приводит к шунтированию резисторов $R11$, $R23$ и некоторому повышению измерительного тока до срабатывания реле $K3$.

В цепь измерительного тока входят заземлители. Если их сопротивление велико, измерительный ток оказывается недостаточным для открывания транзисторов $VT5$, $VT6$ и срабатывания реле $K2$. Поэтому следует иметь в виду, что отключение реле $K2$ может быть вызвано не только снижением сопротивления изоляции сети, но и нарушением цепей заземления. Рассмотренное построение узла контроля сопротивления изоляции обеспечивает самоконтроль исправности элементов этого узла и цепей их связей друг с другом. При их повреждении процесс периодического заряда конденсатора $C8$ и его разряда через обмотку реле $K2$ прекращается и реле $K2$, отключаясь с помощью автоматического выключателя, соответственно отключает защищаемую сеть.

Узел автоматической компенсации состоит из компенсирующего дросселя $L1$, присоединенного через обмотки трансформатора $TV2$, конденсаторы $C7$ и $C16$, контакт $K4.4$ реле

напряжения между фазами сети и землей. Регулирование индуктивности компенсирующего дросселя $L1$ в соответствии с изменяющейся емкостью сети производится изменением тока в обмотке управления этого дросселя.

Измерение емкости сети производится с помощью колебательного контура, состоящего из дросселя $L3$ и конденсаторов $C11 - C14$. Контур через трансформатор $TV4$ и конденсаторы $C17 - C19$ присоединен между фазами сети и землей, т. е. параллельно емкости сети. Питание контура производится от стабилизатора напряжения, состоящего из выпрямительного моста $VD5$ и конденсатора $C4$. Периодическое открывание и закрывание $VT8$ приводит к появлению переменного напряжения на колебательном контуре. Параметры его выбраны так, что по мере роста емкости сети собственная частота контура приближается к частоте генератора. Поэтому возрастание емкости сети приводит к повышению напряжения на колебательном контуре и вторичной обмотке трансформатора $TV4$. Ток, пропорциональный этому напряжению, подается на параметрический промежуточный усилитель на транзисторах и через него на вход усилителя мощности, который устанавливает соответствующий ток в обмотке управления компенсирующего дросселя.

Узел тепловой защиты выполнен по схеме сравнения эталонного тока, протекающего через $VD1$, и измерительного тока, протекающего навстречу эталонному току через терморезистор $R2$, установленный на подстанции. При недопустимом перегреве подстанции сопротивление терморезистора снижается, а измерительный ток становится больше эталонного. Транзистор $VT1$ открывается, и реле $K1$ срабатывает. Своим контактом $K1.2$ оно включает реле $K3$, которое отключает автоматический выключатель. Проверка исправности аппарата производится нажатием кнопки $SA5$. При замыкании ее контактов между фазой $A2$ и $D3$ создается утечка через резисторы $R12, R13$.

В качестве общесетевого реле утечки в электрической сети напряжением 1140 В применяется реле утечки РУ-1140, которое состоит из блока защитного отключения (БЗО-1140) и блока

компенсации емкостных токов и шунтирования поврежденной фазы (БКЗ-1140). Реле утечки РУ-1140 встраивается в корпус передвижной трансформаторной подстанции.

Блок БЗО-1140 состоит из двух независимо работающих устройств: контроля изоляции и защитного отключения. Блок БКЗ-1140, в свою очередь, также состоит из двух устройств: статического компенсатора и устройства обнаружения и замыкания на землю фазы сети с поврежденной изоляцией.

В табл. 1.4 приведена техническая характеристика реле утечки РУ-1140.

Реле утечки РУ-1140 может быть заменено более современным реле утечки АЗУР-4, которое может применяться в подземных

Таблица 1.4

Техническая характеристика реле утечки РУ-1140

Параметры	Данные аппарата
Номинальное напряжение защищаемой сети, В	1140
Потребляемая мощность (В·А) блока:	
БЗО	≤ 100
БКЗ	≤ 60
Диапазон изменения емкости сети, мкФ/фазу	0 – 6
Сопротивление срабатывания блока БЗО, кОм:	
для основной защиты при однофазной утечке	≤ 50
для резервной защиты при однофазной утечке	28 – 35
Сопротивление срабатывания блока БКЗ, кОм	≥ 4
Собственное время срабатывания блока БЗО, с	$\leq 0,1$
Собственное время срабатывания блока БКЗ, с	$\leq 0,1$
Время с момента появления однофазной утечки в 1 кОм на землю до момента шунтирования поврежденной фазы на землю, с	$\leq 0,17$
Габаритные размеры каждого блока, мм	275x295x355
Масса блока, кг:	
БЗО	20
БКЗ	25

выработках и на поверхности горно-промышленных предприятий. Аппараты защиты АЗУР-4 встраиваются в распределительные устройства низшего напряжения передвижных трансформаторных подстанций типа ТСВП, ТСШВП, КТПВ, КТВПБ.

В качестве реле утечек, встроенных в рудничные коммутационные аппараты и распределительные устройства напряжением до 1140 В, применяются блоки контроля изоляции (БКИ) и блокировочные реле утечки (БРУ).

Блок БКИ служит для контроля сопротивления изоляции в отходящих от аппаратов силовых цепях. Электрическая схема блока обеспечивает блокирование отключенного аппарата при снижении сопротивления изоляции отходящего присоединения ниже уставки 30 или 100 кОм и световую сигнализацию о срабатывании блока.

Техническая характеристика БКИ

Номинальное напряжение питания, В	36
Предупредительная уставка по контролю сопротивления изоляции (кОм) для сети, В:	
660	100
1140	200
Аварийная уставка по контролю сопротивления изоляции (кОм) для сети, В:	
660	30
1140	100
Потребляемая мощность, В·А	≤ 2
Степень защиты	IP 30
Габаритные размеры, мм	120x64x150
Масса, кг	0,6

Встроенное блокировочное реле утечки (БРУ) является наиболее простым из всех устройств контроля изоляции и предназначено для предварительного контроля изоляции сетей, отходящих от коммутирующего аппарата (пускателя, станции управления, автоматического выключателя), при отсутствии рабочего напряжения.

Техническая характеристика БРУ

Оперативное напряжение контроля сопротивления изоляции, В	50
Уставка срабатывания, кОм:	
предупредительная	≥ 200
аварийная	≥ 30
Габаритные размеры, мм	120x46x126
Масса, кг	0,9

1.6.2. Защитное отключение в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью источника питания

В настоящее время защитное отключение является одним из наиболее эффективных электрозащитных средств. Современная система электробезопасности должна обеспечивать защиту человека от поражения в двух наиболее вероятных и опасных случаях:

- **при прямом прикосновении** к токоведущим частям электрооборудования;
- **при косвенном прикосновении.**

Под косвенным прикосновением понимается прикосновение человека к открытым проводящим частям оборудования, на которых в нормальном режиме (исправном состоянии) электроустановки отсутствует электрический потенциал, но при каких-либо неисправностях, вызвавших нарушение изоляции или ее пробой на корпус, на этих частях возможно появление опасного для жизни человека потенциала.

Устройство защитного отключения является *превентивным* электрозащитным мероприятием и в сочетании с современными системами заземления (*TN-S*, *TN-C-S*, *TT*) обеспечивает высокий уровень электробезопасности при эксплуатации электроустановок.

Защита от поражения при косвенном прикосновении согласно ГОСТ Р 50571 [10] обеспечивается следующими мероприятиями:

- использование УЗО;

- применение нулевых защитных проводников в электроустановках с системой заземления TN или защитных проводников в электроустановках зданий с системой заземления TT в комплексе с устройствами защиты от сверхтока (предохранителями, автоматическими выключателями).

Из всех известных электроразличных средств УЗО является единственным, обеспечивающим защиту человека от поражения электрическим током при прямом прикосновении к одной из токоведущих частей.

Другим не менее важным свойством УЗО является его способность осуществлять защиту от возгораний и пожаров, возникающих на объектах вследствие возможных повреждений изоляции, неисправностей электропроводки и электрооборудования.

Принцип действия УЗО. Функционально УЗО можно определить как быстродействующий защитный выключатель, реагирующий на дифференциальный ток в проводниках, подводящих электроэнергию к защищаемой электроустановке.

Принцип действия УЗО дифференциального типа основан на применении электромагнитного векторного сумматора токов — дифференциального трансформатора тока.

Сравнение текущих значений двух и более (в четырехполюсных УЗО — четырех) токов по амплитуде и фазе наиболее эффективно, т. е. с минимальной погрешностью осуществляется электромагнитным путем — с помощью дифференциального трансформатора тока (рис. 1. 15). Суммарный магнитный поток в сердечнике Φ_{Σ} , пропорциональный разности токов в проводниках, являющихся первичными обмотками трансформатора, i_L и i_N , наводит во вторичной обмотке трансформатора тока соответствующую ЭДС, под действием которой в цепи вторичной обмотки протекает ток $i_{\Delta \text{вт}}$, также пропорциональный разности первичных токов.

Основные функциональные блоки УЗО представлены на рис. 1.16.

Важнейшим функциональным блоком УЗО является дифференциальный трансформатор тока I . В абсолютном большин-

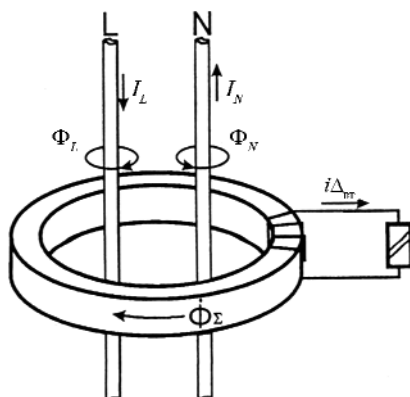


Рис. 1.15. Дифференциальный трансформатор тока

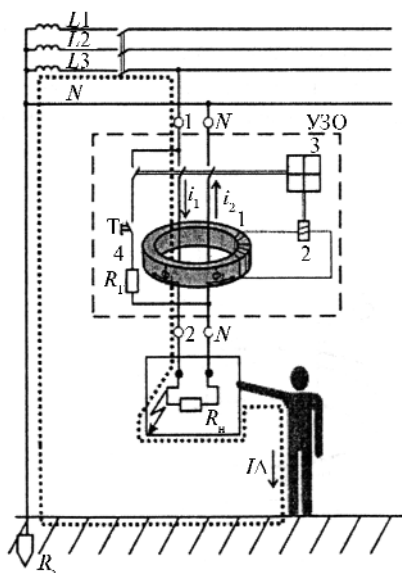


Рис. 1.16. Принцип действия УЗО

стве УЗО, производимых и эксплуатируемых в настоящее время во всем мире, в качестве датчика дифференциального тока используется трансформатор тока. Пусковой орган (пороговый элемент) 2 выполняется, как правило, на чувствительных магнитоэлектрических реле прямого действия или электронных

компонентах. Исполнительный механизм 3 включает в себя силовую контактную группу с механизмом привода.

В нормальном режиме, при отсутствии дифференциального тока — тока утечки, в силовой цепи по проводникам, проходящим сквозь окно магнитопровода трансформатора тока I , протекает рабочий ток нагрузки. Проводники, проходящие сквозь окно магнитопровода, образуют встречно включенные первичные обмотки дифференциального трансформатора тока.

Если обозначить ток, протекающий по направлению к нагрузке, как i_1 , а ток от нагрузки как i_2 , то можно записать равенство

$$i_1 = i_2.$$

Равные токи во встречно включенных обмотках наводят в магнитном сердечнике трансформатора тока равные, но векторно встречно направленные магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 .

Результирующий магнитный поток равен нулю, ток во вторичной обмотке дифференциального трансформатора также равен нулю. Пусковой орган 2 находится в этом случае в состоянии покоя.

При прикосновении человека к открытым проводящим частям или к корпусу электроприемника, на который произошел пробой изоляции, по фазному проводнику через УЗО кроме тока нагрузки i_1 протекает дополнительный ток — ток утечки ($i\Delta$), являющийся для трансформатора тока дифференциальным (разностным). Неравенство токов в первичных обмотках ($i_1 + i\Delta$ в фазном проводнике и i_2 , равный i_1 , в нулевом рабочем проводнике) вызывает небаланс магнитных потоков и, как следствие, возникновение во вторичной обмотке трансформированного дифференциального тока. Если этот ток превышает значение уставки порогового элемента пускового органа 2, последний срабатывает и воздействует на исполнительный механизм 3. Исполнительный механизм, обычно состоящий из пружинного привода, спускового механизма и группы силовых контактов, размыкает электрическую цепь. В результате защищаемая УЗО электроустановка обесточивается.

Для осуществления периодического контроля работоспособности УЗО предусмотрена цепь тестирования 4. При нажатии кнопки "Тест" искусственно создается отключающий дифференциальный ток. Срабатывание УЗО означает, что устройство в целом исправно.

Виды УЗО. Все УЗО классифицируются по определенным признакам.

1. По назначению:

- УЗО без встроенной защиты от сверхтоков;
- УЗО со встроенной защитой от сверхтоков.

2. По способу управления:

- УЗО, функционально не зависящие от напряжения;
- УЗО, функционально зависящие от напряжения.

УЗО, функционально зависящие от напряжения, в свою очередь, подразделяются:

- на устройства, автоматически размыкающие силовые контакты при исчезновении напряжения с выдержкой времени или без нее. При восстановлении напряжения одни модели этих устройств автоматически повторно замыкают контакты своей главной цепи, другие остаются в отключенном состоянии;

- на устройства, не размыкающие силовые контакты при исчезновении напряжения. Имеются также два варианта исполнения устройств этой группы. В одном варианте при исчезновении напряжения устройства не размыкают свои контакты, но сохраняют способность разомкнуть силовую цепь при возникновении дифференциального тока. Во втором варианте, при отсутствии напряжения, устройства не способны произвести отключение при возникновении дифференциального тока.

Применение устройств, функционально зависящих от напряжения питания, несмотря на их относительную дешевизну, более ограничено в силу их меньшей надежности (вероятность выхода из строя какого-либо из большого количества

электронных компонентов довольно высока), большей подверженности электронных схем воздействию внешних факторов и др.

Однако основной причиной меньшего распространения таких устройств является их *неработоспособность* при часто встречающейся и наиболее опасной по условиям вероятности электропоражения неисправности электроустановки, а именно — при обрыве нулевого проводника в цепи до УЗО по направлению к источнику питания. В этом случае «электронное» УЗО, не имея питания, не функционирует, а на электроустановку по фазному проводнику выносятся опасный для жизни потенциал.

3. По способу установки:

- УЗО, применяемые для стационарной установки при неподвижной электропроводке;
- УЗО, используемые для подвижной установки (переносного типа) и шнурового присоединения.

4. По числу полюсов и токовых путей:

- двухполюсные с двумя защищенными полюсами;
- четырехполюсные с четырьмя защищенными полюсами.

5. По условиям регулирования отключающего дифференциального тока:

- УЗО с одним значением номинального отключающего дифференциального тока;
- УЗО с несколькими фиксированными значениями отключающего дифференциального тока.

6. По условиям функционирования при наличии составляющей постоянного тока:

- УЗО типа АС, реагирующие на синусоидальный переменный дифференциальный ток, медленно нарастающий, либо возникающий скачком;
- УЗО типа А, реагирующие как на синусоидальный переменный дифференциальный ток, так и на пульсирующий постоянный дифференциальный ток, медленно нарастающие, либо возникающие скачком.

7. По наличию задержки по времени:

- УЗО без выдержки времени — тип общего применения;
- УЗО с выдержкой времени — тип *S* (селективный).

8. По способу защиты от внешних воздействий:

- УЗО защищенного исполнения, не требующие для своей эксплуатации защитной оболочки;
- УЗО незащищенного исполнения, для эксплуатации которых необходима защитная оболочка.

9. По способу монтажа:

- УЗО поверхностного монтажа;
- УЗО утопленного монтажа;
- УЗО панельно-щитового монтажа.

10. По характеристике мгновенного расцепителя (для УЗО со встроенной защитой от сверхтоков):

- типа *B*;
- типа *C*;
- типа *D*.

В табл. 1.5 приведена техническая характеристика устройств защитного отключения (УЗО), применяемых в промышленных электрических сетях с глухозаземленной нейтралью трансформатора.

Выбор УЗО. На практике уставку УЗО для каждого конкретного случая выбирают с учетом:

- значения существующего в данной электроустановке суммарного (с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников) тока утечки на землю, так называемого фоновое тока утечки;
- значения допустимого тока через человека на основе критериев электробезопасности;
- реального значения отключающего дифференциального тока УЗО, которое в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50807–94 находится в диапазоне $0,5I_{\Delta n} - I_{\Delta n}$ ($I_{\Delta n}$ — номинальный дифференциальный отключающий ток УЗО).

Согласно требованиям ПУЭ (7-е издание) номинальный дифференциальный отключающий ток УЗО (уставка) должен не

Таблица 1.5

Техническая характеристика устройств защитного отключения (УЗО) промышленных предприятий, используемых в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью трансформатора

Тип УЗО	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	ВТХО	$I_{\text{ном.р}}, \text{А}$	$I_{\text{ном}}, \text{мА}$	$t_{\text{ср}}, \text{с}$	$I_{\text{ном.о}}, \text{кА}$
ВДТ-2	230	100	—	16, 25, 32, 40, 50, 63	10, 30, 100, 300	0,04	0,8
ВДТ-4	400	100	—	16, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100	10, 30, 100, 300	0,04	0,8
СВДТ-2	230	63	С	16, 25	$1,45I_{\text{ном.р}}$ $2,55I_{\text{ном.р}}$	$\leq 60 \text{ мин}$ $\leq 1 \text{ мин}$	3 для ВА77
	230	63	С	32, 40, 50, 63	$2,55I_{\text{ном.р}}$ $10I_{\text{ном.р}}$	$\leq 2 \text{ мин}$ $\leq 0,1 \text{ с}$	4,5 для ВА78
АСТРО-УЗО	220, 380	63	С	16, 25, 40, 63	10, 30, 100, 300, 500	0,03	1,5
АСТРО-УЗО	220, 380	125	С	80, 100, 125	10, 30, 100, 300, 500	0,03	1,5
УЗО 22 (тип АС)	220	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63	С	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63	10, 30, 100, 300	0,04	0,8
УЗО F (ABB) (тип АС, А)	220, 380	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125	С	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125	10, 30, 100, 300, 500, 1000	—	—
УЗО DX, LR (Legrand) (тип АС, А)	220, 380	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63, 80	С	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63, 80	10, 30, 100, 300	—	—
УЗО ID, BD (Schneider Electric) (тип АС)	220, 380	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63	С	10, 16, 25, 32, 40, 50, 63	10, 30, 100, 300	—	—

менее чем в три раза превышать суммарный ток утечки защищаемой цепи электроустановки:

$$I_{\Delta n} \geq 3 \sum I_{\Delta}, \text{ мА}, \quad (1.16)$$

где $I_{\Delta n}$ – номинальный дифференциальный отключающий ток, мА; $\sum I_{\Delta}$ – суммарный ток утечки защищаемой цепи, мА.

Суммарный ток утечки электроустановки замеряется специальными приборами либо определяется расчетным путем.

При отсутствии фактических (замеренных) значений тока утечки в электроустановке ПУЭ (7-е издание) предписывают принимать ток утечки электроприемников из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки цепи – из расчета 0,01 мА на 1 м длины фазного проводника.

$$\sum I_{\Delta} = \sum I_{\text{расч}} (0,4 \text{ мА} / \text{А}) + \sum L_{\text{ф.пр}} (0,01 \text{ мА} / \text{м}), \text{ мА}, \quad (1.17)$$

где $\sum I_{\text{расч}}$ – суммарный расчетный ток нагрузки защищаемой цепи, А; $\sum L_{\text{ф.пр}}$ – суммарная протяженность фазного проводника, м.

Рекомендуемые значения номинального дифференциального отключающего тока $I_{\Delta n}$ (уставки) УЗО для диапазона номинальных токов 16 – 100 А приведены в табл. 1.6.

В некоторых случаях для определенных потребителей значение уставки задается нормативными документами.

Таблица 1.6

Значения номинального дифференциального отключающего тока

Дифференциальный ток, мА	Номинальный ток в зоне защиты, А				
	16	25	40	63	80; 100
При работе в зоне защиты одиночного потребителя	10	30	30	30	100
При работе в зоне защиты группы потребителей	30	30	30 (100)	100	300
УЗО противопожарного назначения на ВРУ (ВРЩ)	300	300	300	300	500

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Перечислите условия безопасной эксплуатации электрооборудования в подземных горных выработках.
2. Как оценивается степень воздействия электрического тока на организм человека?
3. Опишите основные факторы, влияющие на действие электрического тока через организм человека.
4. Рассмотрите условия безопасности в электрических сетях с разным режимом нейтрали.
5. Какие меры защиты от поражения электрическим током применяются при эксплуатации электрических сетей?
6. Опишите устройство заземляющей сети в горных выработках городских подземных сооружений.
7. Устройство главных и местных заземлителей в электрических сетях городского подземного строительства.
8. Какие типы систем заземлений применяются в электрических сетях промышленных предприятий?
9. В чем заключается принцип защитного отключения электрических сетей с глухозаземленной нейтралью?
10. Приведите классификацию устройств защитного отключения, применяемых в электрических сетях.
11. Опишите устройство и принцип работы реле утечки типа АЗУР.
12. По каким параметрам осуществляется выбор УЗО?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Воздействие электрического тока на организм человека.
2. Меры защиты от поражения электрическим током, применяемые в электрических сетях промышленных предприятий.
3. Контроль параметров изоляции в электрических сетях с изолированной нейтралью.
4. Схемы подключения УЗО в электрических сетях с разными типами систем заземления.
5. Устройство и параметры защитного заземления в электрических сетях городского подземного строительства.

6. Компенсация емкостных токов утечки при работе аппарата АЗУР.
7. Общесетевые и встроенные реле утечки.

2. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Современные горные предприятия содержат сложный комплекс электроустановок, размещенных на поверхности и в подземных выработках. В зависимости от производительности предприятия, уровня механизации и автоматизации, глубины залегания полезного ископаемого, размеров шахтного поля, газового и пылевого режима, водообильности и других горно-геологических факторов общая установленная мощность электропотребителей на горных предприятиях достигает МВ·А.

Комплекс электроснабжения горного предприятия (рис. 2.1) состоит из нескольких основных звеньев, имеющих свою специфику в части построения, технических характеристик и исполнения применяемого электрооборудования, а также предъявляемых к ним требований. По этому принципу комплекс электроснабжения горного предприятия может быть разделен на системы:

- внешнего электроснабжения;
- электроснабжения потребителей поверхности;
- высоковольтного электроснабжения подземных горных работ;
- электроснабжения стационарных и полустационарных установок;
- электроснабжения участков, которые могут питаться электроэнергией от главной понизительной подстанции ГПП по скважинам или от центральной подземной подстанции ЦПП.

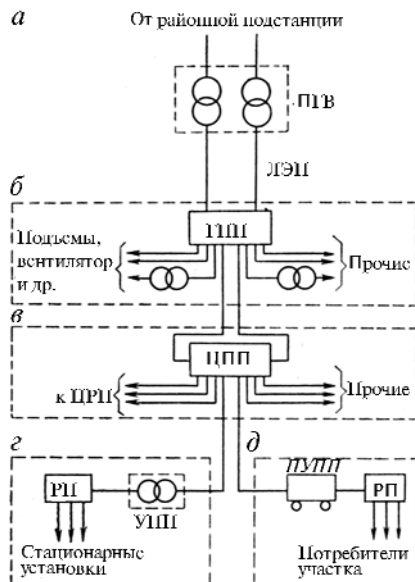


Рис. 2.1. Структурная схема систем электроснабжения горного предприятия:

а — система внешнего электроснабжения; *б* — система электроснабжения поверхности; *в* — система высоковольтного электроснабжения подземных горных работ; *г* — система электроснабжения стационарных и полустационарных установок; *д* — система электроснабжения очистных и подготовительных участков; ЦРП — центральный распределительный пункт; РП — распределительный пункт; УПП — участковая понижающая подстанция; ПУПП — передвижная участковая понижающая подстанция

Электроснабжение горных предприятий осуществляется следующими основными способами:

- от автономных источников питания;
- от собственных электростанций, связанных с энергосистемой;
- от энергосистем.

От автономных, не связанных друг с другом и с энергосистемой тепловых электростанций, а также от передвижных дизель-электростанций питаются горные предприятия неболь-

шой производительности, расположенные в малоосвоенных районах и удаленные от линий электропередачи ЛЭП энергосистем. Ограниченное число горных предприятий в некоторых районах имеют свои собственные промышленные электростанции. Они работают с использованием добываемого предприятием топлива, связаны ЛЭП с энергосистемами и могут поставлять электроэнергию энергосистеме.

Большинство горных предприятий питаются от энергосистем, мощность которых в десятки-сотни раз превосходит электрические нагрузки отдельных предприятий.

Под **внешним электроснабжением** понимают комплекс сооружений, обеспечивающих передачу электроэнергии от выбранной точки присоединения к энергосистеме до приемных подстанций предприятия горного профиля. К внешнему электроснабжению предприятия, присоединяемого непосредственно к районной подстанции энергосистемы ПЭС, относятся ячейка присоединения на ПЭС, ЛЭП независимо от напряжения, осуществляющие питание электроподстанции горного предприятия, и сама эта электроподстанция.

Система внешнего электроснабжения предприятия горного профиля включает в себя подстанцию глубокого ввода ПГВ данного предприятия и ЛЭП от нее до ГПП предприятия. *Глубоким вводом* называется система электроснабжения с максимальным приближением высшего напряжения к электроустановкам потребителей с наименьшим числом ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. Глубокие вводы питающих линий на территории горного предприятия и отпайки от проходящих ЛЭП энергосистемы становятся основными способами питания предприятий. Под глубокими вводами подразумеваются линии напряжением 35 — 330 кВ, проходящие по территории горного предприятия, с отпайками от них к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии. Происходит разукрупнение понизительных подстанций на 35 — 330 кВ и рассредоточение приема и распределения электроэнергии на первой ступени электроснабжения.

К системе внешнего электроснабжения горного предприятия предъявляются следующие основные требования:

- безопасность для обслуживающего персонала;
- высокое качество электроэнергии (без отклонений и колебаний частоты и напряжения от номинальных или нормированных по ГОСТу значений), надежность и бесперебойность питания;
- экономичность работы всех элементов системы;
- минимальная трудоемкость обслуживания;
- приспособляемость к изменениям схем питания и величин электрических нагрузок.

2.2. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Экономичность системы внешнего электроснабжения горного предприятия во многом определяется величиной напряжения питающих ЛЭП и обоснованным выбором места расположения понизительных подстанций.

Выбор напряжения, при котором должны питаться предприятия горного профиля, зависит:

- от расстояния до ЛЭП или ПЭС;
- напряжения, мощности и загрузки трансформаторов ПЭС;
- возможности расширения распределительного устройства РУ ПЭС;
- общей нагрузки горного предприятия;
- напряжений, выбранных для основных групп электропотребителей и для распределения электроэнергии в пределах предприятия;
- соотношения нагрузок предприятия на напряжения до и выше 1 кВ;
- данных о нагрузке предприятий или объектов, связанных территориально с данным предприятием, соотношения нагрузок электропотребителей, расположенных на поверхности и в подземных выработках;
- расстояния от ГПП до ЦПП;
- протяженности подземных электрических сетей напряжением выше 1 кВ и т. п.

Предварительный выбор напряжения может быть произведен по формуле

$$U = 16 \sqrt[4]{PL}, \text{ кВ}, \quad (2.1)$$

где P — полная передаваемая мощность, МВт; L — длина линии, км.

Решение вопроса, какое напряжение наиболее экономично, достигается при технико-экономических сравнениях ряда вариантов схем электроснабжения при различных напряжениях. Обычно рассматриваются 2 — 3 варианта с определением капитальных затрат, ежегодных эксплуатационных расходов, расхода цветных металлов и суммарных затрат. При равенстве показателей или небольших преимуществах сетей низшего напряжения предпочтение должно быть отдано сети более высокого напряжения.

При электроснабжении предприятий городского подземного строительства следует обратить внимание на наличие:

- рядом со строящимся участком подземного строительства ЛЭП высокого напряжения;
- рядом в условиях городской местности трансформаторной подстанции и на возможность подключения к ней;
- рядом трансформаторных подстанций других предприятий.

Для электроснабжения потребителей технологического комплекса поверхности предприятий горного профиля применяется напряжение 127, 220, 380, 660, 6000 и 10000 В; для электроснабжения подземных электропотребителей — напряжение 127, 380, 660, 1140, 3000 (3300) и 6000 В.

2.3. КАТЕГОРИИ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбор схемы распределения электроэнергии на промплощадке горного предприятия и в подземных горных выработках зависит от многих факторов: мощности, расположения и типа

электроприводов машин и механизмов, места расположения ГПП, компактности генерального плана, соотношения электрических нагрузок электропотребителей, напряжения каждого звена системы электроснабжения и др.

В соответствии с характером ущерба, который может быть нанесен предприятию из-за перерывов в электроснабжении, все потребители электроэнергии согласно ПУЭ [22] делятся на три категории.

К электроприемникам *первой категории* относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

К электроприемникам *второй категории* относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмам и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

К электроприемникам *третьей категории* относятся все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников первой категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление нормального режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

В соответствии с ПБ 03-428–02 «Правила безопасности при строительстве подземных сооружений» [16] категория надежности внешнего электроснабжения объекта строительства должна определяться Проектом организации строительства (ПОС) в зависимости от способа строительства, гидрогеологических и других условий и должна приниматься не ниже второй категории согласно ПУЭ. Допускается электроснабжение строительства коммунальных тоннелей (коллекторов) со степенью надежности по третьей категории, если перерывы в питании электроустановок не вызывают угрозу безопасности работающих, состоянию горных выработок и окружающей среде. При необходимости повышения степени надежности электроснабжения допускается использовать в качестве резервного источника питания передвижные электростанции. Электроснабжение наиболее ответственных групп электроприемников: шахтного подъема, водоотлива, водопонижающих установок, главной вентиляторной установки, освещения выработок и компрессорных установок низкого давления при работах в кессонах — должно осуществляться от двух независимых источников питания.

2.4. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На рис. 2.2 представлены основные схемы внешнего электроснабжения предприятий горного профиля.

1. Питание горного предприятия по ЛЭП напряжением 6 кВ незначительной протяженности осуществляется от собственной ПГВ, мощность которой соответствует величине электрических нагрузок предприятия с некоторым запасом (рис. 2.2, а). ПГВ связана протяженными ЛЭП напряжением 35, 110, 150, 220 кВ с более мощной ПЭС. Число силовых трансформаторов на ПГВ

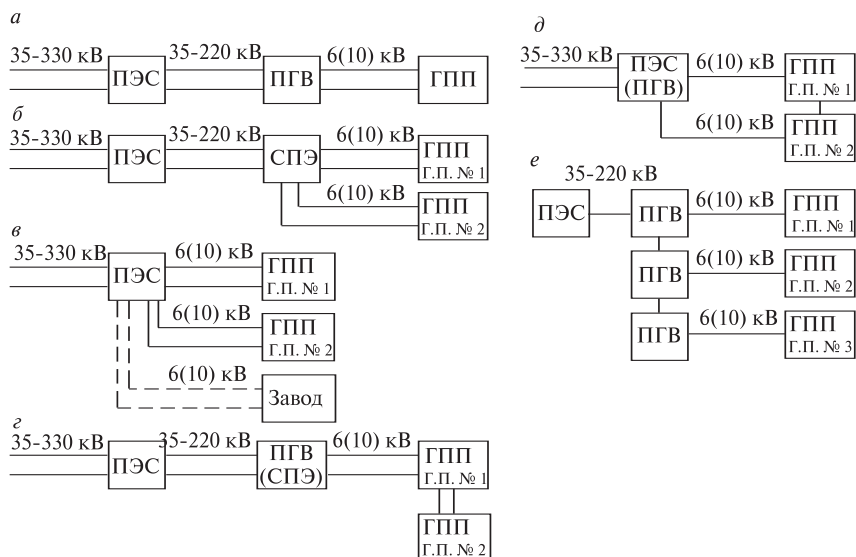


Рис 2.2. Варианты схем внешнего электроснабжения горных предприятий

составляет не менее двух по условиям надежности работы системы в целом.

2. Питание горного предприятия производится по ЛЭП напряжением 6(10) кВ незначительной протяженности от районной подстанции энергосистемы, расположенной в пределах промплощадки предприятия или на примыкающей к ней территории (рис. 2.2, б). Эта так называемая совмещенная подстанция (СПЭ) питается от ПЭС аналогично предыдущему варианту. От СПЭ могут питаться от одного до трех предприятий, в том числе горные предприятия.

3. Питание горного предприятия по протяженным ЛЭП напряжением 6(10) кВ осуществляется от ПЭС наряду с другими предприятиями (рис. 2.2, в).

4. Питание горного предприятия осуществляется по ЛЭП напряжением 6(10) кВ значительной протяженности от подстанций других горных предприятий или предприятий, имеющих ПГВ или СПЭ (рис. 2.2, г).

5. Комбинированная схема питания напряжением 6(10) кВ, при которой одна или несколько протяженных ЛЭП присоединены к ПЭС или ПГВ, а остальные линии присоединены к подстанциям других горных предприятий или предприятий, непосредственно связанных с энергосистемой (рис. 2.2, д).

6. Питание различных объектов горного предприятия осуществляется от нескольких ПГВ, расположенных на территории промплощадки предприятия, т. е. отдельные трансформаторные подстанции горного предприятия получают питание от собственных ПГВ (рис. 2.2, е).

Питающие воздушные линии напряжением 35 – 330 кВ от крупных районных ПЭС до ПГВ или СПЭ выполняются в виде одно- и двухцепных линий на металлических, железобетонных и деревянных (реже) опорах. Длина ЛЭП от районных ПЭС до ПГВ обычно не превышает 20 км при напряжении 35 кВ и может превышать 50 км при более высоких напряжениях. ЛЭП чаще всего выполняется сталеалюминиевыми проводами АС сечением 95 – 185 мм².

Линии напряжением 6(10) кВ от ПГВ или СПЭ до ГПП, как правило, имеют небольшую длину и выполняются голыми медными или алюминиевыми проводами сечением до 3х500 мм² на одну фазу в виде шинопроводов, а также бронированными кабелями сечением 120 – 185 мм² при числе вводов на ГПП от двух до четырех и числе параллельно проложенных кабелей в каждой линии до трех.

При электроснабжении предприятий от районных ПЭС по линиям 6(10) кВ их протяженность до ГПП сравнительно небольшая. Для большинства горных предприятий протяженность линий от ПЭС до ГПП не превышает 5 км.

ГПП предприятия горного профиля является, как правило, трансформаторно-распределительной подстанцией. На ГПП устанавливаются два трансформатора, мощность которых выбирают так, чтобы при аварийном отключении одного трансформатора оставшийся в работе трансформатор обеспечил питание всех потребителей *I* категории и основных потребителей *II* категории на время, необходимое для ликвидации аварии.

Техническая характеристика трансформатора ТДНШ

Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение холостого хода, кВ			Напряжение короткого замыкания, %			Потери, кВт		Полная масса трансформатора, т
	ВН	СН	НН	ВН-НН	ВН-СН	СН-НН	холос-того хода	короткого замыкания	
10	115 ± 16	6,3	6,6	17,0	10,5	6,0	23	76	57,1
16	115 ± 16	6,3	6,6	17,0	10,5	6,0	29	96	64,6
25	115 ± 16	6,3	6,6	17,0	10,5	6,0	42	140	76,2
40	115 ± 16	6,3	6,6	17,0	10,5	6,0	63	220	100,4

Схемы и конструкции ГПП горных предприятий разнообразны: встречаются схемы ГПП с двухобмоточными и трехобмоточными трансформаторами. Трехобмоточные трансформаторы для систем электроснабжения горных предприятий разработаны на базе трехфазных силовых масляных трансформаторов класса напряжением 110 кВ путем модификации обмотки среднего напряжения СН. Мощность всех трех обмоток по 100 %. В конструкции предусмотрена возможность установки комплектных шинопроводов, а также экранированных токопроводов к вводам среднего напряжения СН и низшего напряжения НН. В табл. 2.1 представлены основные технические параметры трансформатора ТДНШ.

2.5. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Система электроснабжения поверхности горного предприятия включает в себя ГПП, распределительные и трансформаторные подстанции, расположенные на промплощадке предприятия, а также ЛЭП к подстанциям и отдельным удаленным электропотребителям.

Внутреннее электроснабжение горного предприятия осуществляется с использованием тех же принципиальных схем питания, что и внешнее электроснабжение.

Выбор схемы распределения электроэнергии в пределах предприятия горного профиля зависит:

- от характеристики источника питания (напряжение, стоимость электроэнергии и др.);
- расположения, числа, мощности, напряжения и режима работы основных машин и механизмов (подъемные, вентиляторные, насосные, компрессорные установки и т. п.);
- соотношения нагрузок потребителей, расположенных на поверхности и в подземных выработках; генерального плана поверхности;
- бесперебойности и степени резервирования, требуемых для отдельных электропотребителей и предприятия в целом; мощности и нагрузки крупных электродвигателей, применяемых для привода технологических установок, и т. д.

Как правило, распределение электроэнергии к объектам на поверхности производится напряжением 6 или 10 кВ. В современные схемы электроснабжения закладывается блочный принцип построения, при котором вместо одной ГПП сооружаются несколько блочных подстанций БПП, максимально приближающих высокое напряжение к электрическим нагрузкам. Местоположение ГПП, ее мощность и местоположение БПП, трансформаторных подстанций ТП и вторичных РУ на промплощадке определяются расчетом, типом и числом мощных стационарных установок.

Перечисленные выше факторы, расположение электропотребителей или их групп обуславливают разнообразие схем питания электрических нагрузок, в основе которых лежат радиальные, магистральные и кольцевые схемы.

Для потребителей первой и второй категорий применяются радиальные схемы (рис. 2.3, а), по которым получают питание мощные ответственные электроустановки, при этом схема обеспечивает также резервирование их питания. Секционный выключатель *B3* нормально отключен. При повреждении одной из питающих линий под действием защиты отключается один из выключателей *B2*, после чего под действием АВР включается

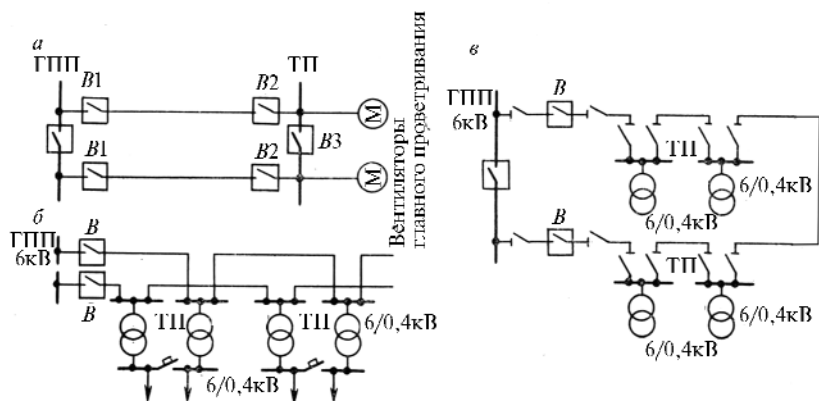


Рис. 2.3. Схемы распределения электроэнергии:

а — радиальная; *б* — магистральная; *в* — кольцевая

секционный выключатель. Для питания потребителей третьей категории можно применять упрощенные схемы с заменой выключателей разъединителями.

Радиальные схемы питания являются весьма гибкими и удобными в эксплуатации, так как выход из строя одной из питающих линий отражается на работе только одной установки. Однако такие схемы требуют большого числа коммутационной аппаратуры, имеют значительное число питающих линий, поэтому их применяют для крупных сосредоточенных нагрузок, расположенных в различных направлениях от источника питания (клетевые подъемные установки, вентиляторы главного проветривания, насосы главного водоотлива).

При магистральной схеме питание отдельных подстанций осуществляется отпайками от одной воздушной ЛЭП, а при кабельной линии она поочередно заводится на несколько подстанций. Для повышения надежности электроснабжения электропотребителей первой и второй категорий применяется схема двойных сквозных магистралей, при которой две магистральные линии от шин ГПП поочередно заводятся на несколько трансформаторных подстанций — ТП (рис. 2.3, б). Для питания электроустановок третьей категории через шины ТП или РП на

6(10) кВ пропускается одна сквозная магистраль. При магистральной схеме несколько снижается надежность электроснабжения, однако стоимость исполнения ниже за счет уменьшения числа устанавливаемого электрооборудования и стоимости монтажа питающей линии.

Магистральные схемы применяются для электроснабжения узлов нагрузки, представляющих собой сосредоточенные группы электропотребителей сравнительно небольшой мощности, расположенных в одном и том же направлении по отношению к подстанции. Наиболее совершенной из магистральных схем питания является схема блока трансформатор-магистраль, при которой непосредственно от вторичных зажимов трансформатора отходит главная магистраль, к которой присоединяются распределительные магистрали. Разновидностью магистральной схемы является кольцевая схема электроснабжения (рис. 2.3, в). При нормальной работе кольцо разомкнуто для обеспечения надежности, так как при замкнутом кольце повреждение магистральной линии приведет к отключению сразу двух головных выключателей В.

На современных предприятиях горного профиля, имеющих различные группы электропотребителей как по мощности и характеру графика нагрузки, так и по требованиям надежности, широко применяются смешанные схемы внутреннего электроснабжения. При этом мощные и ответственные потребители питаются по радиальной схеме, а менее мощные и ответственные потребители и узлы нагрузки — по магистральной схеме.

На подстанциях, питающих электропотребители первой, второй и третьей категорий, необходимо устанавливать два трансформатора, мощность каждого из которых рассчитана на 100 %-ную нагрузку электропотребителей первой категории. Оба трансформатора в нормальном режиме находятся в работе. Если от трансформаторной подстанции питается потребитель первой категории, следует предусмотреть резервную линию питания по низшему напряжению от смежной подстанции. При экономической нецелесообразности или невозможности ее сооружения

следует предусмотреть двухтрансформаторную ТП, питающуюся по двум линиям. В нормальной работе оба трансформатора должны находиться под нагрузкой и работать раздельно.

Питание силовых и осветительных нагрузок объектов поверхности, для которых разрешено применение систем с глухозаземленной нейтралью, следует осуществлять от общих трансформаторов. Если от трансформаторов, установленных на поверхности, питаются подземные электроустановки, то осветительные сети поверхности следует питать от отдельного трансформатора.

2.6. ПОДСТАНЦИИ НА ПОВЕРХНОСТИ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Подстанции предприятий горного профиля различают в зависимости от назначения и конструктивного исполнения:

- *по назначению* — главные (блочные) понизительные подстанции ГПП (БПП) и так называемые цеховые ТП;
- *по конструктивному исполнению* — открытые, закрытые, встроенные или пристроенные;
- *по выполняемым функциям* — трансформаторные и преобразовательные.

Для ГПП предприятий горного профиля независимо от района их расположения предусматриваются открытые распрестройства ОРУ на напряжение 35 — 220 кВ с наружной установкой силовых трансформаторов и закрытые распрестройства ЗРУ на напряжение 6(10) кВ.

Для РУ на 6(10) кВ целесообразно применять комплектные распрестройства КРУ напряжением выше 1 кВ. Для более ответственных установок или узлов нагрузки рекомендуется применять КРУ с выкатными выключателями, а при простых схемах коммутации или при необходимости одностороннего обслуживания РУ и на временных электроустановках — КРУ типа КСО. На присоединениях малой и средней мощности неотчетственных потребителей при напряжении 6(10) кВ рекомендуется применять выключатели нагрузки в комплекте с предох-

ранителями, когда их параметры удовлетворяют режимам работы установки.

Схемы первичных соединений ГПП на стороне напряжения 35 – 220 кВ рекомендуются без выключателей на стороне 35 – 110 кВ, если отсутствуют требования автоматизации и защиты. В настоящее время наибольшее распространение получили упрощенные схемы ОРУ на напряжение 35 – 220 кВ ГПП, основанные на блочном принципе. На таких ГПП отсутствуют сборные шины ОРУ 35 – 220 кВ, а трансформаторы питаются по блочной схеме: линия – трансформатор.

Схемы ОРУ с короткозамыкателями и отделителями применяются на ГПП с трансформаторами мощностью 6300 кВ·А и выше (рис. 2.4).

Каждый трансформатор питается по отдельной радиальной линии 35 – 220 кВ, присоединенной к шинам подстанции энергосистемы через выключатель или к магистральной воздушной линии напряжением 35 – 220 кВ. Отделитель в этом случае предназначен для отключения только поврежденного трансформатора.

ЗРУ на напряжение 6(10) кВ – центральный распределительный пункт промплощадки горного предприятия, который питает все основные потребители (подъемные, вентиляторные, калориферные, подземные установки). РУ на 6(10) кВ имеет систему сборных шин, разделенную на рабочие секции. На стороне 6(10) кВ предусматривается раздельная работа трансформаторов. При проектировании электроснабжения новых или реконструируемых предприятий следует предусматривать обособленное питание подземных электроустановок.

При строительстве новых и особенно при реконструкции предприятий горного профиля в целях экономии земельных отводов широко используются двухъярусные (двухэтажные) подстанции (рис. 2.5), в которых на первом этаже располагаются ЗРУ 6(10) кВ, статические конденсаторы, трансформатор собственных нужд, панели защиты и автоматики, служебные помещения, а на втором ярусе (этаже) – открытое распреустройство

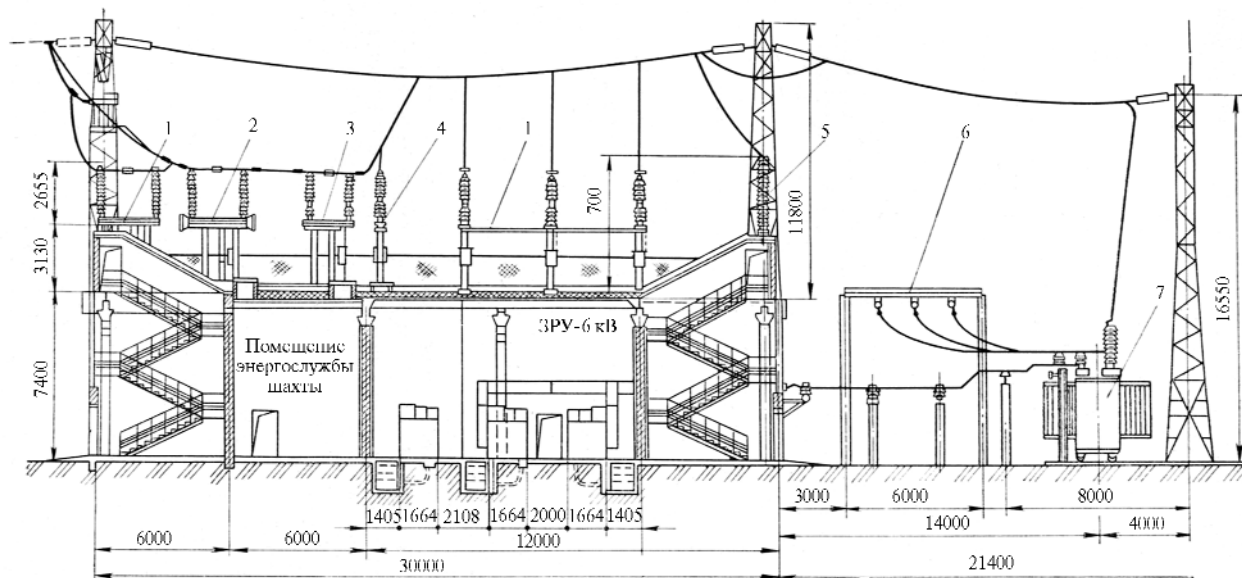


Рис. 2.5. Общий вид двухъярусной подстанции напряжением 150/6-10 кВ:

1, 2 – разъединители; 3 – отделитель; 4 – короткозамыкатель; 5 – разрядники; 6 – портал; 7 – силовой трансформатор

металлических шкафов со встроенными в них аппаратами и приборами, устройствами управления, защиты и автоматики.

Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки КТП 6-10/0,4-0,23 кВ предназначены для непосредственного электроснабжения электропотребителей. В КТП внутренней установки в целях безопасности эксплуатации используются специальные трансформаторы. КТП изготавливаются с одним или двумя трансформаторами. Если встройка или пристройка подстанций запрещена, применяются комплектные трансформаторные подстанции наружной установки КТПН 6-10/0,4-0,23 кВ.

Если время работы подстанции на одном месте (электроснабжение через скважины, питание во время строительства подземных сооружений) не превышает одного – трех (пяти) лет возникает необходимость передвижки подстанции. Для этих целей используются передвижные подстанции на напряжение 6-10/0,4-0,23 кВ, смонтированные на салазках. Комплектные передвижные трансформаторные подстанции ПСКТП-Л мощностью 25 – 630 кВ·А и напряжением 6(10)/0,4 кВ выпускаются ОАО «Люберецкий электромеханический завод».

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие категории бесперебойности электроснабжения потребителей электроэнергии Вы знаете?
2. Чем определяется категория надежности внешнего электроснабжения объекта строительства городских подземных сооружений?
3. Опишите структурную схему систем электроснабжения горного предприятия.
4. Что относится к системе внешнего электроснабжения предприятия горного профиля?
5. Перечислите основные требования, предъявляемые к системам внешнего электроснабжения.
6. От каких факторов зависит выбор напряжения электрического питания предприятия горного профиля?

7. Перечислите основные варианты схем внешнего электроснабжения предприятий горного профиля.
8. От чего зависит выбор схемы распределения электрической энергии на горных предприятиях?
9. Достоинства и недостатки различных схем распределения электроэнергии.
10. Приведите классификацию электрических подстанций предприятий горного профиля.
11. Опишите электрическую схему ГПП.

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Внешнее электроснабжение предприятий горного профиля.
2. Категории бесперебойности электроснабжения потребителей объектов строительства городских подземных сооружений.
3. Устройство трансформаторных подстанций на поверхности горных предприятий.
4. Устройство и элементы главной понизительной подстанции горного предприятия.
5. Устройство и назначение КТПН.
6. Схемы распределения электроэнергии на предприятиях горного профиля.
7. Электрические сети поверхностного комплекса горных предприятий.

3. ИСПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

3.1. СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

ГОСТ 14254–96 (2002) [4] устанавливает классификацию степеней защиты, обеспечиваемой оболочками, в которые помещается электрооборудование. В данном ГОСТе изложены требования для каждого обозначения и приведены методы контроля и

испытаний оболочек. Требования стандарта распространяются на электрооборудование напряжением не более 72,5 кВ. Под степенью защиты понимается способ защиты, проверяемый стандартными методами испытаний, который обеспечивается оболочкой от доступа к опасным частям (опасным токоведущим и опасным механическим частям), попадания внешних твердых предметов и (или) воды внутрь оболочки.

Степень защиты обозначается так называемым кодом *IP*, который включает в себя следующие элементы:

- буквы «*IP*» кода, являющиеся сокращениями слов «International Protection» («международная защита»);
- первую характеристическую цифру (цифры от 0 до 6 либо заменяющая их буква «*X*»);
- вторую характеристическую цифру (цифры от 0 до 8 либо заменяющая их буква «*X*»);
- дополнительную букву (буквы «*A*», «*B*», «*C*», «*D*»);
- вспомогательную букву (буквы «*H*», «*M*», «*S*»).

В коде *IP* одна или обе характеристические цифры могут быть заменены буквой «*X*», когда отсутствует необходимость нормирования степени защиты. Если в коде используются несколько дополнительных букв, их располагают в алфавитном порядке. Дополнительные и вспомогательные буквы опускаются в коде без замены. Например: *IP54*, *IP2X*, *IPX1*, *IPXX*, *IP20C*, *IPXXC*.

Первая характеристическая цифра указывает на степень защиты (обеспечиваемой оболочкой):

- людей от доступа к опасным частям (предотвращается или ограничивается проникновение внутрь оболочки какой-либо части тела или предмета, находящегося в руках у человека);
- оборудования, находящегося внутри оболочки, от проникновения внешних твердых предметов.

Если первая характеристическая цифра равна 0, то оболочка не обеспечивает защиту ни от доступа к опасным частям, ни от проникновения внешних твердых предметов. Первая характеристическая цифра, равная 1, указывает на то, что оболочка обеспе-

чивает защиту от доступа к опасным частям тыльной стороной руки; 2 — пальцем; 3 — инструментом; 4, 5 и 6 — проволокой. При первой характеристической цифре, равной 1, 2, 3 и 4, оболочка обеспечивает защиту от внешних твердых предметов диаметром больше или равным соответственно 50; 12,5; 2,5 и 1,0 мм. При цифре 5 оболочка обеспечивает частичную, а при цифре 6 — полную защиту от пыли.

Вторая характеристическая цифра указывает степень защиты оборудования от вредного воздействия воды, которую обеспечивает оболочка.

Если вторая характеристическая цифра равна 0, то оболочка не обеспечивает защиту от вредного воздействия воды. Вторая характеристическая цифра, равная 1, указывает на то, что оболочка обеспечивает защиту от вертикально падающих капель воды; 2 — от вертикально падающих капель воды, когда оболочка отклонена на угол до 15°; 3 — от воды, падающей в виде дождя; 4 — от сплошного обрызгивания; 5 — от водяных струй; 6 — от сильных водяных струй; 7 — от воздействия при временном (непродолжительном) погружении в воду; 8 — от воздействия при длительном погружении в воду. Оболочки, имеющие в своем коде IP вторую характеристическую цифру 7 или 8, могут быть ограниченного или двойного использования. Оболочки ограниченного использования не предназначены для защиты от воздействия струй воды и не должны удовлетворять требованиям, соответствующим цифрам 5 или 6. Оболочки двойного использования предназначены для защиты и от погружения в воду, и от воздействия струй воды. Маркировка этих оболочек выполняется так: *IPX5/IPX7*, *IPX6/IPX7*, *IPX5/IPX8*, *IPX6/IPX8*.

Дополнительная буква обозначает степень защиты людей от доступа к опасным частям и указывается в том случае, если:

- действительная степень защиты от доступа к опасным частям выше степени защиты, указанной первой характеристической цифрой;
- обозначена только защита от вредного воздействия воды, а первая характеристическая цифра заменена символом «X».

Степень защиты оболочки может быть обозначена дополнительной буквой только в том случае, если она удовлетворяет всем более низким по уровню степени защиты, например: *IP1XB*, *IP1XC*, *IP1XD*, *IP2XC*, *IP2XD*, *IP3XD*. Дополнительная буква «А» указывает на то, что оболочка обеспечивает защиту от доступа к опасным частям тыльной стороной руки, «В» — пальцем, «С» — инструментом, «D» — проволокой.

Вспомогательная буква «H» обозначает высоковольтное электрооборудование. Вспомогательные буквы «M» и «S» указывают на то, что оборудование с движущимися частями во время испытаний на соответствие степени защиты от вредных воздействий, связанных с проникновением воды, находится соответственно в состоянии движения или неподвижности.

В табл. 3.1 приведены значения характеристических цифр степени защиты. На пересечении уровней защиты по проникновению влаги и механических частиц показаны все практически достижимые и существующие степени защиты по этому стандарту. Так, например, степень защиты *IP38* — абсурдна, поскольку погружение изделия в воду не может быть реализовано при защите изделия от проникновения механических частиц размером более 2,5 мм.

Таблица 3.1

Маркировка электрооборудования по степени IP-защиты

Первая цифра		Вторая цифра								
		<i>IPX0</i>	<i>IPX1</i>	<i>IPX2</i>	<i>IPX3</i>	<i>IPX4</i>	<i>IPX5</i>	<i>IPX6</i>	<i>IPX7</i>	<i>IPX8</i>
<i>IP0X</i>	Нет защиты	<i>IP00</i>								
<i>IP1X</i>	Частицы ≥ 50 мм	<i>IP10</i>	<i>IP11</i>	<i>IP12</i>						
<i>IP2X</i>	Частицы $\geq 12,5$ мм	<i>IP20</i>	<i>IP21</i>	<i>IP22</i>	<i>IP23</i>					
<i>IP3X</i>	Частицы $\geq 2,5$ мм	<i>IP30</i>	<i>IP31</i>	<i>IP32</i>	<i>IP33</i>	<i>IP34</i>				
<i>IP4X</i>	Частицы ≥ 1 мм	<i>IP40</i>	<i>IP41</i>	<i>IP42</i>	<i>IP43</i>	<i>IP44</i>				
<i>IP5X</i>	Пыль частично	<i>IP50</i>				<i>IP54</i>	<i>IP55</i>			
<i>IP6X</i>	Пыль — полная	<i>IP60</i>					<i>IP65</i>	<i>IP66</i>	<i>IP67</i>	<i>IP68</i>

3.2. ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬ РУДНИЧНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

3.2.1. Принципы взрывобезопасности

В горных выработках, где возможно образование взрывоопасной окружающей среды, должно применяться рудничное взрывозащищенное электрооборудование, т. е. электрооборудование, имеющее средства предотвращения проявления источника поджигания, признанные достаточными для обеспечения взрывобезопасности при применении в установленных условиях окружающей среды.

В подземных выработках горных предприятий в местах установки электрооборудования могут образовываться опасные в отношении взрыва при появлении открытого искрения смеси с воздухом различных газов (метана и его гомологов, водорода, сероводорода и др.). 70 % действующих угольных шахт относятся к опасным по газу, а средняя относительная газообильность (по метану) для газовых шахт составляет $19 \text{ м}^3/\text{т}$. На горных предприятиях отмечаются не связанные с загазированием окружающей атмосферы случаи взрыва внутри оболочек электрооборудования горючих газов (метана, водорода, оксида углерода) — продуктов термического разложения органической составляющей электроизоляционных материалов в аварийных режимах работы оборудования. Наконец, конструктивное исполнение электрооборудования не исключает возможности проникновения внутрь оболочек газов с последующим взрывом, если подземные выработки оказываются загазованными достаточно длительное время.

Свойства взрывоопасных смесей газов с воздухом, образующихся в процессе производства и способных взрываться от постороннего источника зажигания, определяют выбор электрооборудования, параметры взрывозащиты которого должны обеспечивать необходимый уровень взрывобезопасности в заданных взрывоопасных средах. Критерием отнесения горючего газа к

определенной категории взрывоопасности является безопасный максимальный зазор БЭМЗ, под которым понимается максимальный зазор между плоскими фланцами шириной 25 мм, через который не происходит передачи взрыва из оболочки в окружающую среду независимо от концентрации смесей газов. Для рудничного метана БЭМЗ составляет более 1,0 мм.

Как показали исследования, основными параметрами зажигания взрывчатой смеси являются абсолютный минимум энергии зажигания, размеры критического ядра пламени и время его формирования, а основными параметрами дуговых и искровых коммутационных разрядов — энергия и длительность, зависящие от параметров цепи и условий коммутации.

В практике горного производства были зарегистрированы случаи взрывов и вспышек метана в шахтах, вызванные искрами трения и раскаленными частицами, образующимися при трении и соударении различных материалов в процессе эксплуатации рудничного оборудования. Такое искрение наблюдается, к примеру, при соударении оболочек электрооборудования и деталей, изготовленных из алюминиевых сплавов, с ржавыми стальными предметами, при трении зубков исполнительных органов горных машин о крепкие породы кровли и т. д. Исследования показали, что алюминиевые сплавы являются искроопасными, поэтому их применение в конструкциях рудничного электрооборудования допущено лишь для оболочек электрического инструмента и переносных приборов (рудничные электросверла, светильники и т. п.), при этом оболочки и выступающие части такого оборудования должны иметь прочное защитное покрытие или ограждение из материалов, не опасных в отношении искр трения.

Для взрывобезопасности силового электрооборудования при его конструировании и изготовлении необходимо:

- 1) чтобы при его взрыве взрывчатой газовой смеси, образовавшейся внутри электрооборудования, конструкционными прочностными свойствами обеспечивалась его взрывоустойчивость, т. е. способность выдерживать максимальное давление взрыва без механических повреждений средств взрывозащиты;

2) при таком взрыве обеспечивалась взрывонепроницаемость электрооборудования, состоящая в том, чтобы находящаяся снаружи электрооборудования взрывчатая смесь не воспламенялась ни продуктами горения от пожара, произошедшего внутри электрооборудования и выброшенного из щелей, ни при нагреве смеси частями оболочки в результате возможного воздействия источников тепла внутри электрооборудования.

Взрывоустойчивость в основном обеспечивается прочностными параметрами корпуса электрооборудования, а взрывонепроницаемость — различными средствами: оболочкой с щелевой или пластинчатой защитой; кварцевым или масляным заполнением оболочки; созданием в оболочке давления выше, чем снаружи (продуваемое исполнение); ограничением мощности источников и принятием мер по снижению воспламеняющей способности искрения при опережающем взрыв отключении электроустановки и др.

3.2.2. Виды взрывозащиты

Согласно ГОСТ Р 51330.0—99 (МЭК 60079-0—98) [11] в рудничном электрооборудовании могут применяться следующие виды взрывозащиты:

- взрывонепроницаемая оболочка;
- искробезопасная электрическая цепь;
- защита вида «e»;
- масляное заполнение оболочки;
- заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением;
- кварцевое заполнение оболочки;
- герметизация компаундом;
- защита вида «n»;
- специальный вид взрывозащиты.

Защита «Взрывонепроницаемая оболочка». В настоящее время для силового электрооборудования наиболее широкое применение как способ взрывозащиты получила взрывонепроницаемая оболочка со щелевой защитой. При этом способе

защиты электрооборудование заключается в оболочку, снабженную фланцами определенных размеров, между которыми имеются зазоры (щели). При наличии зазоров определенной величины взрыв не передается в окружающую среду. Поверхности щелевой защиты могут быть различной формы: плоской, круглой, иметь выступы и впадины, повороты и лабиринты, резьбу и др. Выполнить такие поверхности, как правило, можно на определенным образом уширенных частях соединяемых деталей. При этом уширение может достигаться не только фланцами, но и за счет втулок или простого утолщения стенок оболочки. Щелевая (фланцевая) защита взрывонепроницаемой оболочки ограничивает размеры пламени, задерживает расплавленные электрической дугой частицы металла, отводит тепло из зоны пламени в стенки оболочки и разрушает эту зону в щели и по выходе из нее. В зависимости от особенностей оболочки, условий воспламенения и горения в ней газовой смеси проявляется тот или иной механизм защиты от передачи взрыва в окружающую среду. При герметизации оболочки, что имеет место, если применяется фланцевая защита вместе с защитой против проникновения внутрь оболочки пыли и влаги, фланцевая защита бездействует. Пламя взрыва полностью задерживается и гасится стенками оболочки. Стенки оболочки должны выдерживать развивающееся при взрыве давление и оказывать основное охлаждающее воздействие на пламя и раскаленные или расплавленные продукты горения.

При воспламенении метановоздушной смеси с помощью искрового источника, помещенного в центре сферической оболочки, пламя в виде тонкого светящего слоя толщиной 0,5 – 1 мм со скоростью 35 – 45 см/с расходится во все стороны, оставляя позади фронта сгоревшие продукты при температуре примерно 1977 °С и встречая впереди холодную, еще не вступившую в реакцию взрывчатую смесь [10]. Перепад давления на этом узком участке изменения температуры при общем избыточном давлении в 98,1 кПа составляет около 1,33 Па. Поверхность пламени на пути от центра до стенок оболочки имеет сферическую форму.

В первый период после воспламенения смеси стенки оболочки не испытывают давления. Давление на стенки начинает передаваться тогда, когда пламя увеличивается до $1/4$ радиуса сферической оболочки. Избыточное давление достигает максимальной величины 750 кПа при соприкосновении пламени со стенками оболочки. Давление при взрыве зависит от формы оболочки: для сферической оболочки оно будет наибольшим, а для прямоугольной — наименьшим. В герметически закрытых оболочках давление взрыва не зависит от их объема. Кроме массы оболочки, в охлаждении продуктов горения принимают участие все входящие в соприкосновение с ними массы устройств, в том числе встроенных в оболочку электрических частей и устройств. Воспринимаемое ими тепло рассеивается в окружающую среду через наружную поверхность оболочки. Поскольку масса стальной оболочки по сравнению с заключенной в ней массой горючего газа всегда значительно больше, то максимальная температура, до которой может нагреться оболочка, получая тепло от продуктов горения этого газа, не может превысить критическую температуру воспламенения метановоздушной смеси от массивных нагретых поверхностей, равную $627 - 727^\circ\text{C}$.

В реальных оболочках за счет заполнения их электрическими частями свободный объем уменьшается, а общий объем металлических частей увеличивается. При коэффициенте заполнения оболочки металлическими частями $\kappa_3 = 0,5$ температура поверхности заполненной оболочки по сравнению с незаполненной уменьшается примерно в 4 раза. Наличие зазоров в оболочке приводит к истечению части газа и снижению максимально возможного давления. Сначала из оболочки выходит часть свежей смеси и общее количество выделяющегося тепла при взрыве внутри оболочки, следовательно, и давление в оболочке уменьшается. Затем уже при пониженном давлении выталкиваются пламя и продукты горения. Когда давление в оболочке уравнивается с давлением окружающего ее газа, дальнейшее остывание продуктов горения в оболочке приводит к понижению давления газа и засасыванию в нее свежей смеси, если она имеется снаружи оболочки.

Особой разновидностью щелевой защиты является так называемая пакетная защита, представляющая собой набор пластин, между которыми образуются щели. При такой защите внутренняя часть оболочки имеет соединение с внешней средой не через одну щель, а серию щелей. При пакетной защите удастся снизить давление внутри оболочки при взрыве в ней благодаря более интенсивному разгружающему действию газов через щели. Пакетная защита применяется в оболочках взрывонепроницаемых ящиков аккумуляторных батарей рудничных взрывобезопасных электровозов.

Защита «Кварцевое заполнение оболочки». Это защитное мероприятие осуществляется посредством заполнения оболочки кварцевым песком определенного зернового состава так, что при возникновении внутри оболочки аварийной электрической дуги не может произойти воспламенение наружной взрывчатой смеси. При этом воспламенение не должно происходить ни от пламени дуги, ни от возможного нагрева стенок оболочки. Этот вид взрывозащиты используется для погруженного в кварцевый песок электрооборудования, конструктивные узлы которого не имеют подвижных частей (трансформаторы, пускорегулирующие и ограничительные сопротивления и т. п.).

Защитное действие кварцевого песка основано на полном поглощении им энергии, выделяющейся в электрической дуге. При проникновении взрывчатой смеси в оболочку с кварцевым песком она не воспламеняется со взрывом, а окисляется при нормальном горении. Продукты горения, проходящие по порам между кварцевыми песчинками, охлаждаются настолько, что не могут воспламенить внешнюю взрывчатую смесь. За время горения электрической дуги (до 200 мс) минимально допустимый слой песка вместе с резервным слоем может расплавиться не более чем на 75 % без применения в песке защитного экрана и не более 60 % при применении защитного экрана [10]. Почти все выделяемое тепло расходуется на расплавление медных токоведущих зажимов (электродов) и кварцевого песка. Раскаленные газы и пары металла при температуре, равной температуре плав-

ления оксидов кварца (1727 °С), дросселируют через пористый слой кварцевого песка, остывают до более низкой температуры и также теряют способность к воспламенению окружающей среды.

Защиты «Масляное заполнение оболочки» и «Герметизация компаундом». Заполнение изоляционным материалом как вид взрывозащиты состоит в том, что токоведущие части погружаются (заливаются) изоляционной средой так, что взрывчатая смесь, находящаяся вне изоляционной среды, не может быть воспламенена дугами, искрами или горючими газами, образовавшимися внутри изоляционной среды. Этот вид взрывозащиты реализуется путем масляного или компаундного заполнения. Заполнение минеральным маслом применяется для трансформаторов, аппаратов высокого напряжения и другого электрооборудования; заполнение компаундом используется для кабельных муфт, высоковольтных комплектных распределительных устройств.

Для снижения уровня масла при масляном заполнении допускается применение защитного сетчатого экрана, который должен быть изолирован от токоведущих частей и располагаться на определенной глубине от поверхности масла.

Защита «Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением». В электрооборудовании с таким видом взрывозащиты токоведущие или находящиеся под напряжением части электрооборудования, встроенные в оболочку, заполненную или продуваемую под избыточным давлением, должны находиться в среде защитного газа. Защитный газ – это негорючий газ (атмосферный воздух или азот), который находится в оболочке электрооборудования под избыточным давлением и предотвращает проникновение внутрь оболочки окружающей взрывоопасной среды.

Оболочка, входящий и исходящий газопроводы и другие элементы, по которым проходит защитный газ, должны изготавливаться из материалов термически стойких и стойких к агрессивной окружающей среде; они и их крепежные элементы должны быть механически прочными и способными без остаточной

деформации выдерживать полуторакратное рабочее избыточное давление защитного газа, но не менее 200 Па. При возможности появления избыточного давления, способного вызвать опасную деформацию оболочки и газопроводов, необходимо предусматривать предохранительные устройства. Неподвижные и вращающиеся части электрооборудования, которые могут подвергаться трению или соударению, необходимо изготавливать из материалов, образующих пару, не опасную в отношении воспламенения взрывоопасных смесей искрами трения и соударения.

Само электрооборудование должно иметь следующую блокировку:

- допускающую включать электрооборудование в электрическую цепь только по истечении времени предпусковой продувки оболочки и газопроводов защитным газом в количестве, достаточном для удаления из них первоначальной среды, но не менее пятикратного объема оболочки и всех газопроводов;
- включающую сигнал или отключающую электрооборудование от всех электрических цепей при падении избыточного давления ниже допустимой величины.

Защита «Искробезопасная электрическая цепь». Искробезопасными называются электрические цепи, в которых энергия возникшей искры при обрыве (размыкании) или закорачивании (замыкании) цепи недостаточна для воспламенения взрывчатой смеси. Понятие искробезопасности относится в основном к искрам малой мощности; электрические дуги, обладающие значительной мощностью и развивающие на электродах температуру, значительно превышающую температуру воспламенения метана, не могут быть искробезопасными.

Для воспламенения газовой смеси необходимо обеспечить условие формирования минимального ядра пламени, т. е. нагреть до температуры воспламенения определенный объем газа. Воспламеняющая способность искр зависит от многих факторов: напряжения и тока цепи, мощности источника питания, индуктивности, емкости и омического сопротивления элементов цепи и всей цепи, скорости коммутации, формы электродов

коммутируемой цепи и их материала, условий, в которых находится взрывчатая смесь (температура, влажность, давление), и других факторов, которые не всегда можно учесть. Поэтому появление воспламенения или его неоявление при экспериментальной оценке искробезопасности подчиняется вероятностным законам.

При постоянном токе, протекающем по цепи с сопротивлением R и индуктивностью L , разность потенциалов между замыкающими электродами определяется по формуле

$$U = E - Ri - L \frac{di}{dt}, \text{ В}, \quad (3.1)$$

где E — напряжение источника, к которому подключена цепь, В; i — ток в цепи, А.

Энергия, рассеиваемая в искре:

$$A = \int U i dt = \int (Ei - Ri^2) dt + \int (-Li) dt. \quad (3.2)$$

Первое слагаемое представляет собой высвобожденную энергию источника тока, а второе слагаемое — накопленную в индуктивности магнитную энергию, относительная величина которой зависит от индуктивности цепи. Поэтому для цепей с большой индуктивностью труднее обеспечить искробезопасность, что вынуждает при конструировании принимать меры по локализации влияния индуктивности цепи. Существенным фактором, влияющим на искробезопасность, является напряжение питания — обычно искра имеет тем большую тенденцию перейти в дугу, чем выше напряжение. При значительной индуктивности быстрое отключение более опасно, чем медленное, а энергия самоиндукции превышает энергию источника воспламенения. При малой индукции опаснее малый разрыв цепи: энергия источника превалирует и рассеивание будет тем больше, чем медленнее происходит разрыв цепи. Искрение происходит более интенсивно между точечными электродами, чем между электродами плоской формы. При прочих равных условиях воспламенение происходит тем легче, чем более летуч металл электродов.

Искрение при постоянном токе более стабильно и происходит с бóльшим выделением тепла, чем при переменном токе; при постоянном токе высвобождаемая энергия зависит от постоянной величины тока, тогда как при переменном токе может иметь место прерывание тока в момент, когда кривая тока переходит через нулевое значение или когда ток небольшой. При повышенной частоте тока поддерживать дуговой разряд труднее, чем при более низких частотах или при постоянном токе.

Специфика электрических цепей с емкостью, способных накапливать электрический заряд на ней, состоит в том, что заряженная емкость сама становится источником энергии, которая может разряжаться в искре, а также в том, что в первый момент включения цепи ток в ней возрастает за счет тока заряда конденсаторов, а в момент разрыва цепи разряд конденсатора продлевает протекание тока и, следовательно, увеличивает длительность искры. В смешанных цепях, обладающих не только индуктивностью, но и емкостью, может возникать резонансный процесс, когда емкость цепи перезаряжается энергией самоиндукции, а затем происходит последующий разряд емкости на индуктивность.

Для обеспечения искробезопасности цепей, кроме снижения электрических параметров источника питания, стараются сделать так, чтобы в цепях слабого тока и слабого напряжения высвобождение энергии в элементах-накопителях (индуктивность, емкость) происходило не в искре, проскакивающей между электродами, а в другом месте, вне искры. Для этого используют так называемые защитные элементы. Например, индуктивность шунтируют элементом, который в момент разрыва цепи имеет весьма малое сопротивление и поэтому весь ток от ЭДС самоиндукции устремляется не в искровой разряд, а в шунтирующую указанным элементом цепочку.

При применении резисторного шунта (рис. 3.1, *а*) сопротивлением r индуктивность рассеивает свою энергию частично в сопротивление шунта и частично в искру. При некоторой величине r искра будет постоянно ослаблена и взрыва не будет. При

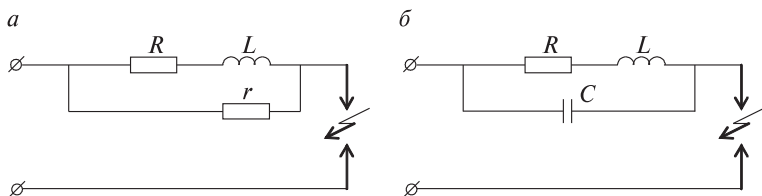


Рис. 3.1. Защитные элементы при обеспечении искробезопасности

применении емкостного шунта параллельно индуктивности подключается конденсатор. В начале размыкания индуктивность действует как генератор энергии, заряжающий конденсатор, который затем разряжается на индуктивность. При этом возникает процесс колебания энергии, который заканчивается в результате рассеяния энергии в активном сопротивлении. Эта энергия не участвует в искре размыкания. Но емкостный шунт может увеличить опасность искры в момент замыкания цепи, поскольку в первый момент замыкания ток заряда конденсатора большой.

Защита вида «е». Этот вид защиты заключается в применении для электрооборудования или его части, не имеющих нормально искрящих частей, ряда мер (дополнительно используемых в электрооборудовании общего назначения), затрудняющих появление опасных нагревов электрических искр и дуг. К ним относятся следующие.

1. Применение электроизоляционных материалов соответствующей трекинговости.
2. Выбор путей утечки и электрических зазоров.
3. Ограничение максимальной температуры до 423 К (150 °С) поверхностей электрооборудования.
4. Исключение искрения и нагрева в местах соединения токоведущих частей за счет ограничения плотности тока в контактных соединениях до 2,5 А/мм².
5. Снижение температуры нагрева изолированных обмоток по сравнению с допустимым значением для данного класса изоляции в электроустановках общего назначения.

6. Предотвращение появления на поверхности изоляции короны и других видов электрических разрядов.

7. Применение оболочек из материалов, устойчивых к механическому и тепловому воздействию.

8. Применение в конструкции оболочек мер, обеспечивающих защиту людей от контакта с токоведущими частями, находящимися под напряжением, или движущимися частями внутри оболочки, а также защиту электрооборудования, заключенного в оболочку, от проникновения воды и пыли.

Специальный вид взрывозащиты. Этот вид взрывозащиты обеспечивается мерами, эффективность и достаточность которых признана испытательными организациями на стадии изготовления опытных образцов электрооборудования. Взрывозащита осуществляется заключением электрических частей в прочную неразборную оболочку, взрывобезопасность которой обеспечивается при любых режимах работы, в том числе и при любых возможных повреждениях, за счет воздействия среды в условиях эксплуатации и в режиме обслуживания; герметизация искроопасных элементов эпоксидным компаундом, исключаящим контакт электрических частей со взрывоопасной средой и создающим взрывонепроницаемость при электрическом пробое в заливке, и дополнительным помещением этих элементов во взрывонепроницаемую оболочку.

3.2.3. Виды исполнения рудничного электрооборудования

Согласно ГОСТ Р 51330.0—99 [11] взрывозащищенное электрооборудование в зависимости от области применения подразделяется на две группы: I — *рудничное взрывозащищенное* электрооборудование, предназначенное для применения в подземных выработках шахт, рудников и в их наземных строениях, опасных по рудничному газу и/или горючей пыли; II — *взрывозащищенное электрооборудование для внутренней и наружной установки*, предназначенное для потенциально взрывоопасных сред, кроме подземных выработок шахт и рудников и их наземных строений, опасных по рудничному газу и/или пыли.

Рудничное электрооборудование по уровню взрывозащиты имеет четыре исполнения: рудничное нормальное РН, рудничное повышенной надежности против взрыва РП, рудничное взрывобезопасное РВ и рудничное особовзрывобезопасное РО.

В электрооборудовании *рудничного нормального исполнения (РН)* отсутствуют средства взрывозащиты, но в отличие от электрооборудования общего назначения оно выполнено с учетом специфических требований, предъявляемых к изоляции, путям утечки, электрическим зазорам, защите от попадания влаги и пыли, условиям эксплуатации в подземных выработках горных предприятий.

В электрооборудовании *рудничном повышенной надежности против взрыва (РП)* взрывозащита обеспечивается только в нормальном режиме его работы. Если в электрооборудовании не имеется нормально искрящих частей, то это режим, при котором не возникают опасный нагрев, электрические искры или дуга, способные воспламенить взрывчатую окружающую среду. Если же в электрооборудовании имеются нормально искрящие части (контакты, реле, предохранители, лампы накаливания и др.), способные воспламенить взрывчатую среду, то они должны быть обеспечены средствами взрывозащиты.

В электрооборудовании *рудничном взрывобезопасном (РВ)* взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятными повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты. Для рудничного взрывобезопасного электрооборудования признанными вероятными повреждениями являются режим дугового КЗ и механическое воздействие на электрооборудование.

В электрооборудовании *рудничном особовзрывобезопасном (РО)* приняты дополнительные меры и средства взрывозащиты, обеспечивающие его взрывобезопасность при любых повреждениях, возможных в эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты.

Уровень повышенной надежности против взрыва может быть обеспечен:

- взрывозащитой вида « i » с уровнем искробезопасной электрической цепи « i_C » и выше;
- взрывозащитой вида « p », имеющей устройство сигнализации о недопустимом снижении давления;
- взрывозащитой вида « q »;
- защитой вида « e »;
- защитой вида « n »;
- взрывозащитой вида « d » для электрооборудования повышенной надежности против взрыва;
- масляным заполнением для электрооборудования группы II и заполнением негорючей жидкостью для электрооборудования группы I оболочек, удовлетворяющих требованиям взрывозащиты вида « o »;
- взрывозащитой вида « s ».

Уровень взрывобезопасного электрооборудования может быть обеспечен:

- взрывозащитой вида « i » с уровнем искробезопасной электрической цепи не ниже « i_B »;
- взрывозащитой вида « p » с устройством сигнализации и автоматического отключения напряжения питания, кроме искробезопасных цепей уровня « i_A », при недопустимом снижении давления;
- взрывозащитой вида « d » для взрывобезопасного электрооборудования;
- специальным видом взрывозащиты « s »;
- защитой вида « e », заключенной во взрывонепроницаемую оболочку;
- заключением в оболочку, предусмотренную для защиты вида « p » с устройством сигнализации о снижении давления ниже допустимого значения электрооборудования группы II с защитой вида « e ».

Уровень особовзрывобезопасного электрооборудования может быть обеспечен:

- взрывозащитой вида « i » с уровнем искробезопасной электрической цепи « i_A »;

- специальным видом взрывозащиты «s»;
- взрывобезопасным электрооборудованием с дополнительными средствами взрывозащиты (например, заключением искроопасных частей, залитых компаундом или погруженных в жидкий или сыпучий диэлектрик, во взрывонепроницаемую оболочку, или продуванием взрывонепроницаемой оболочки чистым воздухом под избыточным давлением при наличии устройств контроля давления, сигнализации и автоматического отключения напряжения при недопустимом снижении давления или при повреждении взрывонепроницаемой оболочки). При этом для отходящих соединений должен обеспечиваться уровень искробезопасных цепей «i_A».

3.3. КЛАССИФИКАЦИЯ И МАРКИРОВКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

3.3.1. Классификация электрооборудования

Электрооборудование, применяемое на предприятиях горного производства, можно классифицировать по следующим признакам:

- климатическому исполнению;
- месту (категории) размещения;
- степени защиты от проникновения твердых тел и жидкости;
- в зависимости от специфических условий эксплуатации (взрывоопасность, химически агрессивная среда и т. п.).

Климатическое исполнение электрооборудования приведено в табл. 3.2 согласно ГОСТ 15150—69 (1999) [5].

Таблица 3.2

Климатическое исполнение изделий	Обозначения*		
	буквенные		цифровые
	русские	латинские	
Изделия, предназначенные для эксплуатации на суше, реках и озерах Для макроклиматического района с умеренным климатом**	У	(N)	0

Климатическое исполнение изделий	Обозначения*		
	буквенные		цифровые
	русские	латинские	
Для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом**	УХЛ****	(NF)	1
Для макроклиматического района с влажным тропическим климатом***	ТВ	(TH)	2
Для макроклиматического района с сухим тропическим климатом***	ТС	(TA)	3
Для макроклиматических районов как с сухим, так и с влажным тропическим климатом***	Т	(T)	4
Для всех макроклиматических районов на суше, кроме макроклиматического района с очень холодным климатом (общеклиматическое исполнение) Изделия, предназначенные для эксплуатации в макроклиматических районах с морским климатом	О	(U)	5
Для макроклиматического района с умеренно-холодным морским климатом	М	(M)	6
Для макроклиматического района с тропическим морским климатом, в том числе для судов каботажного плавания или иных, предназначенных для плавания только в этом районе	ТМ	(MT)	7
Для макроклиматических районов как с умеренно-холодным, так и с тропическим морским климатом, в том числе для судов неограниченного района плавания Изделия, предназначенные для эксплуатации во всех макроклиматических районах на суше и на море, кроме климатического района с очень холодным климатом (всеклиматическое исполнение)	ОМ	(MU)	8
	В	(W)	9

* В скобках приведены обозначения, которые ранее были приняты в технической документации некоторых стран-членов СЭВ.

**** Изделия в исполнениях У и УХЛ могут эксплуатироваться в теплом влажном, жарком сухом и очень жарком сухом климатических районах по ГОСТ 16350, в которых средняя из ежегодных абсолютных максимумов температура воздуха выше 40 °С и (или) сочетание температуры, равной или выше 20 °С, и относительной влажности, равной или выше 80 %, наблюдается более 12 ч в сутки за непрерывный период более двух месяцев в году.**

Конкретные типы или группы экспортируемых или других изделий для макроклиматического подрайона с теплым умеренным климатом допускается изготавливать в климатическом исполнении ТУ, если технико-экономически обоснованы конструктивные отличия изделий этого исполнения от изделий климатического исполнения У.

***** Указанные исполнения могут быть обозначены термином «Тропическое исполнение».**

****** Если основным назначением изделий является эксплуатация в районе с холодным климатом и экономически нецелесообразно их использование вне пределов этого района, вместо обозначения УХЛ рекомендуется обозначение ХЛ (F).**

В ГОСТе [5] приведены также *категории размещения* электрооборудования в зависимости от места их эксплуатации.

Категория 1. Для эксплуатации на открытом воздухе.

Категория 2. Для эксплуатации под навесом или в помещениях, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе (отсутствие прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков на изделие).

Категория 3. Изделия предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий. Отсутствуют воздействия песка и пыли, солнца и воды (дождя).

Категория 4. Изделия предназначены для эксплуатации в помещениях с искусственно регулируемыми климатическими условиями. Отсутствуют воздействия песка и пыли, солнца и воды (дождя), наружного воздуха.

Категория 5. Изделия предназначены для эксплуатации в помещениях с повышенной влажностью (длительное наличие воды или конденсированной влаги).

В условное обозначение типа (марки) изделия дополнительно, после всех обозначений, относящихся к модификации изде-

лия, вводят буквы и цифры, обозначающие вид климатического исполнения изделия. Например, двигатель типа 4А200М2 в климатическом исполнении У для категории размещения оборудования 3 обозначают 4А200М2 УЗ.

Степень защиты от проникновения твердых тел и жидкости определяется ГОСТ 14254–96 (МЭК 60529) [4]. Классификация электрооборудования в соответствии с данным документом была рассмотрена ранее (см. подразд. 3.1).

В зависимости от **специфических условий эксплуатации** электрооборудование подразделяется на общепромышленное и рудничное. Рудничное электрооборудование классифицируется по уровням и видам взрывозащиты, температурным классам и области применения. Уровнем защиты определяется степень взрывозащиты, от которой зависит область применения электрооборудования. Вид взрывозащиты определяется совокупностью конструктивных мер по исключению или затруднению возможности воспламенения окружающей взрывоопасной среды и обеспечению требуемого уровня взрывозащиты.

По уровню взрывозащиты рудничное электрооборудование имеет четыре исполнения (см. 3.2.3): РН, РП, РВ и РО. Электрооборудование с уровнями взрывозащиты РП, РВ, РО объединено в общую группу — взрывозащищенное электрооборудование. В соответствии с ГОСТ Р 513330.0–99 [11] взрывозащищенное электрооборудование подразделяется на две группы: I — *рудничное взрывозащищенное* электрооборудование, предназначенное для применения в подземных выработках шахт, рудников и в их наземных строениях, опасных по рудничному газу и/или горючей пыли; II — взрывозащищенное электрооборудование *для внутренней и наружной установки*, предназначенное для потенциально взрывоопасных сред, кроме подземных выработок шахт и рудников и их наземных строений, опасных по рудничному газу и/или пыли.

Электрооборудование, предназначенное для шахт и рудников, атмосфера которых может содержать, в дополнение к метану, примеси других горючих газов, должно конструироваться и

испытываться по требованиям, установленным для группы I, а также для той подгруппы группы II, которая соответствует другим горючим газам. Это электрооборудование должно затем соответствующим образом маркироваться (например, *PBExdI/1ExdIIBT3* или *PBExdI/1ExdII(NH₃)*).

Электрооборудование группы II может подразделяться на подгруппы в соответствии с категорией взрывоопасности смеси, для которой оно предназначено. При взрывозащитах «Взрывонепроницаемая оболочка *d*» и «Искробезопасная электрическая цепь *i*» электрооборудование группы II подразделяют на подгруппы IIA, IIB и IIC, как это предусмотрено в конкретных стандартах на взрывозащиту указанных видов.

Для электрооборудования группы I максимальная температура поверхности должна быть четко оговорена в соответствующей документации. Эта температура не должна превышать:

- 150 °C при наличии поверхностей, на которых возможно отложение угольной пыли в виде слоя;
- 450 °C кратковременно, когда превышение температуры свыше 150 °C, но не более 450 °C, и последующее охлаждение до температуры 150 °C произойдет за время не более 180 с;

Таблица 3.3

Максимальная температура поверхности для электрооборудования группы II

Температурный класс	Максимальная температура поверхности, °C
T1	450
T2	300
T3	200
T4	135
T5	100
T6	85

• 450 °С, если исключено отложение угольной пыли в виде слоя (например, благодаря герметизации или вентиляции), при следующих условиях:

- фактическую максимальную температуру маркируют на оборудовании;

- после маркировки взрывозащиты указывают знак X для того, чтобы показать необходимость соблюдения безопасных условий эксплуатации.

Электрооборудование группы II классифицируют в соответствии с температурными классами согласно табл. 3.3.

3.3.2. Маркировка взрывозащищенного электрооборудования

Электрооборудование на основной части корпуса должно быть промаркировано. Маркировка должна быть разборчивой и долговечной, с учетом возможной химической коррозии. Маркировка взрывозащиты электрооборудования должна выполняться рельефными знаками в удобном месте оболочки электрооборудования или на табличке, прикрепляемой к оболочке таким образом, чтобы была обеспечена сохранность ее в течение всего срока службы электрооборудования в условиях, для которых оно предназначено. Все данные маркировки могут быть выполнены на одной или нескольких табличках. Маркировка взрывозащиты электрооборудования группы II должна выполняться в виде цельного, не разделенного на части обозначения. Маркировка взрывозащиты рудничного электрооборудования группы I должна состоять из двух частей. В первой части указывают уровень взрывозащиты, во второй части, располагаемой правее или ниже первой, — остальную часть маркировки.

Например, PB PO или PB Exd_bI, PO Exi_aSI
Exd_bI Exi_aSI

Маркировка должна включать:

a) наименование изготовителя или его зарегистрированный товарный знак;

b) обозначение типа электрооборудования;

с) знак Ex, указывающий, что электрооборудование соответствует стандартам на взрывозащиту конкретного вида.

Маркировка электрооборудования группы I должна содержать обозначение уровня взрывозащиты:

РП — для электрооборудования повышенной надежности против взрыва;

РВ — для взрывобезопасного электрооборудования;

РО — для особовзрывобезопасного электрооборудования.

Маркировка взрывозащиты электрооборудования группы II должна содержать перед знаком Ex знак уровня взрывозащиты:

2 — для электрооборудования повышенной надежности против взрыва;

1 — для взрывобезопасного электрооборудования;

0 — для особовзрывобезопасного электрооборудования;

d) обозначение вида взрывозащиты:

o — масляное заполнение оболочки;

p — заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением;

q — кварцевое заполнение оболочки;

d — взрывонепроницаемая оболочка;

e — защита вида «e»;

i_a — искробезопасность, уровень « i_a » (категория « i_a »);

i_b — искробезопасность, уровень « i_b » (категория « i_b »);

i_c — искробезопасность, уровень « i_c » (категория « i_c »);

m — герметизация компаундом;

n — защита вида «n»;

s — специальный вид взрывозащиты;

e) обозначение группы электрооборудования:

I — для электрооборудования, предназначенного для подземных выработок шахт и рудников и их наземных строений, опасных по рудничному газу или пыли;

II или IIA, или IIB или IIC — для электрооборудования внутренней и наружной установки, предназначенного для применения в местах с потенциально взрывоопасной газовой средой, кроме шахт и их наземных строений, опасных по рудничному

газу. Буквы А, В, С должны использоваться в том случае, если это предписывает стандарт на взрывозащиту конкретного вида.

Если электрооборудование предназначено для применения только в одном газе, сразу за обозначением «II» должна следовать химическая формула (название) газа.

Примечание. Электрооборудование, имеющее маркировку IIВ, пригодно для применения в местах, где требуется электрооборудование группы IIА. Подобным же образом электрооборудование с маркировкой IIС пригодно для применения в местах, где требуется электрооборудование группы IIА или IIВ.

ж) для электрооборудования группы II — обозначение температурного класса, или максимальной температуры поверхности, или же того и другого вместе. Если в маркировке указаны оба этих данных, температурный класс должен указываться последним в скобках. На кабельных вводах температурный класс не маркируют.

Пример: T1 или 350 °С, или 350 °С (T1).

Электрооборудование, имеющее максимальную температуру поверхности выше 450 °С, должно маркироваться лишь нанесением значения температуры.

Пример: 600 °С.

Электрооборудование, предназначенное для применения в определенном газе, не требует указания значения температуры;

з) порядковый номер, за исключением:

- присоединительной арматуры (кабельные и трубные вводы, заглушки, промежуточные платы, розетки и вилки соединителей и проходные изоляторы);
- миниатюрного оборудования с ограниченной поверхностью.

Номер партии может рассматриваться в качестве альтернативы порядковому номеру;

h) название или знак органа по сертификации и номер сертификата (при выдаче сертификата);

i) специальные условия для обеспечения безопасности в эксплуатации, если испытательная организация считает необходимым это указать, после маркировки взрывозащиты должен размещаться знак Х. Испытательная организация может использовать предупредительную надпись вместо знака Х;

ж) любую другую дополнительную маркировку, предписываемую стандартами на взрывозащиту конкретных видов;

к) любую маркировку, требуемую стандартами на электрооборудование конкретного вида. Указанная маркировка не требует проверки испытательной организацией.

В случае использования на различных частях электрооборудования различных видов взрывозащиты, каждая соответствующая часть должна иметь обозначение принятого в ней вида взрывозащиты. Если в электрооборудовании используют взрывозащиту нескольких видов, на первом месте ставят обозначение основного вида взрывозащиты, а затем других видов.

Маркировки по перечислениям с) – ф) пункта должны размещаться в приведенной последовательности.

Примеры маркировки сертифицированного электрооборудования:

– электрооборудование во взрывонепроницаемой оболочке для применения в шахтах, опасных по рудничному газу (метану):

АО «Логика»

Тип КСЛ.1М

PBExdI

№ 325

Сертиум № РОСС RU.АЮ30.В00018

– электрооборудование, частично с взрывозащитой вида «е» и частично с видом взрывозащиты «Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением», с максимальной температурой поверхности 125 °С, для применения в помещениях и наружных установках с взрывоопасными средами, кроме шахт, опасных по рудничному газу, а именно с газом и температурой самовоспламенения более 125 °С, при выполнении особых условий безопасности, приведенных в сертификате:

ПЭМЗ

Тип 250DM1

2ExepII 125 °С (T4) X

№ 56732

ЦС СТВ РОСС.RUГБ04.В00093

— электрооборудование, частично с видом взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» и частично с защитой вида «е», для применения в шахтах, опасных по рудничному газу (метану), а также в помещениях и наружных установках с взрывоопасными средами, иными, чем рудничный газ, а именно с газом подгруппы В и температурой самовоспламенения более 200 °С:

Троникс

Тип 5 CD

PBExdeI/1ExdeIIDBT3

№ 5634

НАНИО ЦС ВЭ ИГД № РОСС RU.ГВ05.В00063

— электрооборудование во взрывонепроницаемой оболочке для применения в помещениях и наружных установках, кроме шахт, опасных по рудничному газу, с взрывоопасными средами только на основе аммиака:

НЗША

Тип NT3

1ExdII(NH3)

№ 6549

Сертиум № РОСС RU.АЮ30.В00054

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Приведите классификацию степеней защиты, обеспечиваемой оболочками.
2. Маркировка электрооборудования по степени IP-защиты.
3. Принципы взрывобезопасности электрооборудования.
4. Перечислите виды взрывозащиты, применяемые в рудничном электрооборудовании.
5. Что такое искробезопасность и чем она характеризуется?
6. Дайте классификацию рудничного электрооборудования.
7. Чем обеспечивается уровень повышенной надежности против взрыва?
8. Дайте классификацию электрооборудования, применяемого на предприятиях горного производства.

9. Приведите маркировку электрооборудования по климатическому исполнению и категории размещения оборудования.
10. Классификация взрывозащищенного электрооборудования.
11. Приведите примеры маркировки взрывозащищенного электрооборудования.

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Степень защиты электрооборудования.
2. Взрывобезопасность рудничного электрооборудования.
3. Виды взрывозащиты в рудничном электрооборудовании.
4. Способы обеспечения искробезопасности.
5. Принципы классификации электрооборудования, применяемого на предприятиях горного производства.
6. Типы маркировок взрывозащищенного электрооборудования.

4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И УСТАНОВОК ПРЕДПРИЯТИЙ ГОРНОГО ПРОФИЛЯ

4.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

При эксплуатации электроустановок предприятий горного профиля возможны различные виды повреждений. Среди них могут быть выделены:

- двух- и трехфазные КЗ ;
- двойные и тройные замыкания фаз на землю;
- перегрузки;
- неполнофазный режим работы;
- однофазные замыкания и утечки тока на землю;
- обрыв или недопустимое увеличение сопротивления цепи заземления и др.

Повреждения электрооборудования и кабелей приводят к опасности поражения людей электрическим током, к пожарам или взрывам.

Простейшим случаем *трехфазного КЗ* является одновременное замыкание всех трех фаз в одной точке. При симметричном КЗ токи фаз резко возрастают, а фазные и линейные напряжения уменьшаются. Простейшим случаем *двухфазного КЗ* является металлическое замыкание двух фаз в одной точке, а более сложным — замыкание двух фаз через переходные сопротивления в одной или разных точках сети. Двухфазные КЗ относятся к несимметричным.

Однофазные замыкания на землю в зависимости от режима нейтрали источников питания протекают по-разному. Например, в четырехпроводных (пятипроводных) сетях напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью любое замыкание на землю сопровождается большими аварийными токами, соизмеримыми с токами трехфазного КЗ. В подземных электрических сетях с изолированной нейтралью источника питания ток однофазного замыкания на землю зависит от сопротивления изоляции двух других фаз и может быть недостаточным для образования перемежающейся дуги, но представлять опасность с позиций поражения персонала электрическим током.

Витковые замыкания двигателей и трансформаторов подразделяются на одно-, двух- и трехфазные; симметричные и несимметричные; металлические и неметаллические. Основная причина витковых замыканий — снижение электрической прочности изоляции обмоток в результате попадания на них влаги и масла, старения, повышения температуры и т. д. Если установка не будет своевременно отключена, витковые замыкания могут привести к более тяжким видам аварий (например, к полнофазным КЗ).

Главными причинами *перегрузок* электрооборудования и электрических сетей являются: симметричные перегрузки двигателей по технологическим или другим причинам, обусловленным работой основного механизма; пусковые токи недопустимой продолжительности из-за несостоявшегося или затянувшегося пуска двигателей, а также частых включений и противовключений; неполнофазные режимы работы; симметричные или

несимметричные отклонения или колебания напряжения вследствие аварийных отключений или переходных процессов в сети.

Однофазный режим работы трехфазных двигателей является предельным случаем нарушения симметрии напряжения питания. Причинами возникновения однофазного режима двигателей могут быть: перегорание предохранителя, нарушение контакта в фазе (в рубильнике, пускателе, автоматическом выключателе или предохранителе), обрыв фазы в обмотке статора, нарушение контакта в выводной коробке и т. д. Однофазный режим может быть также вызван обрывом силовых жил питающего кабеля. Однофазный режим у силовых трансформаторов может возникнуть из-за обрыва линейного провода со стороны высшего или низшего напряжения.

В электрических сетях предприятий горного профиля, особенно в подземных условиях, нередко наблюдаются значительные отклонения напряжения от номинального, ухудшающие работу токоприемников. Особенно значительны эти отклонения в сетях, питающих мощные добычные и проходческие комплексы. С непосредственной опасностью связано полное исчезновение напряжения сети, ведущее к остановке двигателей. При отсутствии нулевой защиты двигатели не будут отключены, и после восстановления питания произойдет их самопроизвольное включение, в результате которого возможны механические и электрические повреждения электроустановок. Кроме того, самопроизвольные включения, оказываясь неожиданными, могут создавать опасность для обслуживающего персонала.

Из вышеприведенного краткого перечисления случаев повреждений и ненормальных режимов работы электроустановок следует, что развитие аварии при возникновении отклонений от нормального режима может быть предотвращено только комплексом защитных устройств. Для электроустановок предприятий горного профиля в состав этого комплекса должны входить следующие виды защиты: от токов КЗ; от утечек тока на землю и от превышения допустимого значения сопротивления цепи заземления; от перегрузок и от работы в неполнофазном режиме; минимальная и нулевая.

Системы электроснабжения комплекса поверхности предприятий горного профиля и непосредственно подземных горных работ существенно отличаются друг от друга, поэтому целесообразно рассмотреть защиты электроустановок, входящих в эти системы, по отдельности.

4.2. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И УСТАНОВОК ПОВЕРХНОСТНОГО КОМПЛЕКСА ПРЕДПРИЯТИЙ ГОРНОГО ПРОФИЛЯ

4.2.1. Электрические сети и установки напряжением до 1 кВ

В электрических сетях и установках напряжением до 1 кВ возможны ненормальные режимы, связанные с увеличением силы тока. К увеличению силы тока приводят перегрузки, пуск и самозапуск электродвигателей, короткое замыкание. Эти ненормальные режимы могут привести к повреждению изоляции и контактов электрических сетей, оборудования, созданию опасности для персонала. Поэтому сети и установки должны быть защищены от перегрузок и токов короткого замыкания.

Согласно ПУЭ [21], электрические сети разделяют на защищаемые от перегрузки и токов КЗ и защищаемые только от токов КЗ. Защите от перегрузки подлежат сети:

- внутри помещений, проложенные открыто незащищенными изолированными проводниками и с горючей оболочкой;
- внутри помещений, выполненные защищенными проводниками в трубах, в несгораемых строительных конструкциях и т. п.;
- осветительные сети общественных и торговых помещений, служебно-бытовых помещений промышленных предприятий, включая сети для бытовых и переносных электроприемников, а также в пожароопасных производственных помещениях;
- силовые — в промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, когда по условиям технологического процесса или режиму работы сети может возникать длительная перегрузка проводов и кабелей;

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

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов короткого замыкания.

Основными аппаратами защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ являются предохранители с плавкими вставками и автоматические воздушные выключатели. От защиты требуется кратчайшее время отключения и обеспечение селективности (избирательности). Номинальные токи плавких вставок и токи срабатывания расцепителей автоматов должны быть минимально возможными, но не отключать цепь при запуске электродвигателей и при кратковременных перегрузках.

Защитные аппараты устанавливаются в начале каждой ветви сети, т. е. на каждой линии, отходящей от шин подстанции, силовых пунктах, на каждом ответвлении от линий, на трансформаторных вводах.

Предохранители. Предохранители применяют в основном для защиты электроустановок от токов короткого замыкания. Предохранитель (рис. 4.1) представляет собой аппарат, содержа-

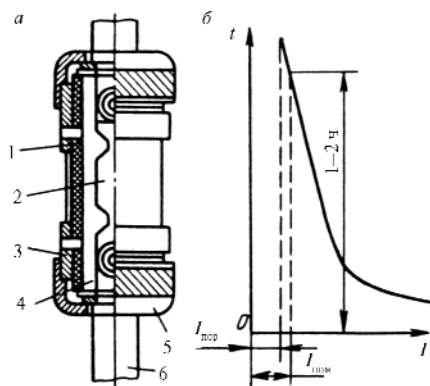


Рис. 4.1. Схема (а) и амперсекундная характеристика (б) предохранителя серии ПР:

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

щий плавкую вставку 2, калиброванную на определенную силу тока и выполненную из легкоплавких материалов. Плавкие вставки предохранителей выдерживают силу тока на 30...50 % выше номинальной $I_{\text{ном}}$ в течение 1 ч и более. При силе тока, превышающей силу номинального тока плавких вставок на 60...100 %, они плавятся за время менее 1 ч. Для уменьшения времени перегорания плавкой вставки ей придают плоскую форму с несколькими сужениями или на параллельно соединенные проволоки напаивают оловянные шарики.

Предохранитель и плавкую вставку характеризуют следующими параметрами:

- номинальное напряжение — напряжение, при котором предохранитель работает длительное время;
- сила номинального тока патрона, на который рассчитаны его токоведущие и контактные соединения по условию длительного нагрева;
- сила номинального тока плавкой вставки — сила тока, которую она выдерживает, не расплавляясь длительное время;
- разрывная способность, определяемая силой максимального отключаемого тока, при котором происходит перегорание плавкой вставки $I_{\text{пер}}$ без опасного выброса пламени и без разрушения патрона;
- времятоковая, или защитная, характеристика — зависимость времени t полного отключения цепи от силы отключаемого тока I (см. рис. 4.1, б).

К наиболее распространенным предохранителям, применяемым для защиты электроустановок напряжением до 1 кВ, относятся ПР-2 — предохранитель разборный, НПН — насыпной предохранитель неразборный, ПН-2 — предохранитель насыпной разборный. По конструктивному исполнению предохранители (табл. 4.1) можно разделить на две группы: 1) с наполнителем (например, ПН-2, НПН, ПП-17, ПП-18), наполненные мелкозернистым кварцевым песком; 2) без наполнителя (например, ПР-2).

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:

- сила номинального тока плавкой вставки I_B должна быть не меньше силы максимального тока данной цепи в рабочем режиме I_p :

$$I_B \geq I_p, \quad (4.1)$$

что предотвращает перегорание предохранителя при нормальном режиме работы;

- плавкая вставка не должна перегорать во время пуска самого крупного электродвигателя, подключенного к данной цепи:

$$I_B > I_{\text{пуск}}/K_{\text{п}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{пуск}}$ — сила пускового тока наибольшего из двигателей плюс сила максимального расчетного тока цепи; $K_{\text{п}}$ — коэффициент кратковременной перегрузки плавкой вставки; $K_{\text{п}} = 2,5$ для двигателей, пускаемых без нагрузки, $K_{\text{п}} = 2$ — для двигателей, пускаемых при наличии нагрузки на валу, и $K_{\text{п}} = 1,6$ — для сварочных постов;

- сила номинального тока плавкой вставки должна быть не больше трехкратного значения силы длительно допускаемого (номинального) тока $I_{\text{доп}}$ проводов защищаемой линии:

$$I_B < 3I_{\text{доп}}. \quad (4.3)$$

Чтобы выполнить последнее условие, иногда приходится повышать площадь сечения проводов линии.

При защите магистрали

$$I_B \geq I_{\text{кр}}/2,5, \quad (4.4)$$

где $I_{\text{кр}}$ — сила кратковременного максимального тока линии,

$$I_{\text{кр}} = I_{\text{пуск}} + I'_p, \quad (4.5)$$

где I'_p — сила расчетного тока линии группы электродвигателей без учета электродвигателя с наибольшим пусковым током.

Техническая характеристика предохранителей

Тип предохранителя	Сила номинального тока патронов I_n , А	Сила номинального тока плавкой вставки I_B , А	Характеристика предохранителя
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	100 300 500 100	63, 100 250, 300 400, 500 40, 63, 100	Трубчатый, с закрытым патроном, с наполнителем, быстродействующий
ПНБ-5	250 400 600	160, 250 300, 400 500, 600	То же

Плавкая вставка подбирается по большей силе тока, рассчитанной по двум первым условиям. При этом выбирается ближайшее большее стандартное значение силы номинального тока вставки. Точно выбор плавких вставок проверяется по типовым времятоковым характеристикам $t = f(I)$, приведенным в справочниках.

На рис. 4.2 показаны кривая пускового тока электродвигателя $I_{\text{пуск}}(t)$ (5) и времятоковые характеристики $I_{B(1-4)} = f(t)$. При наложении этих характеристик видно, что плавкая вставка с током

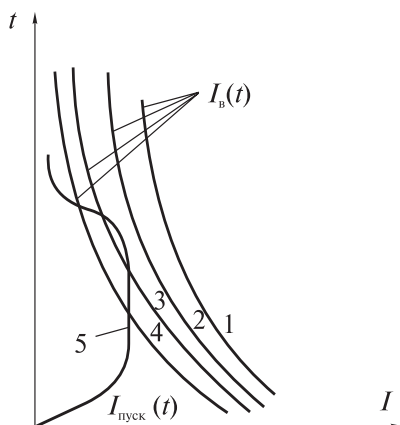


Рис. 4.2. Зависимость времени t перегорания плавкой вставки от силы тока I в цепи и отстройка плавкого предохранителя в зависимости от силы пускового тока электродвигателя

силой I_{B1} нечувствительна, а плавкие вставки с токами силой I_{B3} и I_{B4} перегорят при пуске двигателя. Следовательно, надо выбрать вставку I_{B2} .

Автоматические выключатели. Автоматические выключатели (рис. 4.3) применяют для защиты 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 цепей переменного и постоянного тока, выдвижными (со втычными контактами, расположенными с обратной стороны панели автомата) и невыдвижными (с передвижным присоединением). Расцепители автоматов бывают тепловыми Т, электромагнитными М, комбинированными МТ, минимального напряжения, независимого питания.

Расцепитель — электротехническое устройство, воздействующее на механизм отключения автоматического выключателя при действии тока срабатывания. Принцип действия различных расцепителей показан на рис. 4.4.

Расцепитель тепловой (ТР) состоит из биметаллической пластины, связанной с толкателем, нагревательного элемента EK и

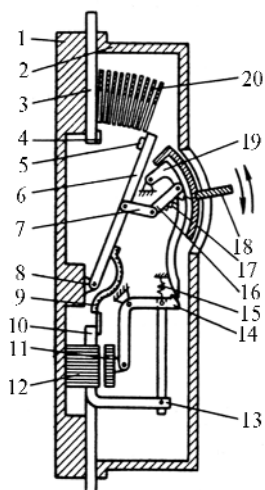


Рис. 4.3. Автоматический выключатель:

1 – основание; 2 – крышка; 3 – шина; 4 – неподвижный контакт; 5, 6 – подвижные контакты; 7, 16, 19 – механизм свободного расцепителя; 8 – ось; 9 – гибкий проводник; 10 – шинка расцепителей; 11 – якорь электромагнита; 12 – сердечник электромагнита; 13 – термобиметаллический элемент; 14 – собачка расцепителя; 15 – пружина; 17 – отключающая пружина; 18 – рукоятка; 20 – дугогасительная решетка

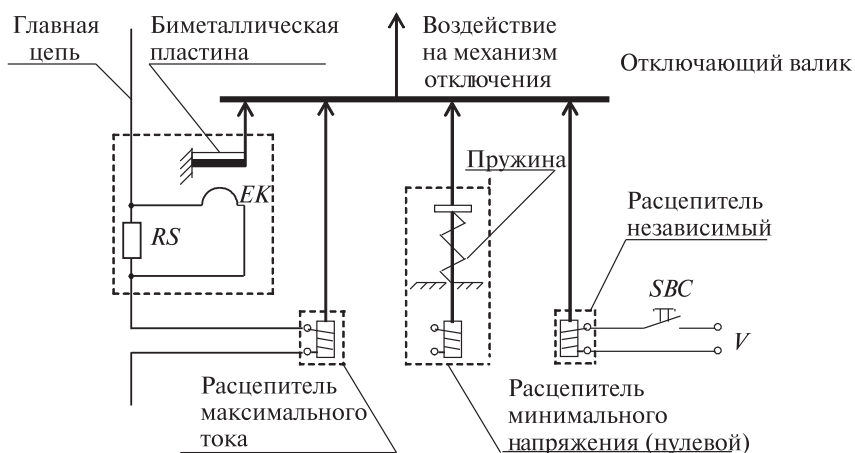


Рис. 4.4. Принцип действия расцепителей автоматов

шунта RS . Принцип действия, как и тепловых реле магнитных пускателей, основан на изгибании биметаллической пластины за счет тепла от нагревательного элемента, получающего питание с шунта. Ток срабатывания TP можно регулировать.

Расцепитель максимального тока состоит из катушки с сердечником, связанным с толкателем. Принцип действия основан

на создании механического усилия при прохождении тока КЗ. Электромагнитный расцепитель (ЭМР) срабатывает мгновенно или с выдержкой времени (при наличии механизма выдержки времени, зависимой или не зависимой от тока).

Расцепитель минимального напряжения («нулевой») срабатывает при снижении напряжения в сети ниже $(0,3 - 0,5)U_{ном}$. Применяется для предотвращения самозапуска электродвигателей при восстановлении питания.

Расцепитель независимый срабатывает при нажатии кнопки включения (SBC). Применяется для дистанционного отключения. Через него можно обеспечить отключение автоматического выключателя по сигналам от внешних защитных устройств.

Автоматические выключатели характеризуются следующими показателями:

- номинальное напряжение — максимальное напряжение постоянного и переменного тока для нормальной работы автомата;
- сила номинального тока автомата $I_{н.а}$ — сила максимально-длительного тока, при котором автомат не отключает электрическую цепь;
- сила тока срабатывания автомата $I_{ср.а}$ — сила наименьшего тока, при котором автомат отключает электрическую цепь;
- сила предельного тока отключения $I_{пр.а}$ — сила наибольшего тока, который можно отключить автоматом;
- сила номинального тока расцепителя $I_{н.р}$ — сила максимального длительного тока, при котором расцепитель не срабатывает;
- сила тока уставки расцепителя I_y — сила наименьшего тока срабатывания расцепителя, называемая отсечкой.

В зависимости от наличия механизмов, регулирующих время срабатывания расцепителей, автоматы делятся 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.

При выборе автоматов должны соблюдаться следующие условия:

- сила номинального тока автомата $I_{н.а}$ и сила тока расцепителя I_y должны быть больше расчетного I_p ;

$$I_{н.а} \geq I_p; I_y \geq I_p; \quad (4.6)$$

- уставка силы тока мгновенного срабатывания (отсечки) электромагнитного расцепителя $I_{у.м}$ принимается по пиковому току линии $I_{пик}$:

$$I_{у.м} \geq 1,25 I_{пик}. \quad (4.7)$$

Для защиты одиночного электродвигателя

$$I_{пик} = I_{кр} = I_{пуск}, \quad (4.8)$$

где $I_{кр}$ — ток уставки комбинированного расцепителя; $I_{пуск}$ — пусковой ток электродвигателя.

Для тепловых расцепителей с регулируемой, обратно зависящей от силы тока характеристикой должно соблюдаться условие

$$I_{у.т} = 1,6 I_{кр}, \quad (4.8)$$

где $I_{у.т}$ — уставка тока теплового расцепителя.

Весьма важно при выборе предохранителей и автоматов обеспечить селективность (т. е. избирательность), которая заключается в последовательном отключении участков сети с определенными интервалами во времени в направлении от места повреждения к источнику питания. Избирательность срабатывания селективных автоматов достигается изменением времени их срабатывания. Избирательность в работе предохранителей будет обеспечена, если силы номинальных токов каждой предыдущей вставки (по направлению тока) отличаются от последующей не менее чем на две ступени для предохранителей с $I_B > 200$ А и на одну ступень — для предохранителей с $I_B < 200$ А.

Российский стандарт ГОСТ Р 50030.2–99 [9] классифицирует автоматические выключатели по току мгновенного расцепления: типы *B*, *C* и *D*, времятоковые рабочие характеристики которых приведены на рис. 4.5. В табл. 4.2 приведена характеристика автоматических выключателей нового исполнения типа ВА 77, ВА 78, ВА 99.

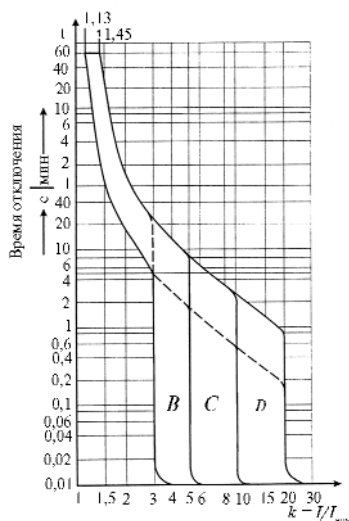


Рис. 4.5. Времятоковые рабочие характеристики автоматических выключателей типа *B*, *C* и *D*

Выключатели автоматические ВА 77-29, ВА 77-31, ВА 78-29, ВА 78-31 и ВА 99 предназначены для обеспечения нормального режима протекания тока в цепи, его отключения и защиты цепи при коротких замыканиях и перегрузках, а также оперативных включений и отключений электрических цепей. Выключатели ВА 77 и ВА 78 имеют модульное исполнение и крепятся на DIN-рейку 35 мм, а выключатели ВА 99 применяются в основном в распределительных сетях переменного тока.

Обозначение выключателей серии ВА 77-29, ВА 77-31, ВА 78-29, ВА 78-31 приведено на рис. 4.6, а выключателей серии ВА 99 – на рис. 4.7.

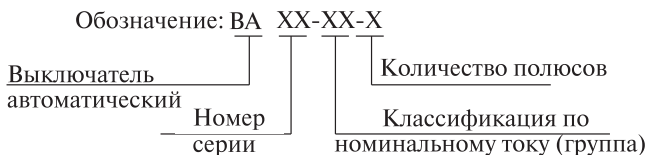


Рис. 4.6. Обозначение выключателей серии ВА 77 и ВА 78

Таблица 4.2

Техническая характеристика автоматических выключателей серии ВА

Тип выключателя	$U_{\text{ном.в}}, \text{В}$	$I_{\text{ном.в}}, \text{А}$	ВТХО	$I_{\text{ном.п}}, \text{А}$	Перегрузка		КЗ		$I_{\text{ном.от к}}, \text{КА}$
					$I_{\text{у(п)}}, \text{А}$	$t_{\text{ср}}, \text{мин}$	$I_{\text{у(КЗ)}}, \text{А}$	$t_{\text{ср}}, \text{с}$	
ВА 77-29	400	63	В и С	1,2,3,4,5, 6,10,16	1,45 $I_{\text{ном.п}}$	≤ 60	«В» $5I_{\text{ном.п}}$ «С» $10I_{\text{ном.п}}$	< 0,1	4,5
				20,25,32	2,55 $I_{\text{ном.п}}$	< 2			
				40,50,63	$I_{\text{ном.п}}$	< 1			
ВА 77-31	400	100	С и D	16, 25	1,45 $I_{\text{ном.п}}$	≤ 60	«С» $10I_{\text{ном.п}}$ «D» $14I_{\text{ном.п}}$	< 0,1	4,5
				32, 40, 50, 63	2,55 $I_{\text{ном.п}}$	< 2			
				80, 100	$I_{\text{ном.п}}$	< 1			
ВА 78-29	400	63	В, С и D	1,2,3,4,5, 6,10,16	1,45 $I_{\text{ном.п}}$	≤ 60	«В» $5I_{\text{ном.п}}$ «С» $10I_{\text{ном.п}}$ «D» $14I_{\text{ном.п}}$	< 0,1	6
				20,25,32	2,55 $I_{\text{ном.п}}$	< 2			
				40,50,63	$I_{\text{ном.п}}$	< 1			
ВА 78-31	400	100	Времятоковая характеристика буквами не обозначена	63,80,100	1,3 $I_{\text{ном.п}}$	60	$8I_{\text{ном.п}}$ $12*I_{\text{ном.п}}$	0,2– 5	6
ВА 99-63 S/3 H/3 H/4	415	63		16, 20, 32, 40, 50, 63	1,3 $I_{\text{ном.п}}$	60	$8I_{\text{ном.п}}$ $12I_{\text{ном.п}}$	0,2– 2(5)	10 25 25
ВА 99-100 S/3 H/2 H/3 H/4 R/3	690	100		16, 20, 32, 40, 50, 63, 80, 100	1,3 $I_{\text{ном.п}}$	60 120	$8I_{\text{ном.п}}$ $12I_{\text{ном.п}}$	0,2– 2(5)	17,5 30 30 30 30
ВА 99-225 S/3 H/2 H/3 H/4 R/3	690	225		100, 125, 160, 180, 200, 225	1,3 $I_{\text{ном.п}}$	120	$8I_{\text{ном.п}}$ $12I_{\text{ном.п}}$	0,2– 10	20 30 30 30 30

Тип выключателя	$U_{\text{ном.в}}, \text{В}$	$I_{\text{ном.в}}, \text{А}$	ВТХО	$I_{\text{ном.р}}, \text{А}$	Перегрузка		КЗ		$I_{\text{ном.отк}}, \text{кА}$
					$I_{\text{у(п)}}, \text{А}$	$t_{\text{ср}}, \text{мин}$	$I_{\text{у(КЗ)}}, \text{А}$	$t_{\text{ср}}, \text{с}$	
ВА 99-400 <i>S/3</i> <i>H/3</i> <i>R/3</i>	690	400	Времятоковая характеристика буквами не обозначена	225, 250, 315, 350, 400	1,3 $I_{\text{ном.р}}$	120	$8I_{\text{ном.р}}$ $12I_{\text{ном.р}}$	0,2–2	25 30 50
ВА 99-600 <i>S/3</i> <i>H/3</i> <i>R/3</i>	690	630		400, 500, 630	1,3 $I_{\text{ном.р}}$	120	$8I_{\text{ном.р}}$ $12I_{\text{ном.р}}$	0,2–5	25 30 50
ВА 99-800 <i>S/3</i> <i>H/3</i>	415	800		630, 700, 800	1,3 $I_{\text{ном.р}}$	120	$8I_{\text{ном.р}}$ $12I_{\text{ном.р}}$	0,2–5	50 55
ВА 99-1200 <i>S/3</i> <i>H/3</i> <i>R/3</i>	415	1200		700, 800, 900, 1000 1200	1,3 $I_{\text{ном.р}}$	120	$5I_{\text{ном.р}}$ $8I_{\text{ном.р}}$	0,2– 60	50 55 65



Рис. 4.7. Обозначение выключателей серии ВА 99

4.2.2. Электрические сети и установки напряжением выше 1 кВ

Защита электрических сетей и электроустановок поверхностного комплекса предприятия горного профиля напряжением выше 1 кВ от токов КЗ, как правило, осуществляется максимальными токовыми защитами и токовыми отсечками, исполнение которых зависит от мощности и значимости защищаемой электроустановки, режима ее работы, величины токов КЗ, а также от рода оперативного тока. Эти защиты используют также для защиты от однофазных замыканий на землю.

Максимальной токовой называют защиту, действующую в случаях, когда ток в защищаемой цепи превышает значение, равное максимальному рабочему току этой цепи. Эта защита является наиболее надежной, дешевой и простой по выполнению. Ее применяют для защиты кабельных и воздушных линий при одностороннем 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. 4.8 показана принципиальная однолинейная схема максимальной защиты, выполненной с помощью электромагнитного реле максимального тока РТ 1 и реле времени РВ 2. В нормальном режиме работы защищаемого звена контакты реле 1 и 2 разомкнуты. При увеличении тока в обмотке реле 1 до определенного значения $I_{с.з}$ (ток срабатывания защиты) оно срабатывает и замыкает своими контактами цепь обмотки реле времени, которое приходит в действие и через заданную выдержку времени замыкает контактами цепь отключающей катушки 4 привода выключателя; выключатель отключается. В схеме предусмотрена оперативная цепь постоянного тока, заблокированная через блок-контакты 5 привода выключателя В. При отсутствии блок-контактов контакты реле 2 при размыкании отключили бы ток в отключающей катушке привода, вследствие чего они могли бы быть повреждены (из-за недостаточной мощности на размыкание).

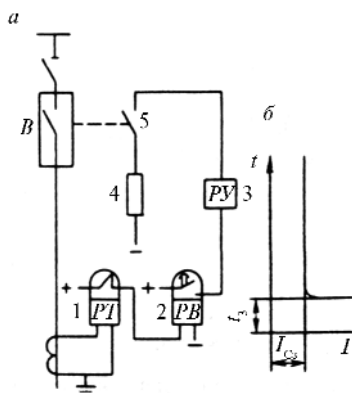


Рис. 4.8. Принципиальная однолинейная схема (а) и характеристика (б) максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени

Время действия защиты t_z зависит от времени срабатывания реле 2 и не зависит от силы тока короткого замыкания в обмотке токового реле 1, поэтому такую защиту называют защитой с *независимой выдержкой времени*.

Указательное реле $PУЗ$ является вспомогательным и служит для сигнализации срабатывания реле.

В радиальных сетях с односторонним питанием максимальную токовую защиту включают 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 защиты.

На рис. 4.9 представлен пример защиты от однофазного короткого замыкания на землю кабельных линий в сети напряжением 6 — 10 кВ с изолированной нейтралью. Действие защиты основано на том, что в нормальном режиме суммарный ток, создаваемый трехфазной системой токов в жилах кабеля 1, равен нулю. При замыкании на землю одной из фаз кабеля 1 симметрия токов нарушается и возникает магнитный поток в магнитопроводе 2, который наведет ЭДС в обмотке 3 трансформатора

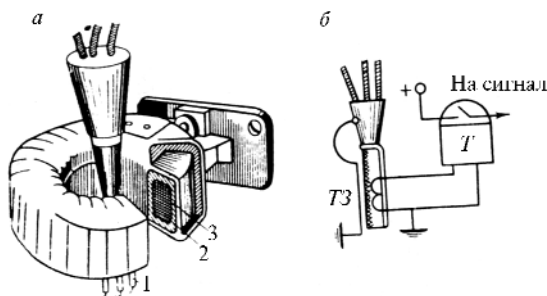


Рис. 4.9. Защита от замыкания на землю в кабельных сетях:
 а — установка трансформаторов тока типа ТЗ; б — схема действия защиты

тока $TЗ$ и в цепи реле T появится ток. Реле срабатывает и дает сигнал о наличии повреждения в данной кабельной линии.

Токовая отсечка может быть выполнена быстродействующей или с выдержкой времени. В отличие от максимальной токовой защиты отсечка (рис. 4.10) заранее ограничивается зоной действия. Это делается для соблюдения селективности (избирательности) действия, которая обеспечивается путем выбора тока срабатывания отсечки, а не выдержки времени (при максимальной токовой защите).

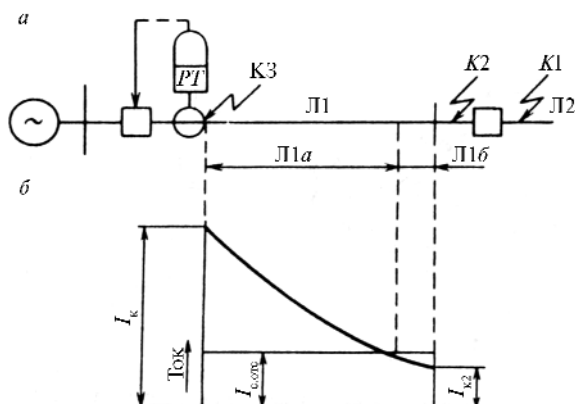


Рис. 4.10. Принципиальная схема сети (а) и характеристики (б), поясняющие действие токовой отсечки линии с односторонним питанием

Известно, что ток короткого замыкания в линии определяется значением сопротивления от источника питания до места повреждения и уменьшается с удалением последнего (см. рис. 4.10, б, кривая I). Наименьший ток короткого замыкания возникает при повреждении в конце линии (в точке $K2$), а наибольший — в ее начале (в точке $K3$). Токовое реле PT отсечки отстраивают от тока короткого замыкания $IK1$ при повреждении в точке $K1$, расположенной в начале линии Л2. Ток короткого замыкания при повреждении в точке $K1$ численно равен току короткого замыкания при повреждении в точке $K2$. Для отстройки ток срабатывания токовой отсечки $I_{с.отс}$ принимают больше I_{K2} в режиме наибольших токов короткого замыкания, т. е.

$$I_{с.отс} = K_H I_{K2}, \quad (4.9)$$

где K_H — коэффициент надежности, принимается $K_H = 1,2 - 1,5$.

При токе срабатывания $I_{с.отс}$ токовая отсечка (рис. 4.10, б) действует только при коротком замыкании на участке Л1а линии Л1 и не действует при коротком замыкании на участке Л1б линии Л1, а также вне ее, т. е., например, на сборных шинах Л2 или на линии Л2 (точка $K1$). Следовательно, токовая отсечка защищает не всю, а только часть линии.

Для защиты участка Л2 на линии со стороны питания устанавливают дополнительную защиту, в качестве которой может быть выбрана, например, максимальная токовая защита с выдержкой времени. Токовую отсечку выполняют по схеме максимальной токовой защиты (рис. 4.10, а), но быстродействующую отсечку выполняют без реле времени.

Пример 4.1. Рассчитать для линии 6 кВ максимальную токовую защиту и токовую отсечку, выполненную с реле времени PTB и реле токовой отсечки PTM , если заданы максимальный расчетный ток линии $I_M = 200$ А, ток короткого замыкания в конце защищаемой линии $I_{K3,к} = 850$ А, то же, в начале линии $I_{K3,н} = 6000$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока $K_{т.т} = 300/5$.

Решение. Ток срабатывания PTB максимальной токовой защиты (защиты от перегрузки)

$$I_c = 1,4 K_{c.x} \frac{I_m}{K_{т.т}} = \frac{1,4 \cdot 1 \cdot 200}{60} = 4,7 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки

$$K_{ч1} = \frac{I_{кз.к}}{K_{т.т} I_c} = \frac{850}{60 \cdot 4,7} = 1,6,$$

что больше допускаемого $K_{ч} = 1,5$.

Ток срабатывания РТМ

$$I_c = 2 \frac{K_{c.x} I_{кз.к}}{K_{т.т}} = \frac{2 \cdot 1,73 \cdot 850}{60} = 49 \text{ А.}$$

Принимаем $I_c = 50 \text{ А.}$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки

$$K_{ч2} = \frac{I_{кз.н}}{K_{т.т} I_c} = \frac{6000}{60 \cdot 50} = 2,$$

что удовлетворяет допустимому значению чувствительности.

Защита силовых трансформаторов. В процессе эксплуатации силовых трансформаторов могут повреждаться его обмотки, магнитопровод и другие части, располагаемые внутри бака, вводы, изоляции и т. д. Возникают режимы недопустимой перегрузки. Для защиты от междуфазных коротких замыканий в обмотках и на выводах, от внутренних повреждений и перегрузок предусматривают дифференциальную защиту как основную защиту трансформаторов мощностью 10 МВ·А и выше, максимальную токовую защиту с выдержкой времени и газовой защиту.

Максимальную токовую защиту трансформатора выполняют по рассмотренной схеме, представленной на рис. 4.8. Схема включения дифференциальной и газовой защиты (рис. 4.11, а) предназначена для подстанций, не имеющих выключателей на стороне высшего напряжения, т. е. для наиболее экономичных современных подстанций, широко применяемых на предприятиях в качестве ГПП и ПГВ.

Питание цепей защиты осуществляется переменным оперативным током. Контакты газовой защиты РГ, действующие на отключение трансформатора, подключены к линейному напряжению, под-

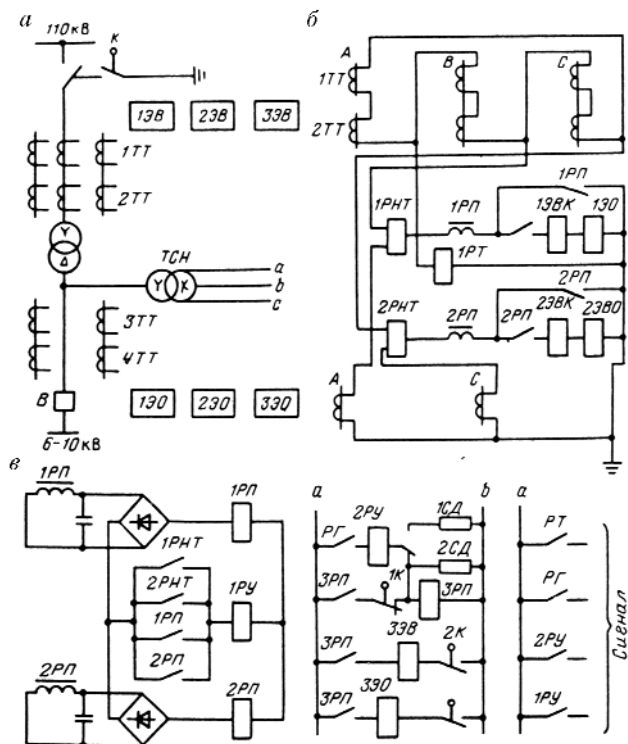


Рис. 4.11. Схема защиты трансформатора на переменном оперативном токе при отсутствии выключателей высокого напряжения

веденному от трансформатора собственных нужд ТСН. Дифференциальная защита трансформатора выполнена на реле с насыщающимися трансформаторами *1PHT* и *2PHT* (рис. 4.11, б). Насыщающиеся трансформаторы предназначены для снижения силы тока небаланса дифференциальной защиты трансформатора до уровня, при котором сила тока срабатывания защиты

$$I_{\text{c},3} = (1 - 1,3) I_{\text{T.H}},$$

где $I_{\text{ТН}}$ – сила номинального тока защищаемого трансформатора.

Реле 1РНТ и 2РНТ при срабатывании действуют на промежуточные реле защиты 1РП и 2РП (рис. 4.11, в), которые своими

мощными контактами подключают электромагниты включения короткозамыкателя 1ЭВК и 2ЭВК и электромагниты отделителя (если он есть), а также электромагниты отключения выключателей 1ЭО и 2ЭО со стороны вторичного напряжения трансформатора к источнику оперативного тока — к трансформаторам тока 1ТТ и 2ТТ, установленным на стороне высокого напряжения трансформатора.

Для защиты трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и выше, а для внутрицеховых трансформаторов, начиная с 400 кВ·А, предусматривается газовая защита, которая действует на сигнал и на отключение трансформатора при внутренних его повреждениях. Повреждение деталей трансформатора, расположенных внутри бака, сопровождается выделением газообразных продуктов вследствие разложения масла и изоляции. При этом газы из бака идут в расширитель по соединяющему их маслопроводу. В этом маслопроводе устанавливается газовое реле. Газовое реле представляет собой небольшой резервуар, внутри которого укреплены два цилиндрических поплавка с ртутными контактами. При повреждениях, сопровождающихся слабым выделением газов, последние постепенно накапливаются в газовом реле, вытесняя масло, что приводит к повороту первого поплавка и к замыканию его контактов на сигнал о повреждении в баке трансформатора. При бурном газообразовании опрокидывается нижний поплавок газового реле, который замкнет контакты на отключение трансформатора. При снижении уровня масла в баке трансформатора также сначала действует верхний поплавок — на сигнал, а затем нижний поплавок — на отключение трансформатора. На рис. 4.11 показаны оба контакта газового реле, замыкающие цепь оперативного переменного тока и на отключение, и на сигнал.

На современных подстанциях, сооружаемых для электроснабжения предприятий, выключатели со стороны напряжения 35 — 220 кВ не устанавливают. Вместо них предусматривают схему с короткозамыкателями К и отделителями. На подстанциях без выключателей защита трансформаторов действует на включение короткозамыкателя (см. рис. 4.11).

4.3. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И УСТАНОВОК ПОДЗЕМНОГО КОМПЛЕКСА ПРЕДПРИЯТИЙ ГОРНОГО ПРОФИЛЯ

В настоящее время на горных предприятиях с подземной разработкой широко используются коммутационные аппараты, в которых применяются средства защиты от токов короткого замыкания и перегрузки. В качестве устройств защиты от токов короткого замыкания для защиты электрических кабелей и электродвигателей в подземных выработках применяются УМЗ и ПМЗ.

Унифицированная максимальная токовая защита типа УМЗ состоит из блока защиты и специальных трансформаторов тока типа ТТЗ, которые встраиваются в пускатели, станции управления и другую рудничную аппаратуру. Блок защиты УМЗ состоит из двух частей: контактной установочной панели с набором контактных выводов (для присоединения к схеме пускателя) и контактных губок (для штепсельного соединения с корпусом) и легкоъемного пылевлагозащищенного корпуса, в котором размещены элементы электрической схемы и отключающий механизм блока УМЗ.

Схема защиты (рис. 4.12) состоит из двух одинаковых цепей, каждая из которых содержит трансформатор тока $TA1$ ($TA2$), шунтирующие резисторы R , $R3$ (R , $R4$), регулировочный резистор $R1$ ($R2$), выпрямительный мост $VC1$ ($VC2$) и исполнительное электромагнитное реле постоянного тока $K1$ ($K2$). Резистор R присоединен непосредственно к вторичной обмотке трансформатора тока $TA1$ ($TA2$), а резистор $R3$ ($R4$) — через переключатель $SA1$ ($SA2$), который в рабочем положении замкнут. Таким образом, сопротивление цепи, присоединенной параллельно вторичной обмотке трансформатора тока (например, $TA1$),

$$\Sigma R = RR_3 / (R + R_3). \quad (4.10)$$

Ток вторичной обмотки трансформатора тока создает на шунтирующей цепи с сопротивлением R напряжение, которое подается на выпрямительный мост $VC1$ ($VC2$), нагруженный на реле $K1$ ($K2$). Следовательно, исполнительное реле $K1$ ($K2$) при-

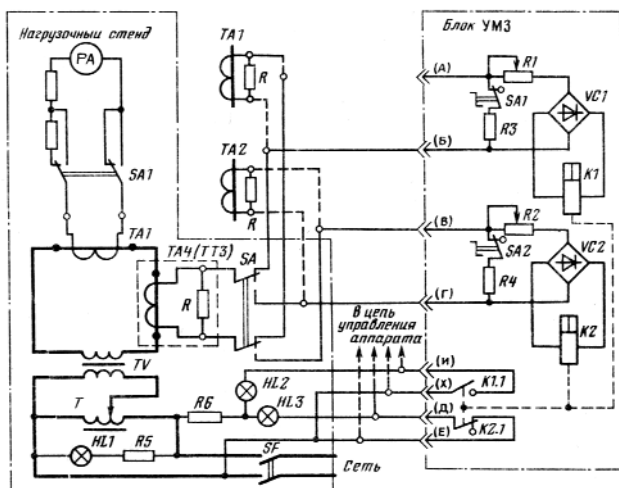


Рис. 4.12. Принципиальная электрическая схема блока УМЗ

соединяется к схеме не как токовое, а как реле напряжения. Ток выпрямленного напряжения в его обмотке изменяется по экспоненциальному закону с постоянной времени, определяемой соотношением активных сопротивлений элементов схемы и индуктивности катушки реле $K1$ ($K2$).

Особенность защиты УМЗ состоит в подборе шунтирующих резисторов R , $R3$ и катушек реле. Их параметры выбраны такими, что магнитный поток в магнитопроводе при переходных процессах в сети, обусловленных пусковыми токами электродвигателя, не достигает порога срабатывания реле. Это позволяет практически отстраивать защиту УМЗ по фактическому пусковому току электродвигателя ($I_y = 1,1I_{\text{пуск.ф}}$) и, следовательно, значительно расширять зону ее действия.

Требуемые уставки срабатывания защиты УМЗ устанавливаются посредством регулировочных резисторов $R1$ ($R2$). Уставки срабатывания УМЗ нанесены на шкалах блока в условных единицах. В табл. 4.3 приведены значения токов срабатывания УМЗ, соответствующие условным единицам на шкале блока при уста-

Уставки максимальной токовой защиты УМЗ

Номиналь- ный ток аппарата, А	Токи уставки, соответствующие условным единицам (1 – 11) на шкале блока защиты, А										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	63	75	87	100	112	125	137	150	162	175	187
63	125	150	175	200	225	250	275	300	325	350	375
125	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750
250	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
320	800	960	1120	1280	1440	1600	1760	1920	2080	2240	2400

новке его в электрические аппараты с различными номинальными токами.

Полупроводниковая максимальная токовая защита типа ПМЗ более современна. Основное отличие ПМЗ от УМЗ – быстродействие. Блок защиты ПМЗ выполнен быстроразъемным, в пылевлагозащищенном исполнении.

Защита ПМЗ состоит из установленных в трех фазах трансформаторов тока $TA1$, $TA2$, $TA3$ и блока защиты, в котором размещены элементы схемы (рис. 4.13).

Вторичные обмотки трансформаторов тока соединены в «звезду», параллельно каждой обмотке присоединены резисторы R . Между началами вторичных обмоток трансформаторов тока и нулевым проводом присоединены измерительная и исполнительная части схемы защиты ПМЗ. При таком построении схемы трансформаторы тока являются не только датчиками тока, но и источником питания цепи исполнительного органа защиты, состоящего из последовательно включенных трехфазного выпрямительного моста, собранного на диодах $V1$, $V3$, $V5$, диода $V18$, обмотки независимого расцепителя YAT и диода $V10$. Параллельно обмотке независимого расцепителя YAT присоединена одна из обмоток двухобмоточного электромагнитного реле $K2.1$ с магнитной защелкой.

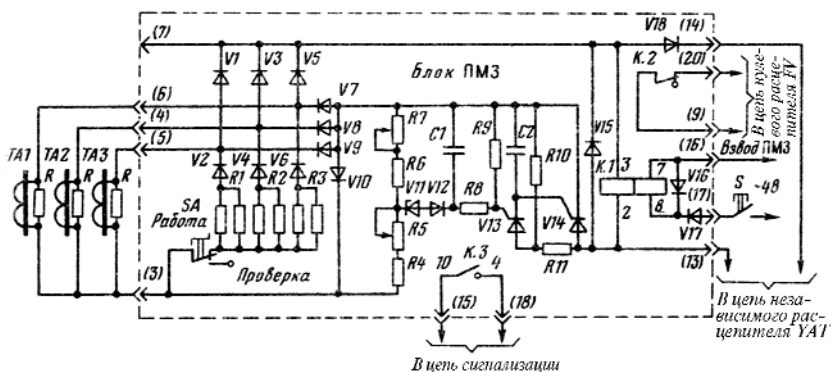


Рис. 4.13. Принципиальная электрическая схема защиты ПМЗ

Измерительная часть схемы содержит трехфазный выпрямительный мост, собранный на диодах $V7 - V9$, делитель напряжения на резисторах $R4 - R7$ и полупроводниковое реле короткого замыкания, вход которого присоединен к делителю напряжения, а выход — к управляющему электроду тиристора $V14$.

Полупроводниковое реле короткого замыкания состоит из стабилитрона $V11$, диода $V12$, конденсаторов $C1, C2$, резисторов $R8, R9$ и тиристора $V13$.

Чтобы проверить действие защиты, параллельно измерительной части схемы через переключатель SA присоединяется трехфазный выпрямитель, последовательно с вентильями которого $V2, V4, V6$ включены соответственно резисторы $R1, R2, R3$.

Питание исполнительной части схемы от трансформаторов тока осуществляется напряжением, снимаемым с резисторов R , а питание измерительной части схемы — напряжением, снимаемым с резисторов R и одного из резисторов $R1 (R2, R3)$ дополнительного трехфазного выпрямительного моста.

Уставку срабатывания защиты ПМЗ регулируют переменным резистором $R5$ в одном из плеч делителя напряжения.

Схема защиты ПМЗ работает следующим образом. При токе в сети, превышающем уставку защиты, напряжение с резистора R подается на электроды силового тиристора $V14$, а напряжение

с параллельно соединенных резисторов R и $R1$ ($R2, R3$) – на делитель напряжения $R4 – R7$. Если напряжение на плече делителя напряжения с резисторами $R6$ и $R7$ превысит напряжение стабилитрона $V11$, то подается сигнал на управляющий электрод тиристора $V13$, вызывая его открывание и подачу тока смещения на управляющий электрод тиристора $V14$. При этом тиристор $V14$ открывается и обуславливает срабатывание независимого расцепителя автомата $УАТ$ и реле $K.1$. Контакт $K.3$ включает цепь сигнализации о срабатывании защиты ПМЗ, а контакт $K.2$, разрывая цепь питания нулевого расцепителя автомата FV , блокирует включение. Возврат реле $K.1$ в исходное состояние осуществляется подачей напряжения 48 В на его вторичную обмотку (зажимы 16 и 17) кнопкой S .

В табл. 4.4 приведены значения токов срабатывания ПМЗ, соответствующие условным единицам на шкале блока при установке его в электрические аппараты с различными номинальными токами.

Тепловая защита обмоток рудничных электродвигателей может быть обеспечена при использовании дифференциального метода измерения теплового состояния обмотки. Этот метод положен в основу температурного реле ДТР-3М, используемого для защиты от недопустимого нагрева обмоток комбайновых и конвейерных двигателей, двигателей вспомогательных механизмов и трансформаторных подстанций. Особенностью данного

Таблица 4.4

Уставки максимальной токовой защиты ПМЗ

Тип автомата	Токи уставки, соответствующие условным единицам (1 – 9) на шкале блока защиты, А								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
АВ-200ДО	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
АВ-320ДО	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
АВ-320ДО2	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
АВ-400ДО	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3300	3600
АВ-400ДО2	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3300	3600

реле является то, что оно реагирует на температуру и на скорость ее роста в обмотке.

Температурное реле (рис. 4.14) состоит из теплоизоляционного пластмассового корпуса 1, теплопроводящей медной крышки 2, теплочувствительного элемента, выполненного из термобиметаллических пластин 4 и 5, серебряных контактов 7 и 8 и установленной на контактной пластине 6 изоляционной прокладки 9, создающей электрическую изоляцию между контактной группой и крышкой реле. Для регулирования уставки срабатывания защиты в зависимости от класса изоляции в конструкции реле имеется специальный винт 10.

Реле в двигателе устанавливается так, что теплопроводная крышка его находится в непосредственном тепловом контакте с изоляцией обмоток электродвигателя. Такое расположение реле, а также выполнение корпуса из теплоизоляционного материала создают благоприятные условия для направленного движения теплового потока от обмотки двигателя через крышку 2 реле к теплочувствительным пластинам 4 и 5, имеющим различные тепловые сопротивления относительно обмотки. Пластины при нагреве изгибаются в одну и ту же сторону и совместно воздействуют на контактную группу. Разомкнутое или замкнутое

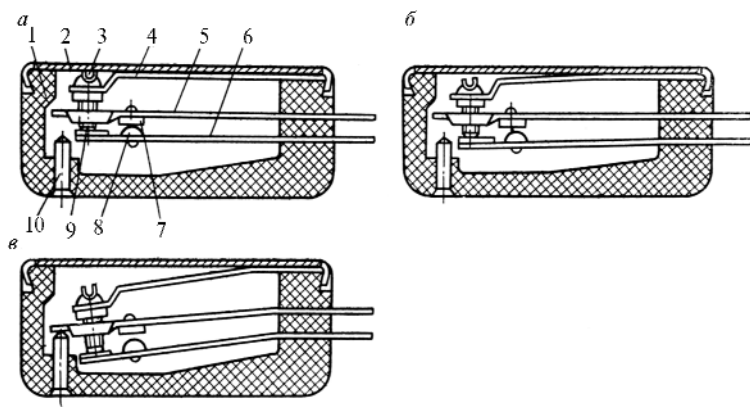


Рис. 4.14. Дифференциально-температурное реле ДТР-3М:
 а — исходное состояние; б — режим КЗ; в — режим длительной перегрузки

состояние контактов определяется степенью изгиба пластины 4 относительно пластины 5.

При длительных перегрузках, когда ток не превышает 1,2 — 2-кратного значения номинального тока, скорость роста температуры обмотки не более 0,5 °С/с. При такой скорости повышения температуры вследствие незначительного температурного перепада между пластинами 4 и 5 происходит примерно одинаковый их изгиб, а следовательно, и совместное движение. При достижении предельно допустимого значения температуры обмотки движение пластины 5 приостановится регулировочным винтом 10 (рис. 4.14, а), вследствие чего при дальнейшем увеличении температуры под действием пластины 4 при помощи штифта 3 произойдет размыкание контактов реле.

В аварийных режимах (опрокидывание двигателя, режим КЗ) вследствие прохождения по обмотке двигателя пускового тока скорость роста температуры обмотки резко возрастает. При этом между пластинами 4 и 5 устанавливается температурный перепад, пропорциональный скорости роста температуры обмотки. Пластина 4 изгибается больше, чем пластина 5, и замыкание контактов наступает до момента ее стопорения винтом 10 (рис. 4.14, б), т. е. при значительно меньшей температуре на крышке, чем в режиме небольшой перегрузки. Чем больше скорость роста температуры обмотки в аварийном режиме, тем меньше температура на крышке реле в момент срабатывания и ниже уставка срабатывания реле.

Рациональная тепловая защита позволяет повысить срок службы рудничных электродвигателей с удлинением срока межкапитальных ремонтов: уменьшить число простоев горных машин и механизмов, связанных с заменой электродвигателей, сократить обменный фонд рудничных электродвигателей.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие виды повреждений электроустановок предприятий горной промышленности Вы знаете?

2. Что подлежит защите от перегрузки?
3. Опишите устройство предохранителя и его принцип действия.
4. Какие параметры характеризуют плавкую вставку предохранителя?
5. По каким параметрам выбирают предохранители?
6. Для чего предназначен автоматический воздушный выключатель? Его устройство и принцип работы.
7. Опишите принцип действия расцепителей автоматического выключателя.
8. По каким параметрам выбирается автоматический воздушный выключатель?
9. С помощью каких устройств выполняют защиту электрических сетей и электроустановок напряжением выше 1 кВ?
10. Чем отличается максимальная токовая защита от токовой отсечки? Принципы работы этих защит.
11. Перечислите виды защит силовых трансформаторов.
12. Чем отличается УМЗ от ПМЗ?
13. Принцип работы реле ДТР-3М.
14. Чем отличается режим работы теплового реле ДТР-3М при перегрузке и при КЗ?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Виды защит в электрических сетях напряжением до 1 кВ предприятий горного профиля.
2. Автоматические воздушные выключатели.
3. Выбор предохранителей и автоматов.
4. Защиты в электрических сетях напряжением выше 1 кВ предприятий горного профиля.
5. Устройства защиты от токов короткого замыкания, применяемые в рудничных пускателях и автоматических выключателях.
6. Защитные устройства при превышении температуры нагрева обмоток рудничных электродвигателей.

5. РУДНИЧНАЯ АППАРАТУРА УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Тяжелые условия эксплуатации в подземных горных выработках предъявляют к рудничному электрооборудованию ряд общих требований, выполнение которых обеспечивают безопасность и надежность его эксплуатации. К таким требованиям относятся:

- закрытое исполнение для предотвращения проникновения внутрь пыли или влаги;
- повышенная механическая прочность для защиты от внешних повреждений;
- необходимость блокировочных устройств, препятствующих подаче напряжения при открытом корпусе;
- обеспечение непрерывности заземления для передвижных машин;
- необходимость интенсивного и надежного проветривания горных выработок для снижения концентрации газа в рудничной атмосфере до допустимых пределов.

Как правило, рудничная аппаратура совмещает функции управления и защиты (автоматические выключатели, магнитные пускатели, пусковые агрегаты и др.). Под управлением понимают включение, отключение и реверсирование электродвигателей. Защита необходима в случае нарушения нормального режима работы при появлении коротких замыканий, перегрузок, пробоя изоляции и недопустимого колебания напряжения в сети.

В зависимости от способов управления различают аппаратуру ручного и автоматического управления.

По назначению рудничные аппараты делятся на автоматические выключатели для включения и защиты магистральных линий от коротких замыканий; пускатели для индивидуального пуска и защиты отдельных электропотребителей; станции управления для взаимосвязанного управления отдельными потребителями добычных или проходческих комплексов.

Во всех аппаратах, независимо от назначения, принципа действия и исполнения, различают следующие основные элементы: контактную систему; механизм включения и отключения; элементы защиты; различные блокировочные устройства для обеспечения требований безопасной эксплуатации; оболочку, обеспечивающую защиту всех элементов аппарата от механических воздействий, с вводными и выводными устройствами.

Наиболее ответственным элементом каждого коммутационного аппарата является контактная система контактора. При замыкании и особенно при размыкании больших токов силовых цепей возникает электрическая дуга, под действием которой контакты оплавляются и разрушаются, нарушая работу аппарата. Необходимость повышения коммутационной способности контакторов в условиях повышенного напряжения потребовала совершенствования дугогашения контакторов. Это требует применения способа бездуговой коммутации, ограничения времени и энергии отключаемой дуги посредством силовых управляемых вентилей, а также гашения дуги в вакууме (вакуумные контакторы).

Рудничная аппаратура должна удовлетворять ряду дополнительных требований в части обеспечения от поражения электрическим током в подземных условиях, возникновения пожаров, а также надежности эксплуатации. Основными из этих требований являются:

- надежность и удобство эксплуатации в подземных условиях горных предприятий;
- предупреждение опасности поражения электрическим током;
- искробезопасность цепей дистанционного управления, особенно в шахтах, опасных по газу и/или пыли, и др.

Надежность и удобство в эксплуатации электрооборудования определяются прежде всего его принципиальной электрической схемой и конструктивным исполнением аппарата в целом. Надежность работы магнитных пускателей определяется в основном износостойкостью контактора, т. е. числом включений

и отключений, которое способна выдержать контактная система в результате механического или электрического износа.

Стесненность пространства в подземных условиях не всегда позволяет обеспечить надлежащую установку электрооборудования, как того требуют технические условия, т. е. его наклоноустойчивость. Наклоноустойчивость — это способность магнитных пускателей, станций управления нормально работать при таких углах наклона, чтобы не происходило самопроизвольного включения или отключения контактора под действием собственного веса.

Требование удобства эксплуатации, особенно в аварийных условиях, выдвигает необходимость применения быстрооткрываемых крышек. Конструкции таких крышек нашли широкое применение в автоматических выключателях, магнитных пускателях, магнитных станциях управления.

Достоинством рудничной аппаратуры является применение блочного принципа построения аппаратуры, позволяющего быстро заменить неисправный блок резервным с последующим устранением неисправности в стационарных условиях.

Вводные и выводные устройства оболочек допускают ввод не только бронированных, но также полугибких и гибких кабелей к электропотребителям и для транзита, а также несколько вспомогательных вводов для присоединения цепей блокировки, контроля, сигнализации и измерения.

Предупреждение опасности поражения электрическим током достигается прежде всего использованием пониженного напряжения в цепях управления, контролем непрерывности заземляющей жилы и соответствующей блокировкой, препятствующей включению поврежденного участка.

Понижение напряжения достигается применением в аппаратах специальных понизительных трансформаторов 380-660-1140/36-18-12 В.

Надежность защиты от поражения электрическим током зависит от целостности заземляющей жилы. Обрыв заземляющей жилы в кабеле или нарушение контакта в месте ее присоединения

не сказывается на работе электроустановки, но опасность поражения возрастает. Поэтому необходимо обеспечить такую защиту, чтобы при обрыве заземляющей жилы электроустановка отключалась. Это достигается использованием в искробезопасных цепях управления заземляющей жилы в качестве обратного провода, что не является опасным с точки зрения взрыва газа, так как мощность открытого искрения недостаточна для воспламенения метановоздушной смеси при наибольшей ее концентрации.

Включение магнитного пускателя при повреждении в кабеле или электродвигателе какого-либо ответвления приводит к отключению всего участка общеучастковым аппаратом защиты от токов утечки. Нахождение места повреждения с последующим отключением поврежденного ответвления требует времени, что приводит к простоям участков. Для исключения возможности включения поврежденного ответвления и быстрого обнаружения его вводится соответствующая блокировка, осуществляемая блокировочным реле утечки БРУ.

Искробезопасность цепей дистанционного управления в рудничном электрооборудовании обеспечивается применением пониженного напряжения питания указанных цепей (36, 18 В); высокоомных понизительных трансформаторов для ограничения токов КЗ, постоянного тока для питания различных реле, а также применением искрогасящих шунтов для нейтрализации влияния индуктивности.

Схемы управления пускателей, магнитных станций предусматривают питание промежуточных реле постоянным током, а также подключение этих реле параллельно вторичной обмотке понизительного трансформатора, благодаря чему снижается общая индуктивность цепи.

5.2. ВИДЫ ЗАЩИТЫ РУДНИЧНОЙ АППАРАТУРЫ

Современное рудничное электрооборудование предусматривает следующие виды защиты:

- от токов КЗ или от недопустимых перегрузок — максимальная токовая защита;

- от недопустимого перегрева;
- нулевую, исключаящую опасность самопроизвольного включения электродвигателей;
- от потери управляемости при замыкании жил управления;
- контроль целостности заземляющей жилы;
- контроль сопротивления изоляции отдельного ответвления с соответствующей его блокировкой при повреждении или недопустимом снижении сопротивления изоляции;
- ограничение частоты включений-отключений электродвигателя;
- проверку исправности работы максимальной токовой защиты и блокировочного реле утечки.

Защита от токов КЗ и защита от недопустимого перегрева описаны в гл. 4, а контроль сопротивления изоляции отдельного ответвления (БРУ) — в гл. 1.

Нулевая защита. В процессе эксплуатации электроустановок напряжение в сети не является постоянным. Полное исчезновение и внезапное появление напряжения связано с возможностью несчастных случаев с обслуживающим персоналом. Все это вызывает необходимость применения соответствующей нулевой защиты.

Нулевая защита применяется для защиты электродвигателей с короткозамкнутым ротором, которые еще вращаются при напряжении $0,15U_{ном}$ и толчки тока для них не являются опасными. В магнитных пускателях нулевая защита осуществляется контакторной катушкой в сочетании со схемой управления, а в автоматических выключателях серии АВ — расцепителем напряжения (РНН). В схемах управления нулевая защита выполняется шунтированием различными способами кнопки «Пуск». Наиболее известны следующие способы шунтирования.

Шунтирование резистором. Этот способ шунтирования (рис. 5.1) нашел широкое применение при управлении горными машинами. Основан он на том, что для включения промежуточного реле требуется больший ток, чем для удержания его якоря в притянутом состоянии.

При нормальном положении кнопки «Пуск» цепь катушки $K2$ обтекается током через сопротивление R . Однако значение этого тока недостаточно для втягивания якоря. Нажатием кнопки «Пуск» шунтируется резистор, и ток достигает значения срабатывания реле. Реле $K2$ срабатывает, своим замыкающим контактом $K2.1$ замыкает цепь питания контактора $K1$, и двигатель подключается к сети. При отпускании кнопки «Пуск» ток, протекающий через катушку $K2$, уменьшается из-за сопротивления R и будет равен току удержания якоря. Поэтому, если напряжение в сети исчезнет, а затем появится, самопроизвольного включения контактора не произойдет.

Шунтирующий резистор встраивается в кнопочный пост управления. Основное достоинство этого способа — возможность ограничения двумя жилами управления.

Шунтирование блок-контактом (см. рис. 5.1). В отличие от описанного ранее данный способ требует дополнительной, третьей жилы управления. При нажатии кнопки «Пуск» реле $K2$ обтекается током и своим контактом замыкает цепь управления контактора $K1$, включающего двигатель. Выключившись, контактор своим замыкающим блок-контактом $K1.2$ шунтирует кнопку «Пуск», и катушка $K2$ обтекается током по цепи, образованной блок-контактом $K1.2$. При исчезновении напряжения контакты $K1.2$ и $K1.1$ разомкнуты, а при его появлении самопроизвольного включения не произойдет, так как цепь питания $K2$ окажется разомкнутой. Достоинство способа — в простоте решения и надежности работы.

Разновидностью шунтирования кнопки «Пуск» блок-контактом является способ, использующий специальное блок-реле, расположенное у электродвигателя. В зависимости от вида присоединения его к сети (параллельно или последовательно) оно может быть токовым или реле напряжения. Блок-контакт такого реле шунтирует кнопку «Пуск».

Соленоидная кнопка в цепи управления (рис. 5.2). При этом способе используется кнопка «Пуск» $SB1$ специальной конструкции. Небольшой соленоид TA удерживает контакты кнопки

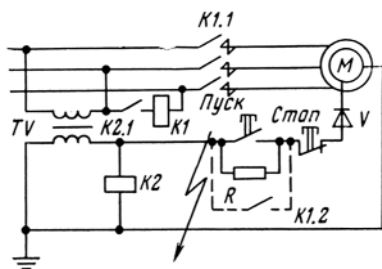


Рис. 5.1. Схема нулевой защиты и защиты от потери управляемости

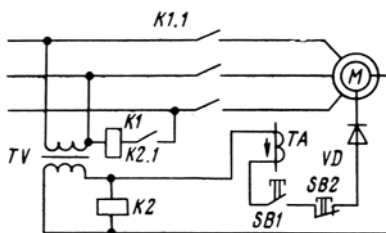


Рис. 5.2. Схема нулевой защиты с помощью соленоидной кнопки

в замкнутом положении, пока соленоид обтекается током. При исчезновении напряжения размыкаются контакты кнопки «Пуск», а при его появлении самовключения не произойдет, так как цепь соленоида прервана разомкнутыми контактами.

Защита от потери управляемости. Для забойных машин характерна невозможность их отключения при повреждении кабеля и замыкании жил управления. Создается ситуация, при которой пускатель не может быть отключен кнопкой «Стоп», если он работает, и может самопроизвольно включиться, если он был отключен.

Для предотвращения такого явления необходимо обеспечить автоматическое отключение магнитного пускателя защитой от потери управляемости. Это можно сделать с помощью использования в цепи управления предохранителя или с помощью реле постоянного тока.

Плавкий предохранитель в цепи управления (рис. 5.3). Последовательно с промежуточным реле $K2$ включены предохранитель и добавочный резистор $R2$, служащий для ограничения тока в цепи управления при пуске, когда резистор $R1$ шунтируется кнопкой «Пуск», и для защиты плавкой вставкой от расплавления.

При замыкании жил управления 1 и 2 резисторы $R1$ и $R2$ оказываются зашунтированными. Ток в цепи управления возрастает и расплавляет плавкую вставку, что ведет к отключению магнитного пускателя.

ниями порядка 3 с и, таким образом, число включений-отключений не превышает 1200 в 1 ч.

5.3. РУДНИЧНАЯ АППАРАТУРА УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

5.3.1. Пускатели ручного управления

Пускатели ручного управления предназначены для управления и защиты электродвигателями небольшой мощности вспомогательных машин и установок, а также кабельной сети небольшой протяженности. Данные пускатели нашли ограниченное применение, так как в настоящее время широко используются пускатели автоматического и дистанционного управления.

Промышленностью выпускаются пускатели ручного управления ПРВ-3 (пускатель ручной взрывобезопасный) и ПРШ-1 (пускатель ручной со штепсельным соединением) для применения в шахтах, опасных по газу или пыли. Оба пускателя управляют электродвигателями мощностью от 2,2 до 5 кВт в зависимости от напряжения; защиту от токов КЗ осуществляет предохранитель ПР-2 с плавкими вставками до 15 А.

Включение и отключение пускателя производится в одну и ту же сторону поворотом рукоятки, связанной с ускоряющим механизмом, который обеспечивает мгновенность замыкания и размыкания контактов разъединителя. В пускателе предусмотрено блокировочное устройство, благодаря которому нельзя вынуть штепсельное соединение при включенном пускателе и включить пускатель при вынутом штепсельном соединении. Вводы пускателя рассчитаны на бронированные и гибкие кабели.

5.3.2. Автоматические выключатели

Рудничные автоматические выключатели предназначены для включения и отключения под нагрузкой магистральных линий и распределительных устройств, а также для защиты отхо-

дящего ответвления и его элементов от коротких замыканий. Помимо этого, при помощи автоматических выключателей под воздействием реле утечки осуществляется автоматическое отключение сети при появлении в ней недопустимой утечки тока.

В настоящее время промышленностью выпускаются автоматы серии АВ (автоматический выключатель) и серии АВВ (автоматический выключатель взрывозащищенный) с дистанционным и ручным отключением на напряжение 660 и 1140 В.

В автоматических взрывобезопасных выключателях серии АВ установлены воздушные токоограничивающие выключатели АЗ700-У, имеющие большую механическую и коммутационную износостойкость, большее быстродействие при отключении (0,02 с вместо 0,1 с у ранее выпускаемых выключателей типа АФВ).

Выключатели такого типа изготавливаются с независимым расцепителем, нулевым расцепителем напряжения, электромагнитным приводом. Силовые контакты выключателя имеют металлокерамические напайки из серебра, никеля и графита. Для гашения дуги в каждой фазе установлены камеры с деионными решетками. Форма пластин с рядом несимметричных вырезов способствует втягиванию дуги в решетку. Горячие газы и пламя, вышедшие из решетки, охлаждаются стальными пластинами пламегасителя.

Рудничные автоматические выключатели АВ-200ДО, АВ-320ДО и АВ-400ДО предназначены для защиты электрических сетей и электроустановок в подземных выработках шахт, опасных по газу и/или пыли, и дистанционного отключения. Конструкция их предусматривает монтаж отдельных блоков во взрывонепроницаемой оболочке с быстрооткрывающейся крышкой и коробкой кабельных вводов и выводов. Оболочка разделена на два отсека: в одном размещается блокировочный разъединитель, а в другом — автоматический выключатель, аппаратура управления, защиты и сигнализации.

На рис. 5.4 представлена схема автоматического выключателя АВ-320ДО, которая построена по блочному принципу и обеспечивает дополнительные виды защиты, сигнализации и блоки-

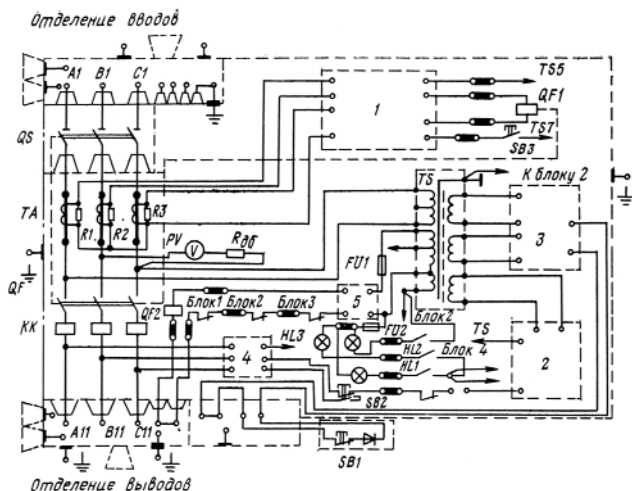


Рис. 5.4. Электрическая схема автоматического выключателя АВ-320ДО

ровки. Электрическая схема включает следующие узлы: блокировочный разъединитель QS , автоматический выключатель с независимым $QF1$ и нулевым расцепителем $QF2$; блок максимальной токовой защиты ПМЗ (блок 1); блок трансформаторов тока TA , блокировочное реле утечки БРУ (блок 2) с блоком присоединения 4; блок дистанционного отключения (блок 3); трансформатор напряжения TS ; выпрямительный блок 5, а также проверочные кнопки и сигнальные лампы.

Помимо защиты от коротких замыканий электрическая схема выключателей предусматривает защиту от обрыва цепи дистанционного отключения; защиту от потери управляемости при замыкании проводов цепи управления; нулевую защиту; блокировку, предотвращающую включение выключателя при снижении сопротивления изоляции земли ниже 30 кОм, а также световую сигнализацию о срабатывании ПМЗ и БРУ. Схема предусматривает предварительную проверку работы блокировочного реле утечки и максимальной токовой защиты.

Промышленностью выпускаются выключатели с функцией автоматического повторного включения (АВ-200АПВ, АВ-320АПВ и АВ-400АПВ), а также для работы в электрических сетях напряжением 1140 В (АВ-320ДО2 и АВ-400ДО2). Выключатели на напряжение 1140 В отличаются от выключателей на напряжение 660 В тем, что на боковой части корпуса выключателя имеются два смотровых окна для визуального контроля положения контактов блокировочного разъединителя, конструкция которого обеспечивает заземление его ножей в отключенном состоянии. Наличие двух блоков дистанционного отключения ДО позволяет отключать выключатель по двум независимым цепям. В схеме не предусмотрены блок БРУ и блок его подсоединения к сети. Вводная коробка допускает подсоединение кабелей марки ЭВТ или гибких кабелей.

В табл. 5.1 приведена техническая характеристика автоматических выключателей серии АВ, а в табл. 5.2 — уставки максимальной токовой защиты ПМЗ.

В последнее время получили распространение автоматические выключатели новых серий: АВ-250/400ДО, АВВ-400/250РМ и АВВ-400/250ДОМ. Новая серия выключателей заменяет серии АВ-400Р и АВ-400ДО и выполнена универсальной на токи 250 и 400 А с возможностью переключения в шахте. Применены новые

Таблица 5.1

Техническая характеристика выключателей серии АВ

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Предельная коммутационная способность (действующее значение), кА	Тип встроенного автомата	Износостойкость, циклы В-О		Масса, кг
					общая	коммутационная	
АВ-315Р	315	660/380	20/23	А3732У	16 000	10 000	265
АВ-200ДО	200	660/380	17/20	А3732У	16 000	10 000	340
АВ-320ДО	320	660/380	20/23	А3732У	16 000	10 000	340
АВ-320ДО2	320	1140	10	А3732У	16 000	6 000	355
АВ-400ДО	400	660/380	20/23	А3792У	16 000	10 000	340
АВ-400ДО2	400	1140	11	А3792У	16 000	6 000	340

Таблица 5.2

Уставки максимальной токовой защиты ПМЗ

Тип автомата	Токи уставки, соответствующие условным единицам (1 – 9) на шкале блока защиты, А								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
АВ-200ДО	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
АВ-320ДО	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
АВ-320ДО2	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
АВ-400ДО	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3300	3600
АВ-400ДО2	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3300	3600

малогабаритные датчики тока и новые блоки управления и защиты, унифицированные с блоками пускателей серии ПВР. Отличаются сниженными массой и габаритными показателями. В табл. 5.3 приведены основные технические характеристики данных автоматических выключателей.

Промышленностью освоены выключатели на ток 630 А с дистанционным АВВ-630ДОМ и ручным АВВ-630РМ отключением. В табл. 5.4 приведены величины токов уставки автоматических выключателей АВВ-400/250.

Таблица 5.3

Характеристики автоматических выключателей АВ-250/400 и АВВ-400/250

Параметр выключателей	Тип выключателя		
	АВ-250/400ДО	АВВ-400/250ДОМ	АВВ-400/250РМ
Номинальное напряжение сети, В	380/660; 660/1140	380/660; 660/1140	
Номинальный ток, А	250/400	250/400	
Предельная отключающая способность, кА	12/22 или 8/15	22/25 или 12/22	
Габаритные размеры, мм	915x935x660	890x900x875	
Масса, кг	250	290	

Уставки максимальной токовой защиты выключателей АBB-400/250

Номинальный ток, А	Токи уставки, соответствующие условным единицам (1 – 11) на шкале блока защиты, А										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
400	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800
250	500	625	750	875	1000	1125	1250	1375	1500	1625	1750

5.3.3. Магнитные пускатели

Рудничные взрывобезопасные магнитные пускатели предназначены для работы в трехфазных сетях переменного тока напряжением до 1200 В с изолированной нейтралью трансформатора в шахтах, опасных по газу и/или пыли. Для управления электродвигателями горных машин и механизмов, не требующими частого изменения направления вращения, применяются нереверсивные пускатели с одним контактором, а для частого изменения направления вращения — реверсивные пускатели с двумя контакторами. Для необходимости реверсирования в нереверсивных пускателях предусмотрен специальный разъединитель.

В настоящее время промышленностью выпускается большой ряд взрывобезопасных магнитных пускателей, из которых широкое распространение получили пускатели серии ПВИ. Пускатели серии ПВИ (рис. 5.5) состоят из набора электрических аппаратов, смонтированных во взрывонепроницаемой оболочке, и включают в себя следующие основные узлы: взрывонепроницаемую оболочку; быстрооткрывающуюся крышку; кабельные вводные устройства; блокировочный разъединитель; контакторный блок и механические блокировки.

В пускателях ПВИ-25Б, ПВИ-63Б, ПВИ-125Б (рис. 5.6) использованы катушки контакторов на переменном токе, а в пускателях ПВИ-250 и ПВИ-320У5 — на постоянном токе, что определяет различие схем питания контакторов.

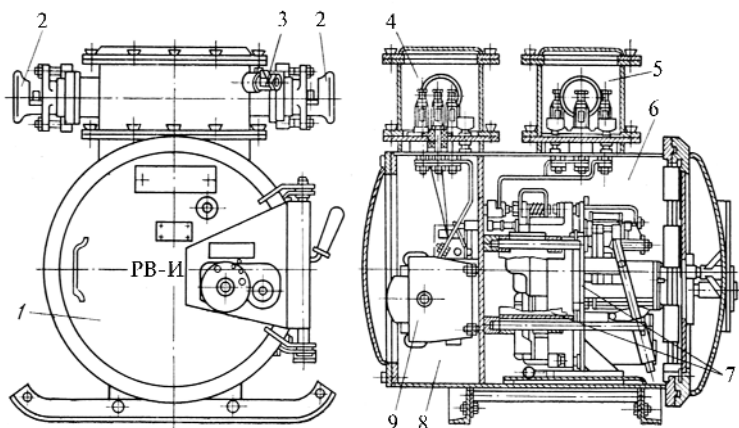


Рис. 5.5. Общий вид магнитного пускателя серии ПВИ:

1 – быстрооткрываемая крышка; 2 – устройство для вводов силового кабеля; 3 – устройство для ввода контрольного кабеля; 4, 5 – коробки выводов; 6 – контакторный отсек; 7 – блок контакторный; 8 – отсек разъединителя; 9 – реверсивный разъединитель

Принципиальная электрическая схема пускателей обеспечивает следующие виды защит, контроля и взаимных блокировок:

- защиту от токов короткого замыкания отходящих от пускателя силовых цепей и сигнализацию о срабатывании защиты;
- защиту от потери управляемости при обрыве или замыкании жил дистанционного управления между собой и с заземляющей жилой;
- защиту от обрыва или увеличения сопротивления цепи заземления свыше 100 Ом на отключение;
- нулевую защиту;
- защиту от самовключения пускателя при повышении напряжения в электрической сети до 150 % номинального;
- ограничение частоты включения до 1200 циклов В – О;
- подключение температурной защиты;
- электрическую блокировку, препятствующую включению пускателя при снижении сопротивления изоляции в отходящем

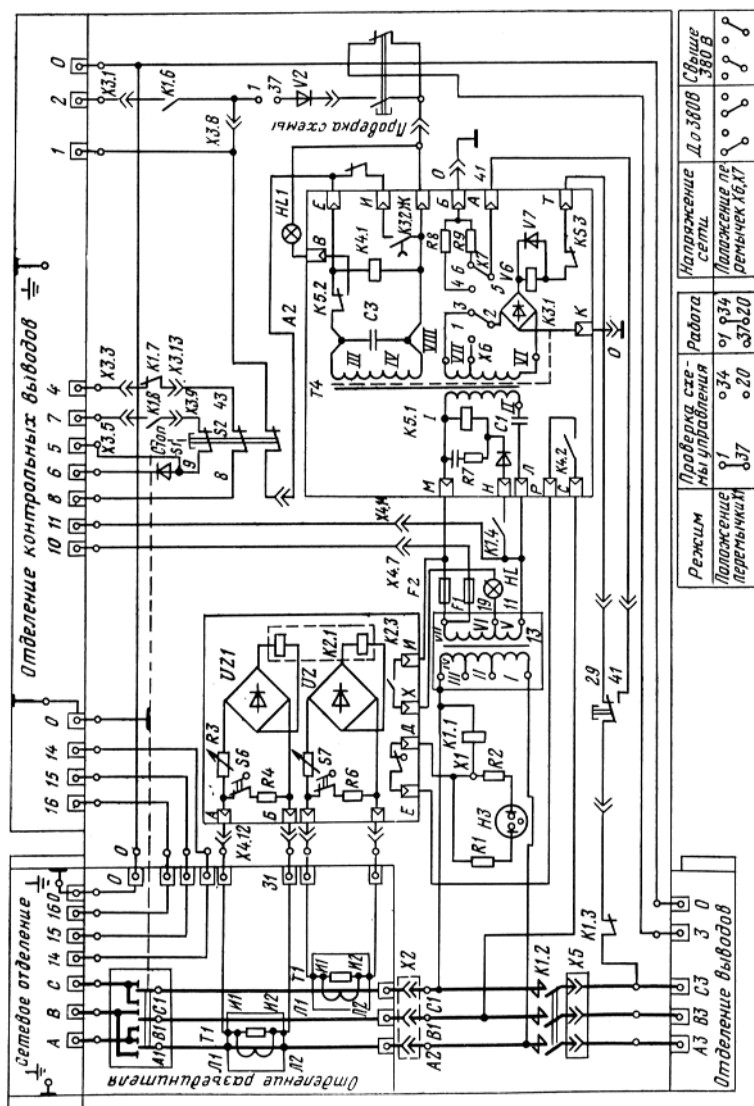


Рис. 5.6. Электрическая схема магнитных пускателей ПВИ-25Б, ПВИ-63Б и ПВИ-125Б

участке сети ниже допустимого значения, и сигнализацию о срабатывании блокировки;

- взаимную электрическую блокировку последовательности включения пускателей;
- проверку исправности электрической блокировки от утечки и максимальной токовой защиты;
- проверку исправности схемы управления и цепи втягивающей катушки контактора.

Все пускатели серии ПВИ снабжены максимальной токовой защитой УМЗ. Контакты УМЗ включены в цепь питания катушки контактора. При срабатывании защиты блокировка исключает возможность повторного включения пускателя при наличии КЗ в сети. О срабатывании защиты сигнализирует лампа НЛ (см. рис. 5.6). В табл. 5.5 приведены уставки защиты УМЗ.

Для питания цепей управления и защиты и обеспечения искробезопасности в схемах пускателей серии ПВИ используются понижительный трансформатор ТЗ и феррорезонансный стабилизатор Т4. Управление пускателем допускается как с выносного пульта, так и от кнопочного поста, встроенного в машину. При нажатии кнопки SB «Пуск» (на схеме не показана) реле К4.1 обтекается током и замыкает свой контакт в цепи контактора К1.1. Последний, включившись, своими контактами подключа-

Таблица 5.5

Уставки максимальной токовой защиты УМЗ

Номинальный ток аппарата, А	Токи уставки, соответствующие условным единицам (1 – 11) на шкале блока защиты, А										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	63	75	87	100	112	125	137	150	162	175	187
63	125	150	175	200	225	250	275	300	325	350	375
125	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750
250	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
320	800	960	1120	1280	1440	1600	1760	1920	2080	2240	2400

ет двигатель к сети, а блок-контактами осуществляет следующие коммутационные переключения: размыкается блок-контакт *K1.5*, подготавливая соответствующую блокировку; размыкается *K1.3*, отсоединяя блокировочное реле утечки *K3.1* от контролируемой сети; замыкается *K1.4* в цепи питания реле времени *K5.1*, *K1.6* шунтирует кнопку «Пуск», осуществляя нулевую защиту. Реле времени срабатывает, замыкает свой контакт *K3.2* в цепи управления и размыкает *K5.3* в цепи *K3.1*. Нормальное отключение пускателя производится кнопкой «Стоп».

Последующее включение пускателя возможно только через 3 с, так как блок-контакт *K1.5* после отключения контактора замкнется, а контакт *K5.2* будет уже замкнут, поскольку реле обтекается током за счет разряда конденсатора *C2*, подключенного параллельно реле *K5.1*.

Защита БРУ предупреждает возможность включения пускателя при снижении сопротивления изоляции ответвления до 15 кОм при напряжении 380 В и 30 кОм при 660 В. Для проверки правильности работы БРУ служит кнопка *S5* «Проверка БРУ», соединяющая искусственную утечку на землю через проверочное сопротивление *R9*. При срабатывании БРУ его контакты соответственно размыкаются в цепи управления, исключая возможность включения пускателя, и замыкаются в цепи сигнальной лампы *HL.1*.

Наряду с пускателями серии ПВИ для защиты электрических сетей напряжением до 1200 В шахт, опасных по газу и/или пыли, применяются новые модели: ПВИТ-32М, ПВИТ-63М, ПВИТ-125М, ПВИТ-125МВ, ПВИТ-160М, ПВИТ-160МВ, ПВИ-250МВ. В данных пускателях применяются блоки: БДУ – дистанционного управления; БКИ – контроля изоляции; БТЗ – защиты от токов КЗ и перегрузки. Пускатели изготавливаются с глухим или штепсельным выводом. В пускателях со штепсельным выводом в обозначении типа добавляется буква «Ш», с вакуумным контактором добавляется буква «В». В табл. 5.6 приведена техническая характеристика этих пускателей.

Таблица 5.6

Характеристика взрывобезопасных пускателей серии ПВИТ

Параметры пускателей	Тип пускателя				
	ПВИТ-32М	ПВИТ-63М	ПВИТ-125М ПВИТ-125МВ	ПВИТ-160М ПВИТ-160МВ	ПВИТ-250М ПВИТ-250МВ
Номинальное напряжение сети, В	380/660; 660/1140				
Номинальный ток, А	32	63	125	160	250
Предельная отключающая способность, кА	1,1	1,5	2,5	3,12	6,9
Габаритные размеры, мм	620x910x750				890x900x875
Масса, кг	190				290

По заявкам энергетических служб горных предприятий у некоторых пускателей расширена линейка по нагрузке. Так, например, пускатель типа ПВИТ-250 может выпускаться со следующими характеристиками:

- с переключением по току (63 А, 125 А, 250 А). Пускатели имеют расширенный диапазон максимальной токовой защиты и токовой защиты от перегрузки. Данные переключатели могут переключаться потребителем с номинального тока 250 А на номинальный ток 125 А или 63 А. В пускателе используется разъединитель на 400 А;

- в малогабаритном корпусе. Пускатели ПВИТ-250МО, ПВИТ-250МВО (вакуумный), ПВИТ-250/125МВО (вакуумный с переключением по току 125/250 А) изготавливаются в малогабаритном корпусе на напряжение 380/660 В и 660/1140 В;

- с микропроцессорными расцепителями тока.

В электрической схеме и конструкции пускателей ПВИТ-250MS и ПВИ-250MBS применены вакуумный или воздушный контактор, выключатели автоматические ВА-08, блок

управления БДУ-Т и блок контроля изоляции БКИ-Т. Максимальная токовая защита и защита от перегрузки осуществляется автоматическим выключателем с микропроцессорными максимальными расцепителями тока. В данном пускателе повышена надежность и увеличен ресурс работы контактора пускателя, так как он не участвует в режимах аварийного отключения токов короткого замыкания. По заявке заказчика пускатель может комплектоваться устройством мониторинга. В схеме электропитания пускатель может использоваться в качестве группового. При питании пускателем одиночного, отдельно установленного электроприемника отпадает необходимость использования в схеме электропитания автоматического выключателя.

При использовании вышеперечисленных устройств данные пускатели имеют следующие достоинства:

- гарантированное отключение электрооборудования и шахтной кабельной сети при коротких замыканиях и перегрузках;
- высокое быстродействие отключения при аварийных режимах (10 мкс);
- уменьшение времени протекания тока короткого замыкания;
- возможность тестирования всех видов защит.

Во всех пускателях предусмотрено также подключение в коробке выводов внешних цепей автоматизации и сигнализации на напряжение 36 В.

Для дистанционного управления включением и отключением мощных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором применяются взрывозащищенные искробезопасные пускатели ПВИТ-630МВ, ПВИТ-515МВ, ПВИТ-400МВ.

Техническая характеристика пускателей

Номинальное напряжение сети, В.....	1140/660; 660/380
Номинальный ток, А	630; 515; 400
Номинальный ток отключения (действующее значение), кА	12,5
Диапазон выбора уставок перегрузки с шагом 1 А (действующее значение), А	100/630

Диапазон выбора уставок МТЗ с шагом 10 А (действующее значение), А	300/3000
Максимальная мощность управляемого электродвигателя ($U_{\text{ном}} = 1140/660/380 \text{ В}$, $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$), кВт.....	930/540/314
Габаритные размеры, мм	890x900x875
Масса, кг	300

В табл. 5.7 приведены максимальные сечения жил кабеля, которые могут быть подключены к кабельным вводам сетевой (вводной) и моторной камер. Пускатели снабжены дополнительным силовым выводом, обеспечивающим подключение двух электродвигателей.

Для трехфазных электрических сетей переменного тока с изолированной нейтралью трансформатора напряжением 660 В применяются пускатели электромагнитные взрывобезопасные серии ПЭВ с токовыми нагрузками от 25 до 630 А. Благодаря выполнению в малогабаритном корпусе делают их более мобильными при монтаже и эксплуатации. Пускатели оснащены блоком индикации, обеспечивающим информацией о включенном состоянии разъединителя, срабатывании канала максимальной токовой защиты, канала перегрузки по току и несостоявшегося пуска, неполнофазного режима, аварийного и предупредитель-

Таблица 5.7

Максимально допустимые параметры жил кабеля

Кабельные вводы		Сечение жил кабеля, мм ²
Наименование	Количество	
<i>Вводная (сетевая) камера</i>		
Ввод Ø = 63 мм	3	70 – 150
Транзитный вывод Ø = 63 мм	1	70 – 150
Резервный ввод Ø = 32 мм	1	6 – 16
<i>Моторная камера</i>		
Вывод к токоприемнику Ø = 63 мм	2	70 – 150
Контрольные выводы Ø = 32 мм	3	6 – 16
Контрольные выводы Ø = 20 мм	1	1,5 – 4,0

ного уровня нагрева обмотки электродвигателя, о снижении сопротивления изоляции отходящего присоединения.

5.3.4. Магнитные станции управления

Широкое внедрение очистных и проходческих комплексов, а также мощных транспортных средств вызывает необходимость размещения в горной выработке распределительных устройств (энергопоездов), состоящих из большого числа пускателей, это вызывает необходимость устройства специальных ниш, что, в свою очередь, затрудняет их перемещение вслед за продвижением фронта очистных и подготовительных работ.

Для устранения указанных неудобств разработаны магнитные станции управления, представляющие собой смонтированные на общем шасси взрывонепроницаемые оболочки, в которых расположена вся необходимая аппаратура для управления электродвигателями комплексов или транспортных устройств.

Для управления очистными комплексами промышленностью освоено серийное производство взрывобезопасных магнитных станций СУВ-350А, СУВ-350АВ, СУВ-630, САУБ, СУВ-1140 (на напряжение 1140 В). Для управления многодвигательными ленточными конвейерами выпускаются станции СУВ-1Л-100 и СУВ-2Л-120, а для проходческих комбайнов — СУВК-8 и СУВК-9, КУУВП. Станции позволяют управлять одним или несколькими главными и 6—10 вспомогательными электроприводами. Они выпускаются передвижными (для колеи 600, 900 мм и на раме) и для стационарной установки в капитальных выработках. В основу конструктивного решения станции положен блочный принцип построения, позволяющий оперативно производить ее монтаж, передвижку и ремонт.

Поскольку станции различного назначения используют однотипные механические и электрические узлы и блоки, рассмотрим в качестве примера устройство магнитной станции СУВ-350А (рис. 5.7). Станция предназначена для дистанционного управления асинхронными двигателями машин и механизмов угледобывающих комплексов. Станции устанавливаются на

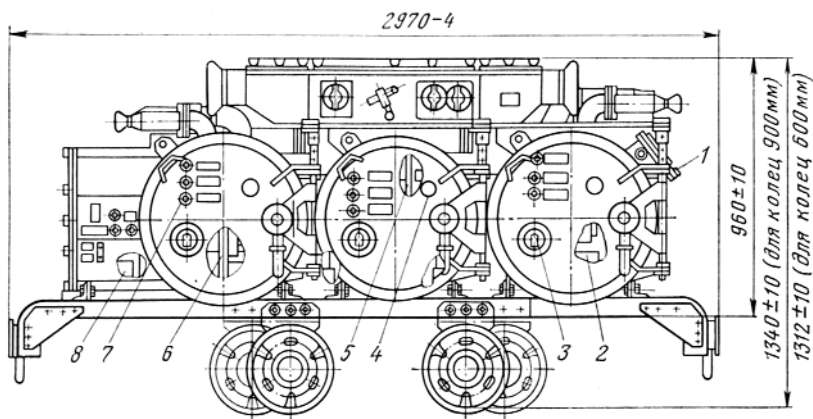


Рис. 5.7. Общий вид магнитной станции СУВ-350А:

1 – коробка контрольных выводов; 2 – правое отделение; 3 – рукоятка переключателя; 4 – смотровое окно для светодиодных индикаторов; 5 – среднее отделение; 6 – левое отделение; 7 – смотровое окно под лампы; 8 – дополнительная панель аппаратуры

штреке над конвейером или на рельсах. Если сечение штрека этого не позволяет, для них делают специальные ниши.

Оболочка магнитной станции представляет собой конструкцию из трех отдельных сварных отсеков, соединенных между собой патрубками для монтажных целей. Вся аппаратура размещена в трех основных выдвижных и боковом дополнительном блоке, в блоке трансформаторов и в оболочке станции. Каждый выдвижной блок установлен в одном из отсеков станции и содержит комплект аппаратуры для управления несколькими электроприводами. Номинальный ток общего ввода станции 525 А, в том числе ток транзитной нагрузки 150 А. Из девяти силовых выводов четыре снабжены контакторами КТУ-2000 на 63 А для трех насосных станций и насоса орошения; три – контакторами КМ17Р35 (250 А) для конвейера лавы, комбайна и резервный; один на 25 А для предохранительной лебедки и последний (25 А) – для внешнего присоединения осветительного пускового агрегата.

Для цепей управления и блокировки напряжением до 65 В предусмотрено восемь выводов, а для источников питания внеш-

них потребителей (освещение и др.) напряжением до 36 В — два вывода.

Электрическая схема станции обеспечивает следующие виды управления: дистанционное с центрального пульта (А1) всеми электродвигателями комплекса, за исключением электродвигателя комбайна, управление которым осуществляется с пульта управления комбайном; остановку конвейера с пульта управления комбайном; снятие напряжения со станции аварийной кнопкой «Стоп», воздействующей на автоматический выключатель станции управления. Схема внешних соединений станции с пультом и электроустановками показана на рис. 5.8.

Помимо управления станция обеспечивает защиту от токов КЗ каждого отходящего силового присоединения; электрическую блокировку, препятствующую включению контактора любого электродвигателя при снижении сопротивления изоля-

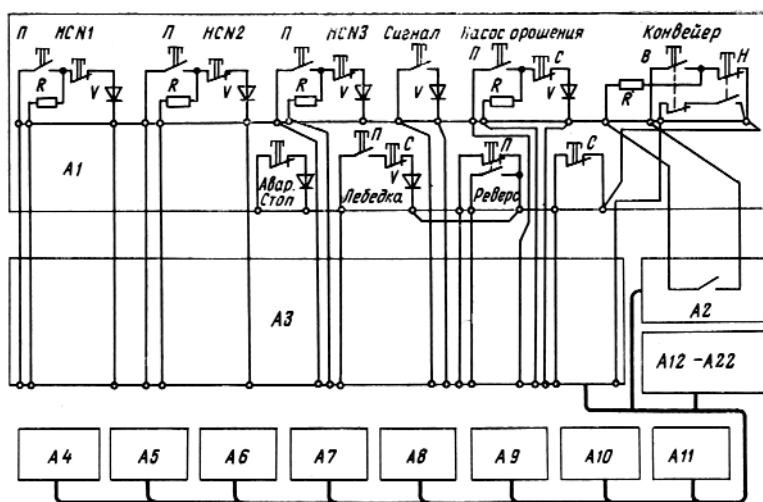


Рис. 5.8. Схема внешних соединений станции СУВ-350А:

А1 — пульт управления; А2 — перегружатель штрека; А3 — станция управления; А4 — насосная станция № 1; А5 — насосная станция № 2; А6 — насосная станция № 3; А7 — насос орошения; А8 — очистная машина; А9 — забойный конвейер; А10 — предохранительная лебедка; А11 — осветительный агрегат; А12–А22 — аппаратура громкоговорящей связи и предупредительной сигнализации

ции ниже 30 кОм при напряжении 660 В; проверку работоспособности станции при подаче напряжения на электроустановки со световой индикацией включения всех контакторов; проверку исправности БРУ; нулевую защиту; защиту от обрыва и увеличения сопротивления цепи заземления выше 100 Ом; защиту от потери управляемости при замыкании проводов цепи дистанционного управления между собой и заземляющей жилой; невозможность самовключения контакторов при повышении напряжения сети до $1,5 U_{ном}$; электрическую блокировку реверсивных пускателей; подключение температурных реле, встроенных в электродвигатель; защиту электродвигателей главных приводов от опрокидывания; сигнализацию о включении блокировочного разъединителя, о включении автоматического выключателя, об отсутствии обрыва в цепи катушек мощных контакторов, о включении реле состояния гидросистемы крепи и звуковой сигнализации, о срабатывании защиты от токов КЗ и БРУ.

В табл. 5.8 приведена техническая характеристика магнитных станций управления СУВ-350А, СУВ-350АВ и СУВ-630.

Таблица 5.8

Техническая характеристика магнитных станций

Параметры	Тип станции	
	СУВ-350А СУВ-350АВ	СУВ-630
Номинальное напряжение сети, В	660; 380	
Максимальный суммарный ток нагрузки, А	375	600
Ток транзитной нагрузки, А	150	30
Напряжение искробезопасных цепей управления, В	18	—
Вид и уровень взрывозащиты	РВ 3В Ia (Exd _i I)	
Габаритные размеры, мм	2620x970x990	
Масса, кг	1700	
Число управляемых токоприемников, шт.	9	

Параметры	Тип станции	
	СУВ-350А СУВ-350АВ	СУВ-630
Левый отсек		
Ввод № 1		
Номинальный ток, А	63	125
Тип контактора	КТУ-2000	КТУ-2000М
Штепсельный разъем	СНВ-63М ВР	СНВ-125М ВР
Ввод № 2		
Номинальный ток, А	250	250
Тип контактора	КМ17Р35х2 (реверсивная)	КМ17Р35х2 (реверсивная)
Штепсельный разъем	СНВ-250М ВР	СНВ-250М ВР
Ввод № 3		
Номинальный ток, А	63	125
Тип контактора	КТУ-2000	КТУ-2000М
Штепсельный разъем	СНВ-63М ВР	СНВ-125М ВР
Средний отсек		
Ввод № 4		
Номинальный ток, А	250	320
Тип контактора	КМ17Р37	КМ17Р37
Штепсельный разъем	СНВ-250М ВР	СНВ-320М ВР
Ввод № 5		
Номинальный ток, А	63	125
Тип контактора	КТУ-2000	КТУ-2000М
Штепсельный разъем	СНВ-63М ВР	СНВ-125М ВР
Правый отсек		
Ввод № 6		
Номинальный ток, А	63	320
Тип контактора	КТУ-2000	КТУ-2000
Штепсельный разъем	СНВ-63М ВР	СНВ-125М ВР
Ввод № 7		
Номинальный ток, А	250	250
Тип контактора	КМ17Р35х2 (реверсивная)	КМ17Р35х2 (реверсивная)
Штепсельный разъем	СНВ-250М ВР	СНВ-250М ВР

Параметры	Тип станции	
	СУВ-350А СУВ-350АВ	СУВ-630
Дополнительный отсек		
Ввод № 8		
Номинальный ток, А	25	63
Тип контактора	ПМЛ2000	ПМЛ4160
Штепсельный разъем	СНВ-63М ВР	СНВ-63М ВР
Ввод № 9		
Номинальный ток, А	25	25
Штепсельный разъем	СНВ-63М ВР	СНВ-125М ВР

Комплектное устройство КУУВК-500 предназначено для питания и дистанционного управления электрооборудованием высокопроизводительных угледобывающих комплексов КД-90, 2ГШ-68, К500, К200 на напряжение 1140 и 660 В. В табл. 5.9 приведена техническая характеристика данного комплектного устройства.

Таблица 5.9

Техническая характеристика КУУВК-500

Наименование вывода	Номинальный ток контактора, А	Типы и схемы работы контакторов, установленных в выводах	Назначение вывода
Вывод № 1	160	КМ 17Р33, нереверсивная	Насосная станция
Вывод № 2	250	КМ 17Р35, реверсивная	Конвейер
Вывод № 3	250	КМ 17Р35, реверсивная	Конвейер
Вывод № 4	160	КМ 17Р33, нереверсивная	Насос орошения
Вывод № 5	320	КМ 17Р37, нереверсивная	Комбайн
Вывод № 6	160	КМ 17Р33, реверсивная	Предохранительная лебедка

Устройство управления обеспечивает:

1) защиту от токов короткого замыкания каждого отходящего силового присоединения и световую сигнализацию при ее срабатывании;

2) защиту от перегрузок каждого отходящего силового присоединения и световую сигнализацию при ее срабатывании;

3) нулевую защиту;

4) защиту от токов короткого замыкания цепей, питающих элементы устройства управления;

5) защиту от увеличения сопротивления цепей заземления управляемых машин выше 50 Ом;

6) защиту от потери управляемости при обрыве и замыкании проводов цепи дистанционного управления;

7) невозможность самопроизвольного включения присоединений при кратковременном (не более 1 с) повышении питающего напряжения сети до $1,5U_{\text{ном}}$;

8) электрическую блокировку, препятствующую включению контактора любого вывода при снижении сопротивления изоляции вывода ниже 100 кОм при напряжении 1140 В и ниже 30 кОм при напряжении 660 В, а также световую сигнализацию при срабатывании блокировки;

9) проверку работоспособности устройств управления без подачи напряжения на электроприемники со световой индикацией включения контакторов;

10) проверку исправности блоков максимальной токовой защиты, токовой защиты от перегруза и предварительного контроля изоляции;

11) диагностику, позволяющую выявить неисправность в цепях питания катушек электромагнитов контакторов; во внешних цепях дистанционного управления, выполненных по двухпроводной схеме, и их световую сигнализацию;

12) сигнализацию о включении блоков дистанционного управления и контакторов.

ОАО «ЭНЕРГИЯ ХОЛДИНГ» (г. Новокузнецк) с 2005 г. выпускает коммутационный аппарат взрывозащищенный (магнитная

станция управления) типа КАВ-УХЛ5-ВВ с количеством отходящих присоединений от 2 до 18. Данная станция управления (рис. 5.9) предназначена для распределения электрической энергии напряжением 0,4/0,69/1,2/3,3/6,0 кВ частотой 50 Гц и для управления и защиты подземными электроприемниками угольных шахт, опасных по газу и пыли.

В табл. 5.10 приведена техническая характеристика магнитной станции управления типа КАВ-400/1000-УХЛ-ВВ, которая выполняет следующие функции:

- оперативное местное включение и отключение с помощью кнопок, установленных на двери взрывозащищенной оболочки КАВ;
- оперативное дистанционное включение и отключение;
- защита от токов перегрузки и защита асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором от пусковых токов недопустимой продолжительности;
- защита от токов короткого замыкания;
- минимальная защита;
- возможность подключения контактов реле внешних дополнительных устройств защиты и контроля (газовой защиты, аппаратуры контроля воздуха);
- защита от потери управляемости при замыкании или обрыве жил дистанционного управления;
- электрическая блокировка против подачи напряжения на отходящее присоединение с сопротивлением изоляции относи-

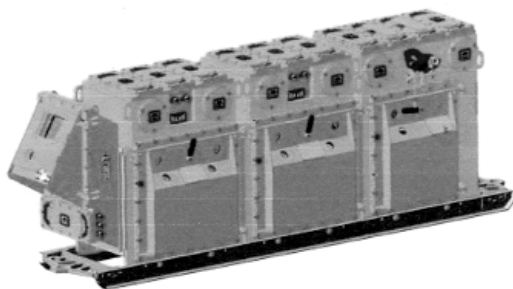


Рис. 5.9. Общий вид магнитной станции КАВ-УХЛ5-ВВ

Техническая характеристика КАВ-УХЛ5-ВВ

Параметры	Тип магнитной станции	
	КАВ-400-УХЛ-ВВ	КАВ-1000-УХЛ-ВВ
Номинальное напряжение, кВ	0,4/0,69/1,2	0,4/0,69/1,2/3,3/6,0
Номинальный ток, А	400	1000
Номинальный ток отключения, кА	4	20
Ток электродинамической стойкости (амплитудный), кА	10	51
Тип выключателей	<i>LSM/TEL</i>	<i>BB/TEL</i>
Масса, кг	470/850	1300/4200
Габаритные размеры, мм:		
высота		991/1336
ширина		665/1030
длина		1058/4700

тельно земли 20 кОм для 380 В, 30 кОм для 660 В, 60 кОм для 1140 В, 180 кОм для 3300 В, 360 кОм для 6000 В, а также на отходящее присоединение, отключенное защитой от токов КЗ;

- проверка исправности максимальной токовой защиты (МТЗ) и блокировочного реле утечки (БРУ);
- измерение величины тока и напряжения в силовых цепях;
- местная (световая) сигнализация о включенном и отключенном положении выключателя;
- сигнализация о срабатывании максимальной токовой защиты (МТЗ) и блокировочного реле утечки (БРУ).

5.4. РУДНИЧНАЯ АППАРАТУРА УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ ДЛЯ ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ

5.4.1. Общие положения

При эксплуатации электрических сетей длительные перегрузки проводов и кабелей, короткие замыкания вызывают повыше-

ние температуры токопроводящих жил больше допустимой. Это приводит к преждевременному износу их изоляции, следствием чего может быть пожар, взрыв во взрывоопасных помещениях, поражение персонала электрическим током. Для предотвращения этого линия электроснабжения должна иметь аппарат защиты, отключающий поврежденный участок. Аппаратами защиты являются: автоматические выключатели, предохранители с плавкими вставками и тепловые реле, встраиваемые в магнитные пускатели.

Автоматические выключатели являются наиболее совершенными аппаратами защиты, они надежные и срабатывают при перегрузках и КЗ в защищаемой линии. Чувствительные элементы автоматов — расцепители: тепловые, электромагнитные и полупроводниковые. Тепловые расцепители срабатывают при перегрузках, электромагнитные — при КЗ, полупроводниковые — как при перегрузках, так и при КЗ.

Предохранители с плавкими вставками представляют собой наиболее простые и дешевые аппараты защиты, требующие меньшей затраты материалов на изготовление. Основное назначение — защита от токов КЗ.

Тепловые реле обеспечивают защиту от токов перегрузки, встраиваются в магнитный пускатель. Чтобы обеспечить защиту линии от токов КЗ и перегрузки, тепловые реле применяются в сочетании с предохранителями или автоматическими выключателями с максимальным расцепителем (обычно ЭМР).

Согласно ПБ 03-428—02 «Правила безопасности при строительстве подземных сооружений» [16] в подземных электрических сетях напряжением до 1 кВ должна осуществляться защита:

- трансформаторов и каждого отходящего от них присоединения от токов короткого замыкания — автоматическими выключателями с максимальной токовой защитой или плавкими вставками предохранителей;
- электродвигателей и питающих их кабелей от токов короткого замыкания, от перегрузки, нулевая;
- электрической сети от опасных токов утечки на землю — автоматическими выключателями в комплекте с реле утечки тока на всю электрически связанную сеть.

Исполнение электрооборудования, применяемого в подземных горных выработках

Электро- оборудование	Зоны размещения электрооборудования				
	на поверхно- сти	в сухих выра- ботках, тон- нелях с зачека- ненной обдел- кой, руддворах и околостволь- ных выработ- ках	в сырых выработках и тоннелях с незачеканен- ной обделкой	в забое и приза- бойной зоне	на проходчес- ких машинах и механизмах
Трансформаторы	IP43	IP51	IP54	IP54	IP54
осветительные					
Электродвига- тели	IP43	IP51	IP54	IP54	IP56
Шкафы и сборки	IP43	IP51	IP54	IP54	—
Отдельно стоящие	IP43	IP51	IP54	IP54	IP54
магнитные пускатели					
Осветительные приборы	—	IP51	IP54	IP54	IP54

Согласно ПБ [16] в подземных выработках, не опасных по газу и пыли, следует применять электрические машины, трансформаторы и аппараты в исполнении, указанном в табл. 5.11.

5.4.2. Рудничные автоматические выключатели

Из всего многообразия рудничных автоматических выключателей рассмотрим выключатели типа ВР-160...ВР-630, выпускаемые ООО «ШЭЛА» [38]. Они предназначены для работы в трехфазных электрических сетях переменного тока с изолированной или глухозаземленной нейтралью для защиты фидерных сетей и электрических установок от токов КЗ и перегрузки, а также для оперативных включений и отключений электрических сетей при нормальных режимах работы сети. Применяются на предприятиях горно-рудной промышленности; на предприятиях минерально-сырьевого комплекса и строительной

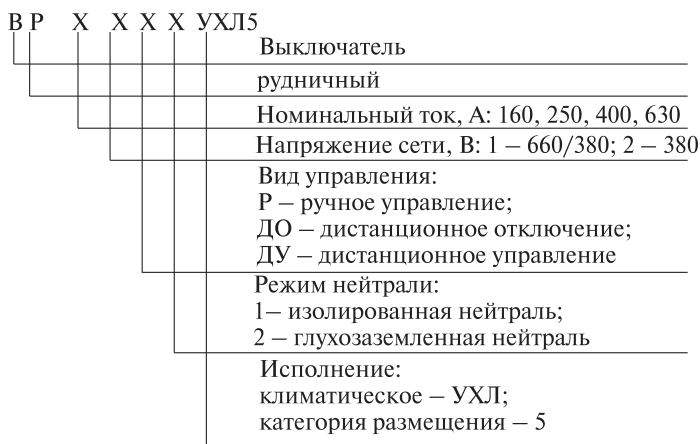


Рис. 5.10. Структура условного обозначения

индустрии; на дробильно-сортировочных и обогажительных фабриках; на шахтах, карьерах и других предприятиях, не опасных по газу и/или пыли. На рис. 5.10 приведена структура условного обозначения.

В табл. 5.12 приведены функциональные возможности рудничных автоматических выключателей ВР-160...ВР-630.

В табл. 5.13 приведены основные технические характеристики рудничных автоматических выключателей ВР-160...ВР-630. На рис. 5.11 представлен общий вид рудничного автоматического выключателя типа ВР-160...ВР-630 с ручным управлением.

Рудничные автоматические выключатели типа ВР-160...ВР-630 с ручным управлением состоят из следующих устройств (рис. 5.11): 1 – механизм блокировки дверцы; 2 – защитная крышка панели управления и сигнализации; 3 – блок управления, контроля и сигнализации; 4 – кожух, закрывающий сетевые шпильки трансформатора и автомата; 5 – трансформатор цепей управления и местного освещения; 6 – выключатель автоматический (блок коммутационный); 7 – электронный расцепитель выключателя; 8 – выключатель автоматический цепей местного освещения; 9 – клеммник цепей управления; 10 – панель выемная; 11 – уплотнитель резиновый.

Функциональные возможности автоматических выключателей типа ВР

Функция автоматических выключателей	Тип выключателя		
	ВР-160Р ВР-250Р ВР-400Р ВР-630Р	ВР-250ДО ВР-400ДО ВР-630ДО	ВР-250ДУ ВР-400ДУ ВР-630ДУ
Ручное управление (В – О)	+	+	+
Дистанционное отключение (аварийное)	—	+	+
Дистанционное управление (В – О)	—	—	+
Защита цепей дистанционного управления от потери управляемости при обрыве или замыкании жил	—	+	+
Защита от увеличения сопротивления цепи дистанционного управления	—	+	+
Нулевая защита	—	+	+
Защита от токов КЗ и перегрузки (электронный расцепитель)	+	+	+
Защита от неполнофазного режима	+	+	+
Блокировка, предотвращающая включение выключателя при срабатывании МТЗ	+	+	+
Блокировка, предотвращающая включение выключателя при сопротивлении изоляции в сети ниже допустимого	—	+	+
Световая сигнализация:			
наличие напряжения «Сеть»	+	+	+
срабатывание БКИ «БКИ»	—	+	+
срабатывание МТЗ «МТЗ»	+	+	+
выключатель включен «Вкл»	+	+	+
контроль нагрузки «Светодиод расцепителя на автомате»	+	+	+
Проверка действия БКИ	—	+	+
Возможность подключения аппарата защитного отключения (реле утечки)	+	+	+
Режим работы продолжительный	+	+	+

Техническая характеристика выключателей типа ВР

Тип	Ток I_n , А	Напряж. U_n , В	Предельно откл. способность I_{cu} , кА		Износостой- кость (циклы В – О)		Время откл. $t_{откл}$, мс	Габаритные размеры (шхвхг), мм	Мас- са, кг
			660 В	380 В	мех.	электр.			
ВР-160	160	660/380	10(13)	36(65)	30000	3000	10	500x600x320	42
ВР-250	250	660/380	10(13)	36(65)	30000	3000	10		
ВР-400	400	660/380	15(20)	36(65)	20000	5000	10	600x700x350	49
ВР-630	630	660/380	15(20)	36(65)	20000	5000	10		

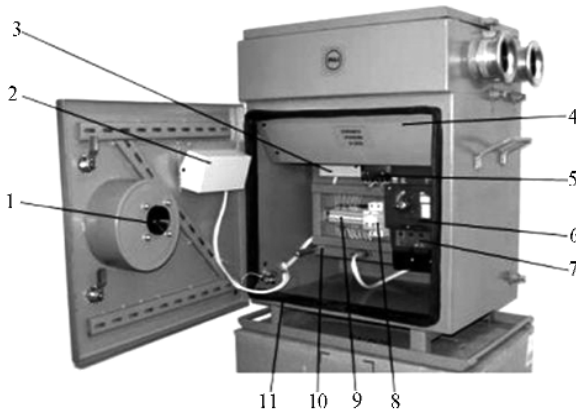


Рис. 5.11. Общий вид выключателя типа ВР с ручным управлением

На рис. 5.12 представлена принципиальная электрическая схема рудничного выключателя типа ВР-160...ВР-630 с ручным приводом.

Принципиальная электрическая схема выключателя типа ВР состоит из следующих основных элементов: $QF1$ – выключатель автоматический; БУ-2Ф1 – блок управления; ПСУ-2Ф – панель сигнализации и управления; ПУ-2Ф – плата управления; $ХТ1$, $ХТ2$ – зажим силовой; $ХТ3$, $ХТ4$ – клеммник цепей управления; $ТУ1$ – трансформатор управления; $МХ$ – расцепитель независимый; $HL1$ – $HL4$ – индикаторы светодиодные; $X1$ – $X4$ – разъемы ($X4$ -Mini-Fit); РУ – блок-контакт реле утечки.

5.4.3. Рудничные пускатели

Из всего многообразия рудничных пускателей рассмотрим пускатели серии «Компакт», также выпускаемые ООО «ШЭЛА» (г. Тула) [38]. Они предназначены для управления и комплексной защиты электродвигателей стационарных и передвижных механизмов в трехфазных электрических сетях переменного тока с изолированной или глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ. Область применения этих пускателей та же, что и у рудничных автоматических выключателей серии ВР-160...ВР-630. На рис. 5.13 приведена структура условного обозначения пускателя типа ПР.

Рудничные пускатели серии «Компакт» типа ПР-10М...ПР-800М имеют следующие возможности:

- местное и дистанционное управление по двухпроводной схеме с уровнем напряжения 12 В;
- защита цепей дистанционного управления от потери управляемости при обрыве или замыкании жил;
- защита от увеличения сопротивления заземляющей жилы свыше 100 Ом;
- защита от включения при повреждении изоляции отходящего присоединения менее 30 кОм (БКИ);
- токовая отсечка, защита от токов КЗ, перегрузки и неполнофазного режима;
- защита от самовключения пускателя при $U_c > 1,5 U_n$;
- взаимная электрическая блокировка последовательности включения пускателей;
- автоматическое управление насосной установкой с контролем двух уровней;
- нулевая защита;
- индикация состояния пускателя, цепи дистанционного управления и срабатывания защит (6 параметров);
- проверка исправности схемы цепи управления и работы пускателя;
- тестирование защиты.

П	Р	Х	Х	Х	Х	Х	УХЛ5	
								Пускатель
								рудничный
								Функциональное исполнение: – прямой пуск; Р – с реверсивным контактором; М – мягкий пуск; А – для автоматических приводов; Ч – частотное регулирование
								Номинальный ток, А (типоразмер): 10, 18, 25, 32, 40, 63 (Компакт-1) 100, 125, 160, 250 (Компакт-2) 320, 400, 500 (Компакт-3) 630, 800 (Компакт-4)
								М – модификация 2004 года
								Напряжение сети, В: – 380/660; 1 – 380; 2 – 500
								Тип разъединителя: 01 – без разъединителя; 02 – с разъединителем; 03 – с реверсивным разъединителем
								Исполнение: климатическое – УХЛ; категория размещения – 5

Рис. 5.13. Структура условного обозначения пускателя типа ПР

В табл. 5.15 приведена основная техническая характеристика рудничных пускателей серии «Компакт». На рис. 5.14 представлен общий вид рудничного пускателя серии "Компакт" типа ПР-10...ПР-800.

Рудничные пускатели серии «Компакт» типа ПР-10М...ПР-800М (рис. 5.14) состоят из следующих основных частей: 1 – крышка; 2 – кабельные вводы контрольного кабеля; 3 – кабельные вводы силового кабеля; 4, 7 – зажимы заземляющие; 5 – ручки; 6 – корпус пускателя; 8 – салазки; 9 – дверца; 10 – рукоятка привода выключателя.

Таблица 5.15

Техническая характеристика пускателей рудничных серий «Компакт» типа ПР (исполнение – РН 1; степень защиты – IP 54)

Тип пускателя			Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Пред. отключ. способность, кА	Защита		Время отключения, мс	Габариты, мм			Масса, кг
						от перегрузки	от токов КЗ		Высота	Ширина	Глубина	
Серия	«Компакт-1»	ПР-10М	10	660/380	4	Регулируемая по току	12I _н	4—19	500	580	310	28
		ПР-18М	18					4—19				30
		ПР-25М	25					5—19				
		ПР-32М	32					5—19				
		ПР-40М	40					8—12				
		ПР-63М	63					8—12				
		ПР-80М	80					6—20				
	«Компакт-2»	ПР-100М	100	660/380	8	Регулируемая по току и времени		5—15	600	700	320	54
		ПР-125М	125					5—15				
		ПР-160М	160					100—170				
		ПР-250М	250					100—170				
	«Компакт-3»	ПР-320М	320	660/380	10			100—170	620	700	350	58 89 95
		ПР-400М	400					100—170				
		ПР-500М	500					100—200				
	«Компакт-4»	ПР-630М	630	660/380	12			100—200	330	830	440	120 135
ПР-800М		800	100—200									

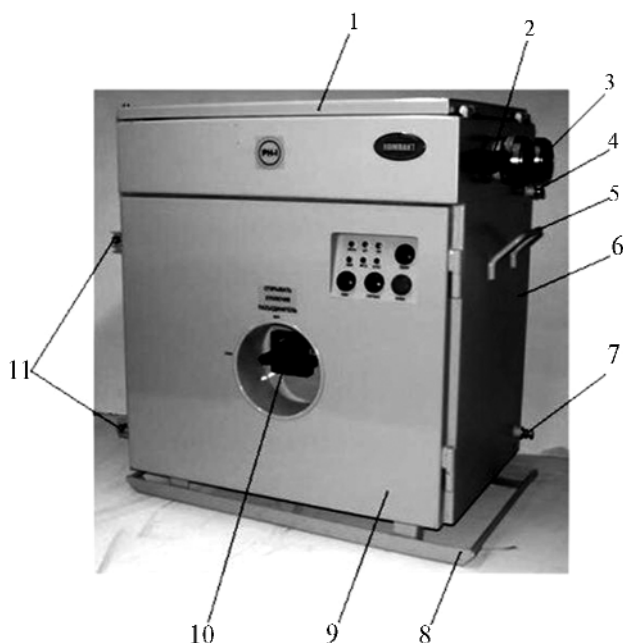


Рис. 5.14. Общий вид пускателя серии «Компакт»

На рис. 5.15 представлена камера аппаратов, в которой расположены: 1 — защитный кожух вводных зажимов; 2 — контактор; 3 — выключатель автоматический; 4 — блок управления, контроля и сигнализации БУКС-3М; 5 — резиновый уплотнитель; 6 — защитный кожух панели сигнализации и управления.

На рис. 5.16 представлена принципиальная электрическая схема рудничного пускателя серии «Компакт» типа ПР-10М...ПР-800М, а в табл. 5.16 приведен диапазон уставок защиты этих пускателей.

На рис. 5.16 даны следующие элементы: *QF1* — выключатель автоматический силовой; *КМ* — магнитный контактор; *МС* — модуль силовой; *БУКС* — блок управления, контроля и сигнализации; *ПСУ* — панель сигнализации и управления; *ХТ1* — силовые зажимы вводные; *ХТ2* — силовые зажимы выводные; *ХТ3*, *ХТ4* — клеммники цепей управления; *НА2* — сирена внешняя; тумблер *SA1* «Режим»: Д — дистанционный, М — местный; тум-

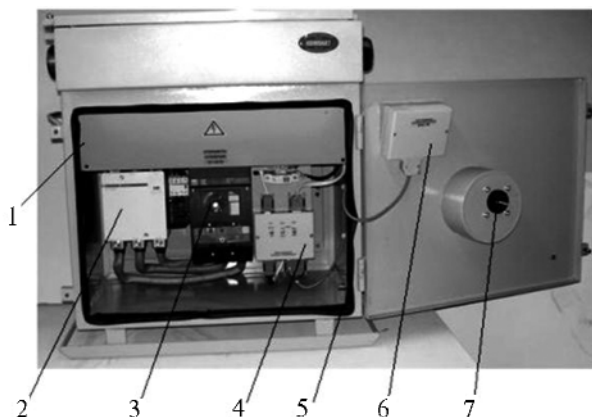


Рис. 5.15. Камера аппаратов рудничного пускателя серии «Компакт»

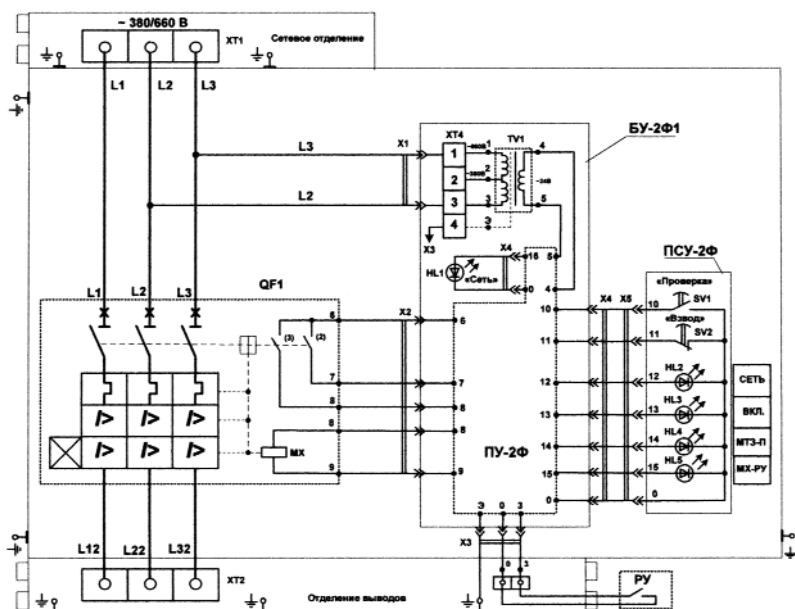


Рис. 5.16. Электрическая принципиальная схема пускателей серии «Компакт» типа ПР-10М...ПР-800М

Таблица 5.16

Диапазон уставок защиты пускателей серии «Компакт»

Тип пускателя		Тип выключателя	Тип расцепителя	I_n расц., А	Диапазон настройки	
					Расцепитель перегрузки I_p , А	Расцепитель КЗ I_m , кА
«Компакт-1»	ПР-10М	MS325	Термомагнитный	10	6,3 – 9	$12I_n$
	ПР-18М	MS325		18	12,5 – 16	
	ПР-25М	MS325		25	20 – 25	
	ПР-32М	MS450		32	22 – 32	
	ПР-40М	MS450		40	28 – 40	
	ПР-63М	MS495		63	45 – 63	
«Компакт-2»	ПР-100М/63М	BD-250	Электронный SE-BD-MTV8	100	40,43,46,50,55,58,61,63,69,72,76,80,87,91,100	0,12;0,25;0,4;0,6;0,8;1,0;1,25;1,5
	ПР-160М/125М	BD-250	То же	160	63,69,72,80,87,91,100,110,115,120,125,130,137,144,150,160	0,2;0,4;0,6;1,0;1,3;1,6;2,0;2,4
	ПР-250М	BH-630	Электронный SE-BH-MTV8	250	100,110,115,125,137,144,160,172,180,190,200,210,220,231,243,250	0,32;0,6;1,0;1,5;2,0;2,5;3,1;3,75
«Компакт-3»	ПР-400М/320М	BH-630	То же	400	160,172,180,190,200,210,220,231,243,250,275,290,315,345,360,400	0,5;1,0;1,6;2,4;3,2;4,0;5,0;6,0
	ПР-500М	BH-630	«	500	250,260,275,290,305,315,345,360,400,435,455,480,500,550,575,630	0,8;1,4;2,0;3,0;4,0;5,1;6,3;7,0
«Компакт-4»	ПР-630М	BH-630	«	630	250,260,275,290,305,315,345,360,400,435,455,480,500,550,575,630	0,8;1,4;2,0;3,0;4,0;5,1;6,3;7,0
	ПР-800М	BL-800	Электронный SE-BL-MTV8	800	315,345,360,400,435,455,480,500,550,575,610,630,685,720,760,800	1,0;1,5;2,0;3,0;4,0;6,0;9,0;12,0

блер *S42* «Режим»: Р – работа, П – проверка; тумблер *S43* «Сигнал»: предпусковой сигнал «5 с», «0,5 с».

5.4.4. Станции управления

Для управления электроприводами переменного трехфазного тока напряжением 0,4 (0,69) кВ в условиях подземных горных выработок, не опасных по газу и пыли, применяются рудничные станции управления электроприводами СУЭП-100, СУЭП-250 с выкатными модулями. Станции СУЭП изготавливаются в двух исполнениях по количеству модулей высотой 120 мм: 8 и 14 штук. По функциональному назначению модули изготавливаются следующих исполнений:

- МВВ-100 (250) – вводные для подключения к сети ($I_n = 100\text{ А}$, $I_n = 250\text{ А}$);
- МВ-10-63 – для управления нереверсивным электроприводом;
- МВР-10-63 – для управления реверсивным электроприводом;
- МВЗ-10-63 – для управления задвижками с устройством ПКП1 (по току и времени);
- МВО-1,6 – модуль однофазного трансформатора освещения 36/127/220 В мощностью $P_n = 1,6\text{ кВт}\cdot\text{А}$.

На рис. 5.17 приведена структура условного обозначения рудничных станций управления электроприводами типа СУЭП.

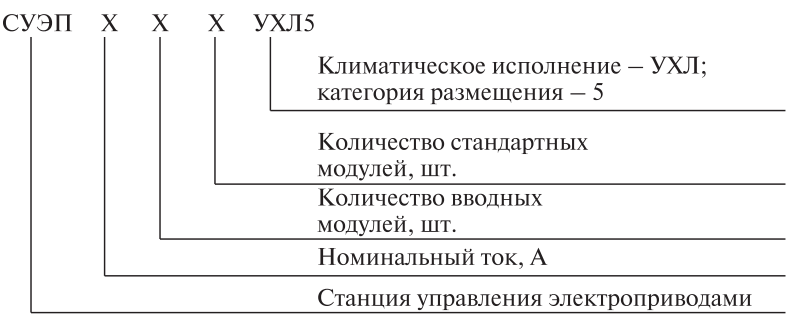


Рис. 5.17. Структура условного обозначения

Техническая характеристика

Номинальное напряжение сети, В 380; 660

Количество вводных модулей, шт.1; 2 с АВР

Количество модулей токоприемников высотой 120 мм

на номинальный ток до 63 А, шт. до 13

Напряжение цепей управления, В 12/24

Габариты (ш×в×г), мм1100х2130х700

Масса, кгне более 350

Станциями управления электроприводами типа СУЭП-100 и СУЭП-250 обеспечиваются следующие функции:

1) функции автоматического ввода резервного питания — обеспечиваются блоком АВР в исполнении станций с двумя вводными модулями;

2) функции управления:

- дистанционное управление приводами по двухпроводной схеме и реверсивными приводами по трехпроводной схеме с уровнем напряжения 12 В осуществляется от кнопочных постов дистанционного управления или аппаратуры автоматизации;

- управление электроприводами с панелей сигнализации и управления, установленных на двери станции;

- управление реверсивными электроприводами задвижек без применения концевых выключателей (остановка по току и времени);

3) функции защиты:

- токовая отсечка, защита от токов КЗ и перегрузки;

- нулевая защита;

- защита от самовключения пускателя при $U_c > 1,5U_n$;

- защита от включения при повреждении изоляции отходящего присоединения менее 30 кОм (БКИ);

- защита цепей дистанционного управления от потери управляемости при обрыве или замыкании жил;

- защита от увеличения сопротивления заземляющей жилы свыше 100 Ом;

4) функции световой сигнализации:

а) на панелях управления и сигнализации станции (на двери шкафа):

- контактор пускателя включениндикатор «КМ1, КМ2»;
- состояние задвижекиндикатор «Открыто», «Закрыто»;
- аварийное состояние задвижекиндикатор «Авария»;
- режим управления электроприводоминдикатор «Местн.», «Дист.»;

б) на лицевой панели выкатных модулей задвижек:

- индикация текущего положения задвижки в процентах (на панели ПКП1);

- контроль напряжения сетииндикатор «Сеть»;
- контроль цепи дистанционного управления и увеличения сопротивления заземляющей жилыиндикатор «БУКС»;
- режим КЗ или перегрузкииндикатор «МТЗ-П»;
- сопротивление изоляции ниже нормы...индикатор «БКИ»;
- автоматический выключатель включен ...индикатор «QF»;

5) функции проверки:

- электрической блокировки контроля изоляции сети, световой и звуковой сигнализации при ее срабатывании;
- исправности схемы, цепи дистанционного управления и работы пускателя без подачи напряжения в отходящее присоединение;

б) ручное тестирование срабатывания механизма расцепителя автоматического выключателя.

На рис. 5.18 показан общий вид станции управления приводами типа СУЭП-100, СУЭП-250.

Станция СУЭП представляет собой металлический шкаф сварной конструкции, в котором размещены два отсека, закрываемых дверями с резиновыми уплотнителями: отсек с выкатными модулями и отсек кабельных присоединений.

Отсек с выкатными модулями. В отсеке устанавливается выкатная секция модулей, которая в рабочем положении крепится на трех болтах. Выкатные модули передвигаются по двум направляющим, приваренным к стойкам выкатной секции. При стандартном размере модулей высотой 120 мм выкатной секции устанавливается 8 или 14 модулей с номинальным током до 63 А. При изменении размера модуля до 240/360 мм

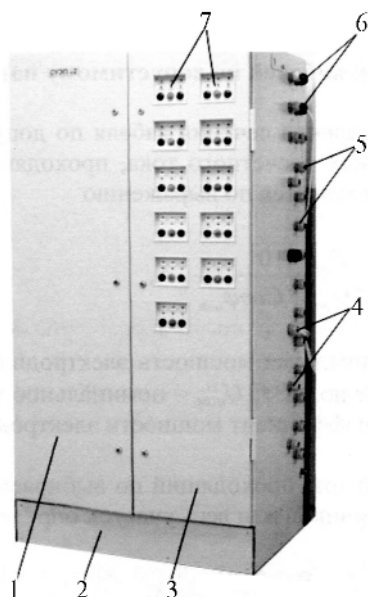


Рис. 5.18. Общий вид станции управления СУАП:

1 — дверь отсека выкатных модулей; 2 — цоколь; 3 — дверь отсека кабельных присоединений; 4 — кабельные вводы контрольных кабелей; 5 — кабельные вводы силовых отходящих кабелей; 6 — кабельные вводы сетевых кабелей; 7 — панели сигнализации и управления электроприводами

значение номинального тока модуля увеличивается до 160 А. На панели задней стенки отсека на изоляторах закреплены медные шины сетевые и отходящих присоединений. Доступ к шинам возможен только при выдвинутом положении выкатной секции. Соединение выкатных модулей с шинами производится с помощью подпружиненных медных губок. Конструкция модулей обеспечивает блокировку выкатывания модуля при включенном автоматическом выключателе.

Отсек кабельных присоединений. Отсек расположен с правой стороны шкафа и закрывается отдельной дверью, на которой расположены панели сигнализации и управления электроприводами. На выемной панели отсека смонтированы силовые и контрольные клеммники для подключения вводных и отходящих кабелей. Кабельные вводы (силовых и контрольных кабелей) расположены напротив каждого модуля на правой стенке шкафа. Шкаф на 14 модулей установлен на цоколь высотой 150 мм, на 8 модулей — цоколь высотой 600 мм. Силовые клеммники вводных кабелей имеют защитные кожуха с предупредительными

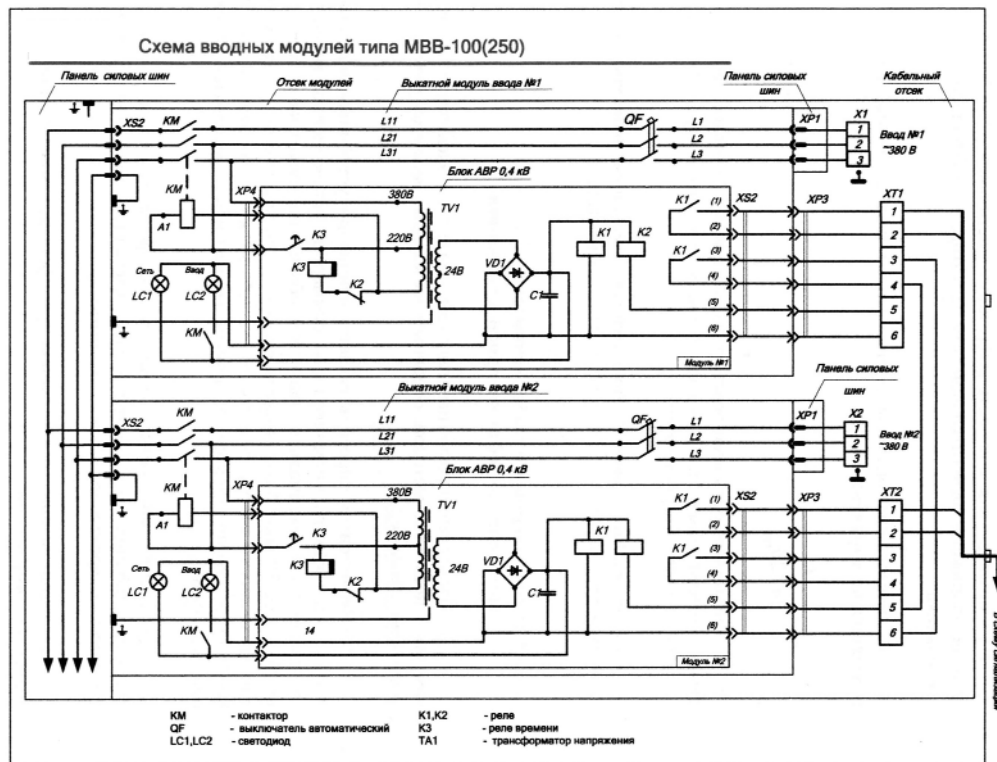


Рис. 5.19. Принципиальная электрическая схема вводных модулей типа MBV-100(250)

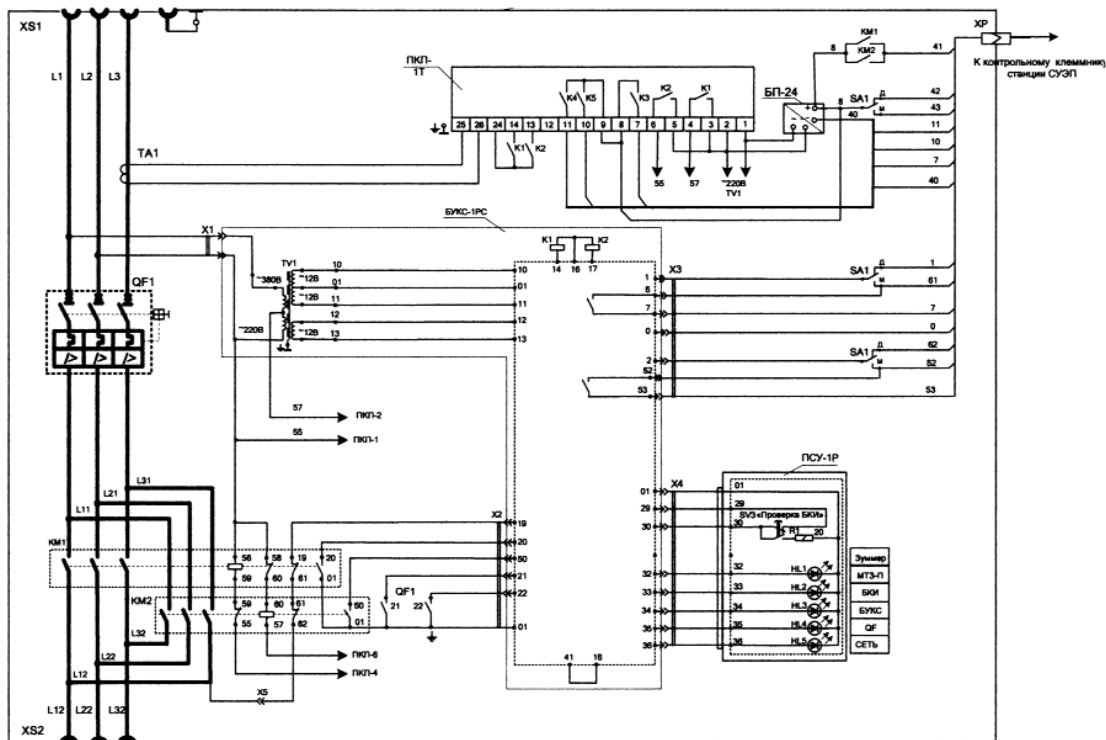


Рис. 5.20. Принципиальная электрическая схема модуля задвижки типа MB3-10-63M:
 ПКП-1Т – устройство управления и защиты электропривода задвижки; БУКС-1Р – блок контроля и сигнализации;
 ПСУ-1Р – панель сигнализации и управления

надписями «Открывать, отключив от сети». Силовые клеммники отходящих присоединений имеют степень защиты от соприкосновения с токоведущими частями IP30, что позволяет производить подключение-отключение отдельных токоприемников без снятия напряжения с остальных модулей.

На рис. 5.19 приведена принципиальная электрическая схема вводных модулей типа МВВ-100(250), а на рис. 5.20 — модуля задвижки типа МВЗ-10-63М.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите требования, предъявляемые к рудничной аппаратуре управления и защиты.
2. Чем определяется надежность и удобство в эксплуатации электрооборудования?
3. Перечислите виды защиты, применяемые в рудничной аппаратуре.
4. Чем обеспечивается нулевая защита?
5. Чем обеспечивается защита от потери управляемости?
6. Какие виды защит обеспечиваются автоматическим взрывобезопасным выключателем типа АВ-320ДО?
7. Приведите отличительные особенности автоматических выключателей нового поколения типа АВВ-400/250 и АВ-250/400.
8. Назовите типы рудничных взрывобезопасных магнитных пускателей.
9. Опишите устройство магнитного пускателя серии ПВИ.
10. Каковы особенности магнитных пускателей нового поколения? Назовите их отличительные особенности.
11. Необходимость применения магнитных станций управления.
12. Опишите функциональные возможности КАВ-УХЛ5-ВВ.
13. Особенности применения аппаратуры управления и защиты в подземных горных выработках при строительстве городских подземных сооружений.

14. Перечислите типы защиты, используемые в рудничных пускателях исполнения РН.
15. Каковы функциональные возможности рудничных автоматических выключателей типа ВР, используемых в городском подземном строительстве?
16. Чем осуществляется защита от перегрузки и токов КЗ в рудничных пускателях типа ПР?
17. Устройство и назначение рудничных станций управления электроприводами типа СУЭП.

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Аппаратура управления и защиты рудничного взрывобезопасного исполнения.
2. Устройство и принцип работы взрывобезопасного автоматического выключателя типа АВ.
3. Пускатели серии ПВИТ.
4. Магнитная станция управления СУВ-630.
5. Рудничный автоматический выключатель типа ВР.
6. Виды защит магнитного рудничного пускателя серии ПР.
7. Устройство и функциональные возможности рудничной станции управления электроприводами типа СУЭП-100.

6. ПОДЗЕМНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

6.1. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Распределение и преобразование электрической энергии в подземных выработках горных предприятий осуществляется на подземных подстанциях, которые могут быть стационарными и передвижными. К стационарным подземным подстанциям относятся:

- центральная подземная подстанция (ЦПП), которая предназначена для распределения электрической энергии к

высоковольтным распределительным подземным пунктам (РПП), участковым трансформаторным подстанциям, а также для питания высоковольтных электроприемников околоствольного двора. Высоковольтный РПП предназначен для распределения электроэнергии участковым передвижным понижающим подстанциям;

- участковая стационарная подстанция, служащая для понижения напряжения 6 (10) кВ до 380, 660 или 1140 В с дальнейшим распределением электроэнергии к низковольтным распределительным пунктам подземных горных работ;

- преобразовательная подстанция, понижающая напряжение и преобразующая переменный ток в постоянный ток для питания тяговой сети.

Основным оборудованием подземных подстанций являются комплектные распределительные устройства (КРУ), силовые трансформаторы, преобразовательные агрегаты, коммутационная аппаратура напряжением до 1 кВ (см. гл. 5).

6.1.1. Комплектные распределительные устройства

КРУ предназначены для защиты сетей и управления высоковольтными электроприемниками, а также для распределения электрической энергии напряжением 6 (10) кВ. В комплект КРУ входит коммутационная, защитная и измерительная аппаратура. К коммутационной аппаратуре относятся разъединители и выключатели. В качестве защитной аппаратуры используются реле максимального тока, а также реле напряжения, осуществляющее нулевую и минимальную защиту. Измерительные устройства включают в себя трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для питания цепей защиты, управления, сигнализации, а также измерительные приборы (амперметры, вольтметры) и др.

Распределительные устройства серии КРУВ-6В-УХЛ5 для применения в подземных горных выработках, опасных по газу или пыли, выпускаются с электромагнитным или вакуумным выключателем во взрывобезопасном исполнении. На рис. 6.1

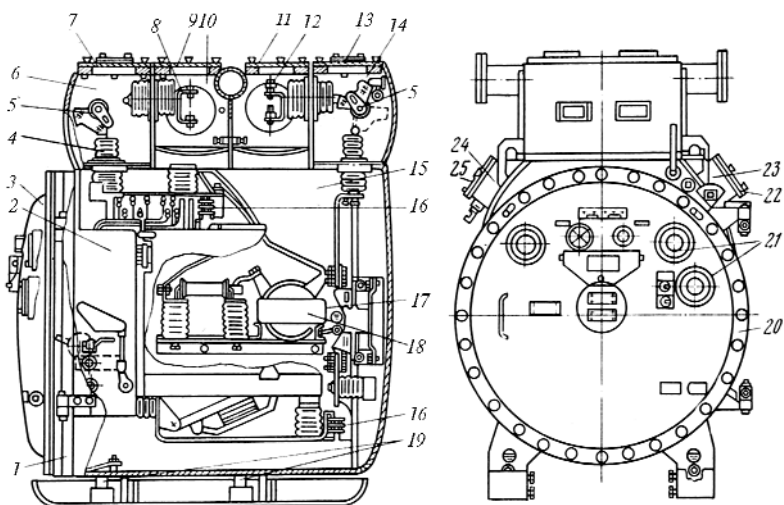


Рис. 6.1. Устройство КРУВ-6:

1 – корпус; 2 – выключатель; 3 – дверь камеры выключателя; 4 – проходные изоляторы; 5 – разъединитель; 6, 14 – камеры разъединителей; 7, 9, 11, 13, 22, 25 – крышки камер; 8 – зажим для присоединения кабелей, шин; 10, 12 – вводные камеры; 15 – камера выключателя; 16 – штепсельные разъемы; 17 – трансформатор тока; 18 – трансформатор напряжения; 19 – винтовые домкраты; 20 – блокировочное кольцо; 21 – смотровые окна

представлено КРУ с электромагнитным выключателем ВЭВ-6, в котором гашение дуги происходит в многощелевой дугогасительной камере в воздушной среде.

Шкафы КРУВ-6 с маркировкой по взрывозащите РВ 4ВИА с искробезопасными цепями управления выпускаются: вводные (В), секционные (С), отходящих присоединений (ОП) и отходящих присоединений со встроенными трансформаторами нулевой последовательности (ОН). По своей конструкции вводной, секционный шкафы и шкаф отходящих присоединений аналогичны, имеют одинаковые основные и присоединительные размеры и отличаются друг от друга только устанавливаемой внутри аппаратурой.

Усовершенствованная схема управления и защиты КРУВ-6 обеспечивает:

- оперативное ручное (с помощью рукоятки), местное (с помощью кнопок) и дистанционное (с помощью выносного пульта) включение и отключение;

- отключение отходящих присоединений для производства осмотров и ремонтов;

- возможность подключения контактов реле внешних дополнительных устройств защиты и контроля (защиты от несимметричных режимов, газовой защиты, аппаратуры контроля воздуха), устройств телемеханики и технологической автоматики;

- электрическую блокировку против подачи напряжения на отходящее присоединение с сопротивлением утечки на землю ниже 360 кОм, а также на отходящее присоединение, отключенное защитой от токов короткого замыкания на землю;

- блокировку против повторного включения при отказе механизма, удерживающего выключатель во включенном положении;

- функциональную проверку исправности максимальной токовой защиты на контрольной уставке, блокировочного реле утечки и защиты от однофазных замыканий на землю;

- местную (механическую и электрическую) и дистанционную (в пульте дистанционного управления) сигнализацию о включенном и отключенном положении выключателя;

- сигнализацию о срабатывании блокировочного реле утечки;

- сигнализацию о срабатывании защиты от токов короткого замыкания и защиты от токов перегрузки (для шкафов отходящих присоединений);

- сигнализацию о срабатывании защиты от однофазных замыканий на землю;

- защиту от токов перегрузки и защиту асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором от пусковых токов недопустимой продолжительности;

- защиту от токов короткого замыкания;
- направленную защиту отходящего присоединения от однофазных замыканий на землю;
- защиту минимального напряжения;
- автоматическое однократное повторное включение (АПВ);
- автоматическое включение резерва;
- искробезопасность входных цепей устройства дистанционного управления и защиту от потерь управляемости при замыкании или обрыве жил дистанционного управления;
- защиту от самовключений при кратковременном повышении напряжения;
- блокировку против включения выключателя с двух мест (местного и дистанционного);
- возможность отключения (при необходимости) устройства защиты минимального напряжения;
- возможность крепления к внешней стороне оболочки и подключения к шкафу датчика учета электроэнергии.

Техническая характеристика КРУВ-6

Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А:	
вводных и секционных шкафов 100, 160, 200, 320, 400, 630	
шкафов ОП	20, 32, 40, 50, 80, 100, 160, 200, 320, 400
сборных шин	630
Номинальный ток отключения, кА	9,6
Ток динамической стойкости (амплитудное значение), кА	25
Мощность отключения, МВ·А	100
Габаритные размеры, мм	1050x1420x1350
Масса, кг	1200

На горных предприятиях, не опасных по газу или пыли, применяются КРУ в нормальном или рудничном исполнении на напряжение 6 кВ. Широкое распространение на предприятиях горного профиля с подземной разработкой в

последнее время получили КРУ типа КРУ-РН-6-РТ (ВНТ) – комплектные распределительные устройства рудничного нормального исполнения с трехфазными разъединителями или трехфазными выключателями нагрузки и КРУ типа КРУЭ-РН-6 – комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией. Вышеперечисленные КРУ выпускаются в трех модификациях: вводное, секционное и отходящих присоединений.

Комплектное распределительное устройство КРУЭ-РН-6 обеспечивает оперативное (ручное, местное и дистанционное) включение и отключение; закорачивание и заземление отходящих присоединений при производстве осмотра и ремонта; защиту от токов перегрузки и КЗ; защиту высоковольтных асинхронных электродвигателей от пусковых токов недопустимой продолжительности; минимальную защиту; защиту от потери управляемости при обрыве жил дистанционного управления. КРУЭ-РН-6 осуществляет электрическую блокировку против подачи напряжения на отходящие присоединения с сопротивлением утечки относительно земли ниже допустимой величины; однократное автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматический ввод резерва (АВР); блокировку против повторного включения при отказе механизма, удерживающего выключатель во включенном положении; функциональную проверку исправности максимальной токовой защиты и БРУ; сигнализацию о срабатывании максимальной токовой защиты и БРУ. КРУЭ-РН-6 снабжено вакуумным выключателем, разъединителем и реле защиты.

Ячейки КРУЭ-РН-6 в зависимости от функциональных возможностей и конструктивных особенностей имеют следующие модификации:

- КРУЭ-РН-6-В1(В2)-О-630-УХЛ5 – ячейка вводная для одиночной установки;
- КРУЭ-РН-6-С-О-630-УХЛ5 – ячейка секционная для одиночной установки;

- КРУЭ-РН-6-О-О-630-УХЛ5 — ячейка отходящего присоединения для одиночной установки;
- КРУЭ-РН-6-В1(В2)-Г-630-УХЛ5 — ячейка вводная для групповой установки;
- КРУЭ-РН-6-С-Г-630-УХЛ5 — ячейка секционная для групповой установки;
- КРУЭ-РН-6-О-Г-630-УХЛ5 — ячейка отходящего присоединения для групповой установки.

Техническая характеристика ячеек КРУЭ-РН-6

Номинальные токи вводных

и секционных ячеек, А 300, 400, 630

Номинальные токи

отходящих ячеек, А 50, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 630

Габаритные размеры (ширина х высота х глубина), мм:

вводной и секционной ячеек 750х1700х1000

отходящей ячейки 500х1700х1000

Высота цоколя (подставка

для подвода кабелей снизу), мм.....350

Масса, кг 180

На рис. 6.2 приведена схема главных цепей ячеек КРУЭ-РН-6.

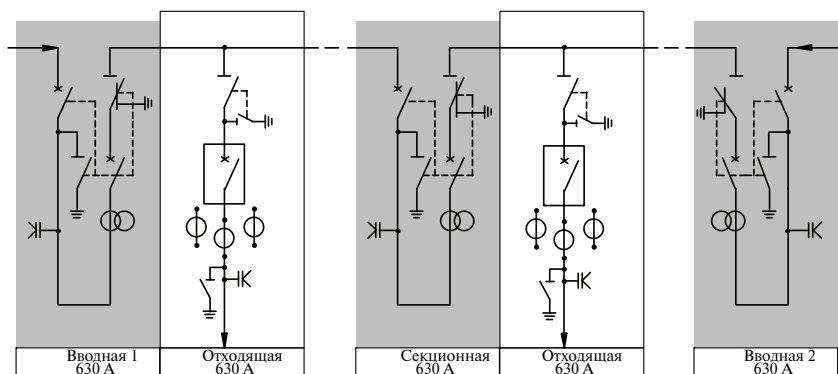


Рис. 6.2. Схема главных цепей ячеек КРУЭ-РН-6

6.1.2. Шахтные трансформаторы

Для преобразования электрической энергии при электро-снабжении подземных горных работ на предприятиях горного профиля применяются трансформаторы. На предприятиях, опасных по газу и пыли, применяются взрывобезопасные трансформаторы: ТСВ – трансформаторы сухие взрывобезопасные с кремнийорганической изоляцией и ТКШВ – трансформаторы с кварцевым заполнением шахтные взрывобезопасные. В подземных горных выработках предприятий, не опасных по газу и пыли, в последнее время широкое распространение получили трансформаторы типа ТСЗ – трансформатор сухой защищенный.

Независимо от типа конструкции шахтный трансформатор состоит из активной части (собственно трансформатора), обмотки вводного устройства высшего напряжения (ВН), вводного устройства низшего напряжения (НН), ходовой части. Конструкция шахтного трансформатора определяется применяемым способом обеспечения взрывозащиты и системой охлаждения активной части. Особенностью конструкции кварцenaполненного трансформатора, к примеру, является система охлаждения, использующая принцип теплопередачи, в основе которой лежит испарительно-конденсационный процесс.

Магнитопровод трансформатора типа ТКШВ – трехфазный, стержневой, изготовлен из холоднокатаной трансформаторной стали и расположен так, что стержни с обмотками находятся в горизонтальном положении. Обмотки трансформатора выполнены чередующимися в виде двойных дисковых катушек, что обеспечивает высокую динамическую стойкость при коротких замыканиях. Катушки ВН и НН изолированы друг от друга изоляцией типа «моноклит», класс нагревостойкости *F*. Вводное отделение имеет один кабельный ввод под силовые кабели марки СБ или ЭВТ диаметром до 40 мм. Вводное отделение НН имеет три ввода под силовые кабели марки ЭВТ, КГЭШ или СБ диаметром до 60 мм и один под контрольный кабель диаметром до 30 мм.

Наибольшее распространение в подземных горных выработках предприятий, опасных по газу и пыли, получили сухие тран-

сформаторы типа ТСВ с воздушной системой охлаждения. В данной конструкции, в отличие от кварцenaполненного трансформатора, стержни магнитопровода расположены вертикально. Обмотки НН выполнены цилиндрическими двухслойными, обмотки ВН — многослойными или непрерывными катушечными. Система охлаждения активной части трансформатора, заключенного внутри герметичного корпуса, в которой в качестве теплоносителя служит воздух, недостаточно эффективна по сравнению с системой охлаждения кварцenaполненных трансформаторов, что приводит к повышению рабочей температуры обмоток и магнитопровода. Это привело к необходимости применения кремнийорганической изоляции класса нагревостойкости *H*. Для улучшения охлаждения поверхность оболочки делается ребренной или гофрированной. На боковой стенке оболочки (кожуха) расположен люк, обеспечивающий доступ к панели регулировочных отводов обмотки ВН. Взрывонепроницаемость этого типа оболочек трансформаторов обеспечивается посредством щелевой (фланцевой) взрывозащиты. В конструкции трансформаторов ТСВ используются устройства разгрузки давления взрыва.

Трансформаторы типа ТСЗ выпускаются с литой изоляцией и нашли широкое применение как в повседневном электроснабжении, так и в электроснабжении крупных промышленных предприятий, в том числе при строительстве городских подземных сооружений. Данные трансформаторы обладают следующими достоинствами:

- безопасность (трансформаторы обладают свойствами самоугасания и в случае пожара не выделяют ядовитых газов);
- экономичность (не требуют частых осмотров, отсутствует необходимость контроля над состоянием трансформаторного масла или силикагеля);
- стойкость к воздействию внешних факторов, возникающих при каких-либо нарушениях нормальной работы питающей сети;
- работа в температурном режиме от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$;

- обмотки ВН и НН выполняются фольгой, а не проводом;
- литая изоляция обмотки ВН, изготавливаемая в вакууме из эпоксидной смолы, обеспечивает хорошую межвитковую изоляцию и хорошее качество поверхности трансформатора;
- изоляция обмотки НН выполняется из эпоксидной смолы по новейшей технологии «pre-preg»;
- сердечники сухих трансформаторов, выполненные по технологии изготовления «STEP-LAP», позволяют снизить потери холостого хода и уровень шума.

В табл. 6.1 приведена техническая характеристика силовых сухих трансформаторов типа ТСЗ.

6.2. ЦЕНТРАЛЬНЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

ЦПП служит для приема электроэнергии с поверхности горного предприятия (от ГПП) и распределения ее между подземными подстанциями, распределительными пунктами и электро-

Таблица 6.1

Техническая характеристика трансформаторов ТСЗ
(номинальное напряжение ВН – 6(10) кВ)

Номинальная мощность, кВ·А	Напряж. КЗ, %	Потери, Вт		Размеры, мм			Масса, кг
		ХХ	КЗ	Ширина	Глубина	Высота	
100	4,0	480	1500	1520	650	1100	750
				1800	1100	1600	990
160	4,0	530	2300	1520	650	1150	850
				1800	1100	1600	1090
250	4,0	820	2900	1650	770	1150	1185
				2000	1160	1600	1430
400	5,0	1000	4300	1700	770	1300	1550
				2000	1160	1740	1800
630	5,5	1370	6200	2130	1000	1560	1950
				2300	1250	1950	2550
1000	6,0	1900	8500	2350	1000	1900	2695
				2400	1250	2200	3395
1600	8,0	2800	11000	2350	1000	2000	4050
				2400	1250	2300	4950

приемниками. В ЦПП осуществляется также преобразование электроэнергии для питания электроприемников околоствольного двора. ЦПП представляет собой камеру с огнестойкой крепью, в которой расположены распределительные устройства высокого напряжения РУ-6(10) кВ, понизительные трансформаторы (подстанции) и распределительный пункт низшего напряжения. Размеры камеры определяются габаритами установленного электрооборудования и размерами монтажных проходов согласно отраслевым ПБ.

Согласно ПБ 03-428–02 «Правила безопасности при строительстве подземных сооружений» [16] камеры электрических установок должны размещаться в специальных выработках. Допускается, если позволяют габариты, устройство в соответствии с проектом распределительного пункта в камере антресольного типа на перекрытии в околоствольном дворе. Камеры длиной более 10 м должны иметь два выхода, расположенные в наиболее удаленных друг от друга частях камеры. Камеры электрических установок должны быть выполнены из негорючих материалов и оборудованы согласно требованиям норм противопожарной защиты.

При строительстве горных и коммунальных тоннелей, а также при строительстве подземных сооружений открытым способом камеры электрических установок и распределительные пункты могут располагаться в специальных негорючих помещениях на поверхности.

Уровень пола камер распределительных устройств и трансформаторных подстанций должен быть выше отметки головки рельсов не менее чем на 0,5 м. Камеры необходимо закрывать металлическими дверями, которые должны открываться наружу и не препятствовать в открытом положении движению по выработке. Сплошные металлические двери должны быть с вентиляционными окнами, закрываемыми при необходимости прекращения доступа воздуха в камеру.

Токоведущие части распределительных устройств, щитов, сборок, доступные для неэлектротехнического персонала, должны быть

защищены сплошными ограждениями. Полы в камерах электро-распределительных пунктов перед распределительным щитом и позади него на всю длину щита должны быть покрыты:

- при напряжении до 380 В включительно — деревянными решетками на изоляторах или диэлектрических ковриках;
- при напряжении более 380 В — деревянными решетками на изоляторах, дополнительно покрытых диэлектрическими ковриками.

Проходы вокруг распределительных устройств должны быть шириной не менее 0,8 м. Неизолированные токоведущие части, находящиеся над проходом на высоте менее 2,2 м, должны быть ограждены сплошным сетчатым ограждением. В подходных и транспортных временных подземных выработках высоковольтные силовые трансформаторы следует устанавливать по проекту в нишах с бетонной или металлической обделкой. Камеры распределительных устройств располагают на трассе строящегося тоннеля вблизи от размещения основных потребителей элек-

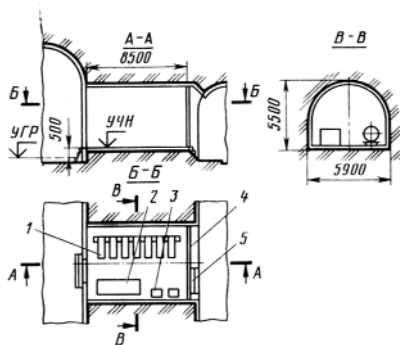


Рис. 6.3. ЦПП:

1 — ячейки КРУ; 2 — трансформатор;
3 — автоматические выключатели;
4 — решетчатая перегородка; 5 — решетчатая дверь

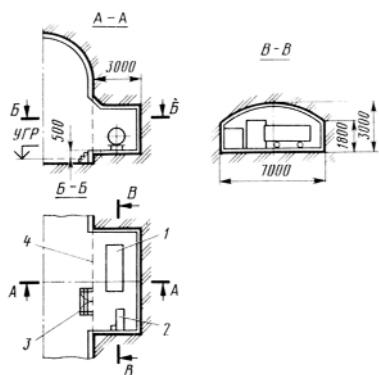


Рис. 6.4. Участковая ТП:

1 — трансформатор; 2 — ячейка КРУ;
3 — решетчатая дверь; 4 — решетчатая перегородка

троэнергии. На рис. 6.3 и рис. 6.4 представлены центральная подземная и участковая трансформаторная подстанции.

Камеры ЦПП непосредственно примыкают к камерам главного водоотлива. Схемы питания ЦПП представлены на рис. 6.5. При значительной подземной нагрузке, когда невозможно обеспечить питание ЦПП, расположенной на одном горизонте, по двум кабелям (рис. 6.5, а), используется секционирование и устройство четырех вводов (рис. 6.5, б). В данной схеме предусматриваются два самостоятельных распределительных устройства, не связанных друг с другом. При разработке двух рабочих горизонтов и более применяются схемы (рис. 6.5, в, г), предусматривающие сооружение ЦПП на каждом горизонте.

Для обеспечения надежности в ЦПП предусматриваются раздельная работа вводов, секционирование систем шин РУ-6(10) кВ, а также раздельная работа трансформаторов. Электроустановки, состоящие из нескольких рабочих или резервных агрегатов (насосы главного водоотлива, трансформаторы, установленные в ЦПП), присоединяются к разным секциям шин.

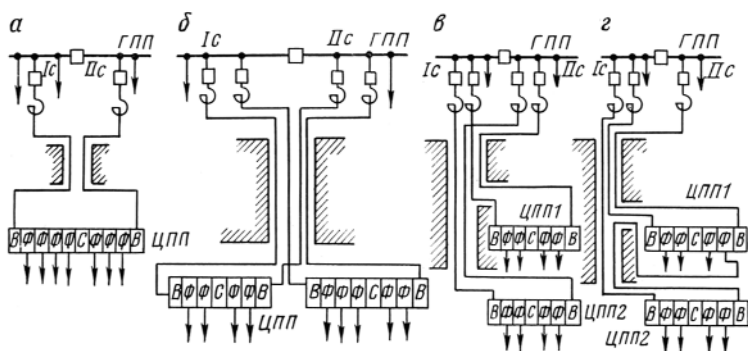


Рис. 6.5. Схемы питания ЦПП

6.3. ПЕРЕДВИЖНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

6.3.1. КТП в подземных горных выработках предприятий, опасных по газу и пыли

Для питания электроприемников очистных и подготовительных участков шахт и рудников широко применяются передвижные комплектные трансформаторные подстанции (КТП). Высокая мобильность, компактность КТП, совмещение в едином агрегате источника питания, коммутационной и защитной аппаратуры в наибольшей степени соответствуют условиям электроснабжения энергоемкого оборудования современных технологических процессов при добыче полезных ископаемых подземным способом.

В настоящее время промышленностью Украины и Российской Федерации выпускаются целые группы передвижных трансформаторных подстанций: ТСВП и КТПВ (Украина), КТПВБ и КТСВП (Россия). На рис. 6.6 представлен общий вид комплектной силовой взрывобезопасной подстанции серии КТСВП-УХЛ5-ВВ с вакуумным выключателем, выпускаемой ОАО «ЭНЕРГИЯ ХОЛДИНГ» (г. Новокузнецк). Данная подстанция предназначена для электроснабжения трехфазным током электроприемников, установленных в подземных выработках, опасных по газу (метану) и (или) пыли, а также для обеспечения защиты от токов утечки и максимальной токовой защиты линий низшего напряжения.

Комплектная трансформаторная силовая взрывобезопасная подстанция серии КТСВП состоит из распределительного устройства высшего напряжения РУВН (1 на рис. 6.6), отделения силового трансформатора 2 и распределительного устройства низшего напряжения РУНН 3, состоящего из различных сочетаний следующих секций:

- секции группового вакуумного выключателя;
- секции магнитной станции на 3 присоединения (СМС3);
- секции магнитной станции на 6 присоединений (СМС6);
- секции агрегата пускового шахтного (АПШ);
- секции автоматики (концевая секция).

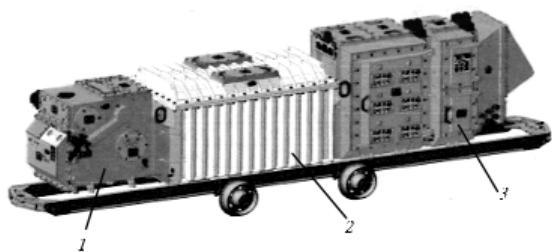


Рис. 6.6. Общий вид подстанции КТСВП-УХЛ5-ВВ

Все части подстанции установлены на разборной раме с ходовой частью, состоящей из стандартных скатов шахтных вагонеток. Ширина колеи — 900 мм.

РУВН — распределительное устройство высшего напряжения с вакуумной коммутационной техникой и микроконтроллерной аппаратурой защиты и автоматики содержит следующую аппаратуру и приборы: микроконтроллерный блок защиты присоединений МКЗП-6-1Ш; блок контроля изоляции БКИ; протокол обмена *ModBus RTU* с интерфейсом *RS-485*, позволяющий вести запись 256 аварийных событий, доступ-пароль; высоковольтный вакуумный выключатель; блок питания; блок управления; ограничители перенапряжения нелинейные ОПН; трансформатор оперативного напряжения; датчики тока; высоковольтный предохранитель; трансформатор собственных нужд.

В отделении силового трансформатора находится трансформатор *TZEG*, который обладает большой стойкостью к токам КЗ.

РУНН — распределительное устройство низшего напряжения, со встроенной станцией управления (магнитной станцией) управляет возможным числом независимых отводов от 2 до 18. РУНН содержит: трансформаторы собственных нужд с искробезопасной обмоткой; измерительные трансформаторы; блоки сопротивлений; ограничители перенапряжения; помехоподавляющий блок *R — C*; выключатель освещения *SQ*, микроконтроллерные блоки защиты присоединений МКЗП-6-1Ш; блоки контроля изоляции БКИ-1.2-1Ш, БКИ-1.2-2Ш, обеспечивающие защиту от междуфазных коротких замыканий МТЗ-1; защиту от пусковых токов недопустимой продолжительности МТЗ-2; защиту от перегрузки МТЗ-3; защиту

минимального напряжения; защиту от несимметрии фазных токов и от обрыва фаз; защиту от затянувшегося пуска; защиту по току утечки (совместно с БКИ); релейную защиту, диагностику, управление, сигнализацию, измерение и контроль. Использование аналого-цифровой и микроконтроллерной элементной базы позволяет обеспечить высокую точность измерений, постоянство характеристик, управление выключателем или контактором.

В табл. 6.2 приведена основная техническая характеристика трансформаторных подстанций типа КТСВП-УХЛ5-ВВ.

Таблица 6.2

Техническая характеристика КТСВП

Параметры	КТСВП3-160/6-0,69/0,4	КТСВП1(2;3)-250/6-0,69/0,4	КТСВП1(2;3)-400/6-1,2/0,69	КТСВП1(2;3)-630/6-1,2/0,69	КТСВП1(2;3)-1000/6-1,2/0,69	КТСВП3-1250/6-1,2/0,69	КТСВП3-1500/6-1,2	КТСВП3-2000/6-1,2	КТСВП3-2500/6-1,2	КТСВП3-3000/6-3,3
Номинальная мощность, кВ·А	160	250	400	630	1000	1250	1500	2000	2500	3000
Номинальное первичное напряжение, В	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Номинальное вторичное напряжение, В	690/400	690/400	1200/690	1200/690	1200/690	1200/690	1200	1200	1200	3300
Номинальный ток (ВН), А	15,4	24,1	38,5	61,0	96,8	120	150	187,7	234,4	289
Номинальный ток (НН), А	133/231	209/306	193/335	304/515	482/832	601/1037	788	986	1231	525
Напряжение короткого замыкания, %	3,5	3,5	3,5	3,5	5	4,5	4,5	4	4	4
Потери холостого хода, Вт	800	1000	1600	1800	2600	2900	3500	3700	4400	5300
Потери короткого замыкания при температуре 115 °С, Вт	1850	2300	2800	4200	6000	8000	8200	9500	11000	11500

6.3.2. КТП в подземных горных выработках предприятий, не опасных по газу и пыли

В подземных горных выработках предприятий, не опасных по газу и пыли, согласно Правилам безопасности при строительстве подземных сооружений [16] должны применяться электрические аппараты рудничного нормального исполнения РН. В настоящее время широкое применение для строительства подземных сооружений нашли комплектные трансформаторные подстанции рудничные типа КТП-РН-6/0,4(0,69), которые предназначены не только для электроснабжения электроприемников, но и для обеспечения защиты от токов утечки, перегрузки и максимальной токовой защиты линий низшего напряжения. На рис. 6.7 дана структура условного обозначения.

Комплектная трансформаторная подстанция типа КТПН-РН-6/0,4(0,69) состоит из отсека распреустройства высокого напряжения РУВН с элегазовым выключателем; отсека силового трансформатора и отсека распреустройства низшего напряжения РУНН.

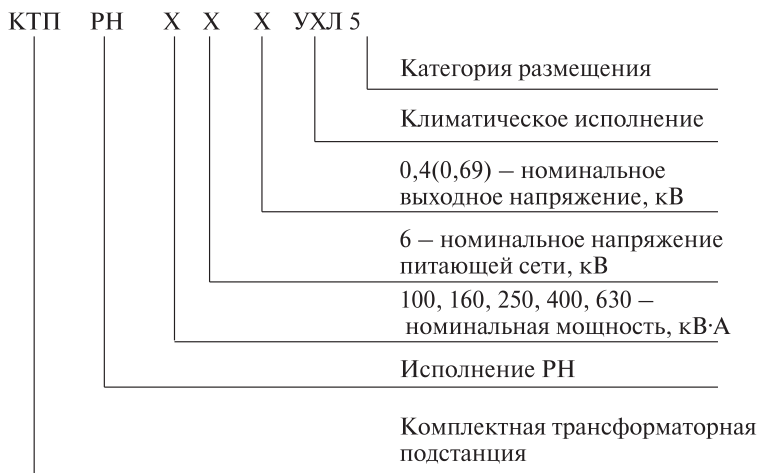


Рис. 6.7. Структура условного обозначения КТП-РН

РУВН осуществляет:

- ручное включение-отключение напряжения 6 кВ элегазовым выключателем при номинальной нагрузке;
- дистанционное включение-отключение напряжения 6 кВ элегазовым выключателем с двигательным приводом;
- защиту от токов КЗ обмотки трансформатора 6 кВ встроенными предохранителями.

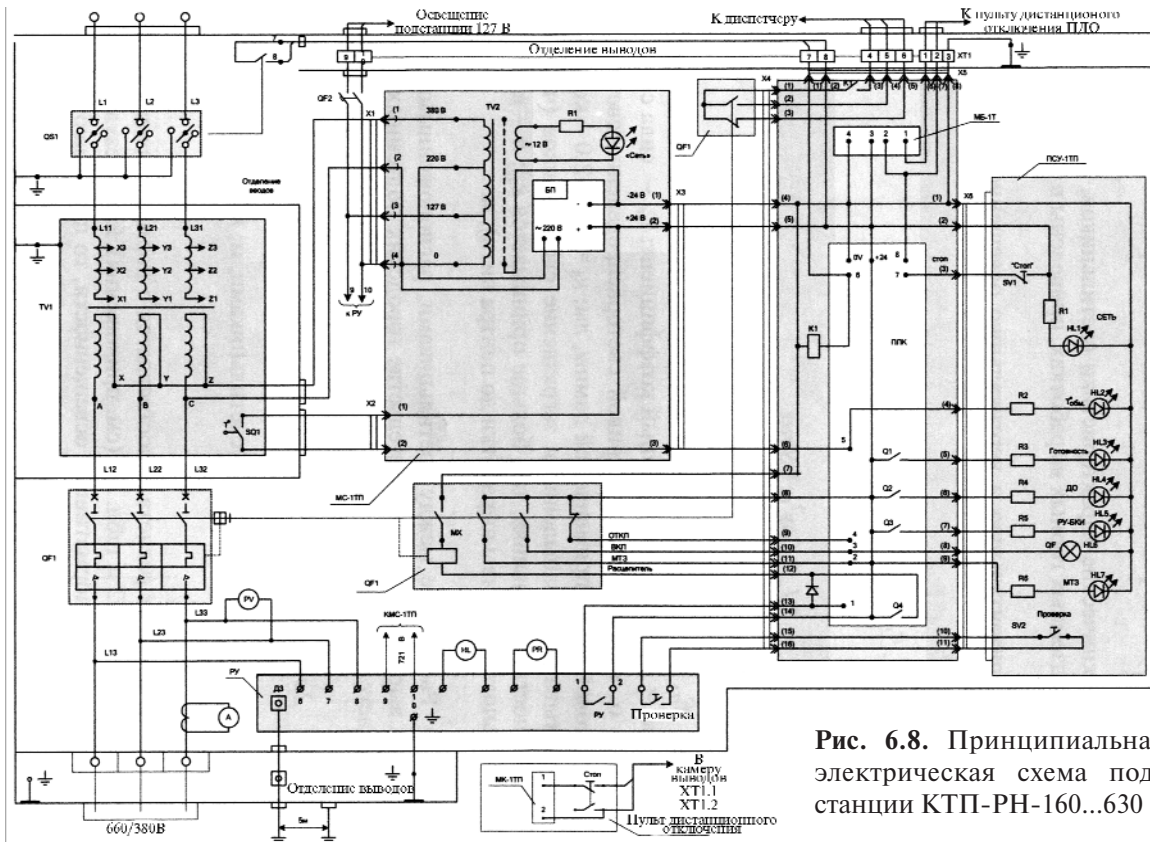
РУНН осуществляет:

- местное отключение;
- ручное включение-отключение;
- дистанционное отключение и управление;
- защиту от токов КЗ и перегрузки;
- защиту от утечек тока (встроенное реле утечки);
- блокировку, не допускающую подачу напряжения в присоединение с низким сопротивлением изоляции;
- температурную защиту трансформатора;
- измерение тока нагрузки, напряжения и сопротивления изоляции отходящего присоединения;
- проверку исправности действия реле утечки и блокировочного реле утечки.

Таблица 6.3

**Техническая характеристика комплектной подстанции
КТП-РН-6/0,4(0,69)**

Подстанция КТП-РН	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	Номинальное напряжение, В		Напря- жение КЗ, %	Потери КЗ, Вт	Габариты ($L \times B \times H$), не более, мм	Масса, кг
		ВН	НН				
160-6/ 0,4(0,69)	160	6000 ± 5 %	690/ 400	5,8	1610	2800×990×1150	1200
250-6/ 0,4(0,69)	250			6,1	3200	3200×1100×1250	1550
400-6/ 0,4(0,69)	400			6,4	4100	3500×1100×1380	1940
630-6/ 0,4(0,69)	630			6,6	6800	3500×1140×1490	2430



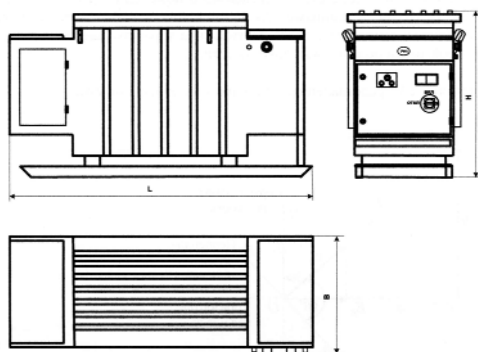


Рис. 6.9. Габаритные размеры подстанции типа КТП-РН

С помощью РУНН выполняется светодиодная сигнализация:

- о наличии напряжения «СЕТЬ»;
- включенном состоянии автоматического выключателя «QF»;
- срабатывании защиты от токов КЗ и перегрузки «МТЗ-П»;
- срабатывании реле утечки или дистанционном отключении «РУ-ДО»;
- срабатывании блокировочного реле утечки «БКИ»;
- исправности цепей дистанционного отключения (управления) «БУКС».

В табл. 6.3 приведена основная техническая характеристика подстанции КТП-РН, на рис. 6.8 — принципиальная электрическая схема, а на рис. 6.9 — ее габаритные размеры.

6.4. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Стационарные преобразовательные подстанции (зарядные или тяговые) входят в комплекс электрохозяйства электровозной откатки аккумуляторными или контактными электровозами.

На горных предприятиях с подземной разработкой, опасных по газу и пыли применяются аккумуляторные электровозы. Заряд аккумуляторных батарей осуществляется в зарядных подстанциях, основным оборудованием которых являются силовой

трансформатор, полупроводниковый выпрямитель, аппаратура управления и контроля. Преобразовательная подстанция и вспомогательные устройства располагаются в отдельных камерах и вместе с ремонтной мастерской составляют комплекс камер подземного электровозного депо. В соответствии с ПБ камеры для зарядки аккумуляторных батарей должны проветриваться обособленной струей свежего воздуха с направлением струи от камеры преобразовательной подстанции к зарядной и далее — в исходящую общешахтную струю. Для заряда аккумуляторных батарей электровозов применяют зарядные устройства.

В подземных горных выработках горных предприятий, не опасных по газу и пыли, широко применяется контактная электровозная откатка, для питания которой сооружаются тяговые подстанции, служащие для преобразования переменного тока напряжением 6(10) кВ в постоянный ток напряжением 275 В и передачи его в контактную сеть подземного транспорта.

Для преобразования трехфазного переменного напряжения в постоянный ток применяются рудничные автоматизированные тяговые преобразовательные установки типа АТПУ, работающие совместно с сухими трансформаторами типа ТСП, или автоматизированные тяговые передвижные подстанции типа АТПП-РН-0,4/0,23 (их технические характеристики приведены в табл. 6.4 и табл. 6.5).

Таблица 6.4

Характеристика трансформаторной сухой подстанции типа ТСП

Тип трансформатора	Тип питаемой преобр. уст-ки	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	$U_{\text{ном}},$ В		$\mu_{\text{КЗ}}, \%$	$P_{\text{ХХ}},$ Вт	$P_{\text{КЗ}},$ Вт	Габариты, мм
			ВН	НН				
ТСП-РН-160-6/0,23	АТПУ 500/275Р	160	6000	230	6,1	784	1612	2050x810x1200
ТСП-РН-250-6/0,23	АТПУ 800/275Р	250	6000	230	6,3	850	1930	2150x810x1200
ТСП-РН-320-6/0,23	АТПУ 1000/275Р	320	6000	230	6,5	1080	2890	2150x840x1300
ТСП-РН-400-6/0,23	АТПУ 1250/275Р	400	6000	230	6,5	1200	4600	2260x940x1380

Таблица 6.5

Характеристика тяговых трансформаторных подстанций

Технические параметры	АТПП-РН-0,4/0,23			АТПУ-0,23			
	АТПП-200/275	АТПП-320/275	АТПП-500/275	АТПУ-500/275Р	АТПУ-800/275Р	АТПУ-1000/275Р	АТПУ-1250/275Р
Напряжение питающей сети, В	400			230			
Напряжение постоянного тока, В	275			275			
Номинальная величина постоянного тока, А	200	320	500	500	800	1000	1250
Режим работы	Длительный						
Схема выпрямления	Трехфазная мостовая						
Способ охлаждения	Естественный (принудительный вентилятором при $t > 65^{\circ}\text{C}$)						
Габариты, мм	1800x980x1400			1110x1540x480			
Масса, кг	500	900	1250	250			

Автоматизированные тяговые преобразовательные установки рудничные типа АТПУ-500/275Р..АТПУ-1250/275Р нового поколения имеют следующие особенности:

- в составе блока выпрямителей применены диоды и тиристоры с высокой перегрузочной способностью по току и напряжению;
- блок выпрямителей собран в кассету, которая легко выдвигается по направляющим, что облегчает ее осмотр и техническое обслуживание;

- для принудительного обдува блока выпрямителей установлен малогабаритный слабозумный осевой вентилятор (включается датчиком контроля температуры, встроенным в радиатор тиристора);

- схема управления и защиты собрана в едином блоке БУЗ в защищенном от пыли и влаги корпусе с разъемным кабельным соединением;

- защита от токов КЗ и перегрузки комбинированная, двухступенчатая:

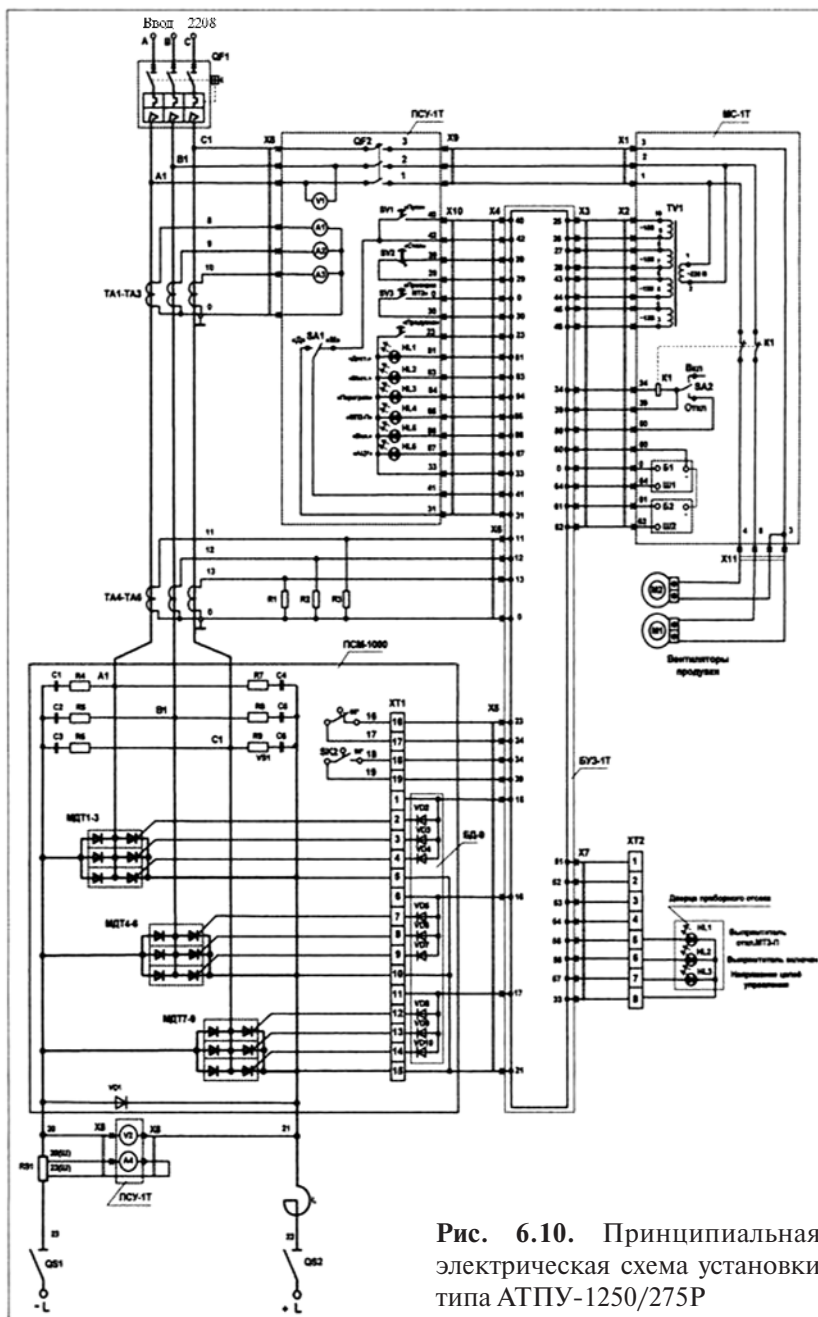
- 1-я ступень — блок управления и защиты БУЗ-1. Блок осуществляет быстродействующую электронную защиту от токов КЗ (МТЗ) и перегрузки из расчета номинальной нагрузки, с воздействием на отключение силовых тиристоров с дублированием отключения автоматического выключателя через независимый расцепитель при задержке отсечки тиристорov;

- 2-я ступень — автоматический выключатель. Выключатель защищает установку от токов КЗ, перегрузки, неполнофазного режима, в том числе и при выходе из строя силовых вентилей. Расцепитель выключателя отключает автоматический выключатель при установленных значениях тока нагрузки I_r и тока КЗ. Преимущество расцепителя — простота задания характеристик выключателя. Задаются только рабочий ток $I_r = (0,4-1)I_n$ и уровень выключателя расцепителя при КЗ $4I_r$ или $12,5I_r$;

- схема управления установки после срабатывания защиты от перегрузки блоком БУЗ-1 с выдержкой времени 5—8 с автоматически включает блок выпрямителей, что обеспечивает бесперебойность питания контактной сети;

- наличие пульта управления дистанционного управления позволяет диспетчеру оперативно включать, отключать и контролировать состояние установки.

На рис. 6.10 приведена принципиальная электрическая схема установки типа АТПУ-1250/275Р.



КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие подстанции относятся к стационарным подземным подстанциям?
2. Что представляет собой КРУ?
3. Опишите устройство КРУВ-6.
4. Опишите функциональные возможности КРУВ-6.
5. Какие типы комплектных распределительных устройств в исполнении РН Вы знаете?
6. Какие виды трансформаторов применяются в подземных горных выработках?
7. Опишите достоинства трансформаторов типа ТСЗ.
8. Назначение и устройство центральной подземной подстанции.
9. Как устраивается ЦПП на объектах строительства городских подземных сооружений?
10. Нарисуйте схемы питания ЦПП.
11. Особенности комплектной трансформаторной подстанции взрывобезопасного исполнения типа КТСВП.
12. Устройство и функциональные возможности комплектной трансформаторной подстанции КТП-РН-6/0,4 (0,69).
13. Чем отличается АТПП от АТПУ?
14. Опишите функциональные возможности автоматизированной тяговой преобразовательной установки.

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Стационарные подземные подстанции.
2. Комплектное распредустройство КРУВ-6.
3. Распределительное устройство КРУ-РН.
4. Центральная подземная подстанция.
5. Комплектная взрывобезопасная подстанция КТСВП.
6. Комплектные трансформаторные подстанции для условий городского подземного строительства.
7. Автоматизированная тяговая преобразовательная установка типа АТПУ-500/275Р.

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ В ПОДЗЕМНЫХ ВЫРАБОТКАХ

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электрические сети, предназначенные для передачи и распределения электроэнергии в подземных выработках горных предприятий, выполняются кабелями, которые согласно ГОСТ Р 52372—2005 «Кабели гибкие и шнуры для подземных и открытых горных работ» [12] классифицируются:

- **по напряжению:**

- кабели силовые гибкие экранированные на номинальное напряжение до 10 кВ включительно для экскаваторов и других передвижных механизмов;

- кабели силовые гибкие экранированные и неэкранированные на номинальное напряжение до 3300 В включительно для передвижных машин, механизмов и самоходных вагонов;

- кабели особо гибкие экранированные на номинальное напряжение до 660 В включительно для шахтного бурильного электроинструмента;

- кабели гибкие шахтные на номинальное напряжение до 380 В включительно для цепей дистанционного управления, автоматики и контроля;

- шнуры для шахтных головных аккумуляторных светильников, сигнализаторов метана, переносных светильников местного освещения;

- **по назначению:**

- шнуры для шахтных головных аккумуляторных светильников (АС);

- кабели управления (У);

- кабели силовые для подземных передвижных механизмов и бурильного электроинструмента;

- кабели силовые для экскаваторов;

- **по степени гибкости:**
 - кабели гибкие (Г);
 - кабели особо гибкие (ОГ);
 - шнуры;
- **по материалу изоляции и оболочки:**
 - резина (Р) — если применена для изоляции или для оболочки;
 - резина (без обозначения) — если применена для изоляции и оболочки;
 - пластикат поливинилхлоридный (В);
- **по конструктивным элементам:**
 - с экранами эластичными (Э);
 - с экранами комбинированными (Эк);
 - без экранов;
 - с упрочняющими жгутами или сердечниками (Ж);
 - с обмоткой или оплеткой (О);
 - с броней (Б);
- **по нагревостойкости изоляции:**
 - нормальной нагревостойкости;
 - повышенной нагревостойкости (Т);
- **по климатическому исполнению;**
- **по форме сечения:**
 - плоские;
 - круглые.

В зависимости от прокладки и питаемых электроустановок силовые кабели можно разделить на следующие группы:

- бронированные и гибкие кабели для стационарной и полустационарной прокладки в различных выработках;
- гибкие кабели для питания передвижных механизмов;
- гибкие и особо гибкие кабели для питания ручных, колонковых электросверл, самоходных вагонов, а также различного ручного электроинструмента.

В табл. 7.1 приведены марки кабелей, применяемых в подземных выработках предприятий горного профиля, их назначение и конструктивные особенности.

Технические параметры кабелей, применяемых на горных предприятиях

Марка кабеля	Напряжение, В	Число и сечение жил, мм ²	Конструктивные особенности	Назначение
ЦСБН, ЦСБ, ЦСБШв	6; 10	Трехжильные, 25 – 185	Обедненно-пропитанная бумажная изоляция; свинцовая оболочка; бронированный круглыми оцинкованными проволоками с негорючим наружным покровом	Стационарная прокладка в вертикальных выработках без ограничения разностей уровней
СБН, СБШв	6; 10; 1	Трехжильные, 10– 240 (6, 10 кВ); 6– 240 (1 кВ)	Бумажная пропитанная изоляция; свинцовая оболочка; бронированный стальными лентами с негорючим наружным покровом	Стационарная прокладка в горизонтальных и наклонных выработках с разностью уровней до 25 м
ЭВТ	6; 1,2 0,69(0,4)	Четырех- и восьмижильные, 16– 50 (6 кВ); 35 – 120 (1,2 кВ); 16 – 120 – рабочие; 10 – заземляющая; 2, 3, 4 – вспомогательные	Экранированный, в поливинилхлоридной оболочке; бронированный стальными канатиками, с наружным негорючим покровом	Периодическая прокладка по скважинам, наклонным и горизонтальным выработкам для питания участковых трансформаторных подстанций и распределительных пунктов

Марка кабеля	Напряжение, В	Число и сечение жил, мм ²	Конструктивные особенности	Назначение
ГРШЭ	0,69(0,4)	Четырех- и семижильные, 4 – 95	Шахтный гибкий экранированный с резиновой изоляцией в оболочке, не распространяющей горение	Питание передвижных участков электропотребителей
КГЭШ	1,2; 0,69	Четырех- и семижильные, 4 – 95	То же	То же
КГЭШТ	1,2; 0,69	Четырех- и семижильные, 4 – 95	То же с изоляцией из резины повышенной нагревостойкости	»
КОГЭШ КОГВЭШ	0,69(0,4)	Пятижильные, 1,5 – 6	Шахтный, гибкий бурильный, экранированный с изоляцией резиновой или поливинилхлоридной, в оболочке, не распространяющей горение	Питание ручного электроинструмента

7.2. БРОНИРОВАННЫЕ КАБЕЛИ

В подземных выработках горных предприятий бронированные кабели используются в основном для стационарной прокладки; для присоединения передвижных участковых подстанций и распределительных пунктов применяются специальные кабели, представляющие собой бронированный кабель повышенной гибкости и прочности.

Место прокладки кабелей налагает определенные требования на их конструктивное исполнение, применение изоляционных материалов, и в зависимости от этого их можно подразделить:

- на бронированные кабели для прокладки по вертикальным и наклонным выработкам с углом падения от 45 до 90°;
- бронированные кабели для прокладки по наклонным и горизонтальным выработкам с углом падения от 0 до 45°;
- кабели для прокладки по наклонным и горизонтальным выработкам.

Бронированные кабели для прокладки по вертикальным и наклонным выработкам должны быть высоконадежными и безопасными в эксплуатации, особенно кабели, прокладываемые по стволам. Капезж, падающие куски угля и породы в стволе, вибрация, происходящая вследствие движения скипов и клетей, разъедают и разрушают кабель. Неправильное крепление кабеля в стволе приводит к механической перегрузке за счет собственного веса, достигающей большой величины при значительной глубине ствола.

Также следует отметить стекание жидкой изоляционной пропитки бумажной изоляции в процессе работы кабеля, приводящее к ухудшению состояния изоляции кабеля, увеличению внутреннего давления в нижней его части, в результате чего появляются трещины в оболочке. Поэтому ствольные кабели должны иметь прочную броню, предохраняющую тоководущие жилы и их изоляцию от механических повреждений; не должны допускать стекания пропиточной массы; должны

быть виброустойчивы и устойчивы против сырости, разъедания и окисления.

Наиболее полно указанным требованиям удовлетворяют применяемые в настоящее время для прокладки по вертикальным выработкам кабели ЦСКН, ЦСБШв, ЦСБн, ЦСПл, ЦСПн, ЦСПШв (рис. 7.1).

Обычно кабель состоит из трех медных жил (круглого или секторного сечения), каждая из которых покрыта бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом на основе церезина. Жилы сечением $6 - 50 \text{ мм}^2$ выполняются однопроволочными, а больших сечений — многопроволочными. Для повышения механической прочности жилы скручиваются между собой, покрываются общей поясной изоляцией из пропитанной бумаги, поверх которой накладывается свинцовая оболочка, предохраняющая токоведущие жилы и их изоляцию от воздействия внешней среды. В свою очередь, свинцовая оболочка кабеля

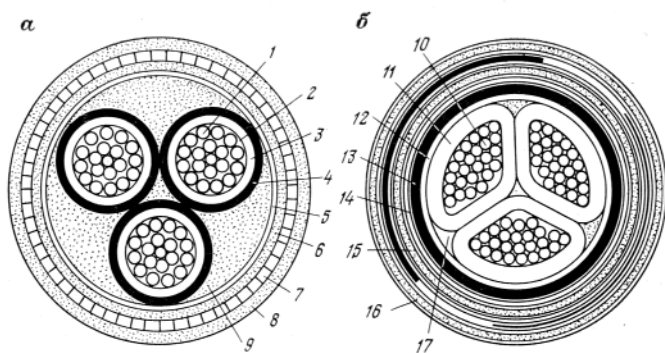


Рис. 7.1. Кабели для вертикальной прокладки на напряжение 6 кВ (а) и 1 кВ (б):

1 — медная шина; 2 — экран из полупроводящей бумаги; 3 — изоляция; 4 — свинцовая оболочка; 5 — тканевая лента; 6 — кабельная пряжа; 7 — броня из плоских стальных проволок; 8 — наружный покров из кабельной пряжи; 9 — заполнение из кабельной пряжи; 10 — жила медная секторного сечения; 11 — изоляция жил; 12 — поясная изоляция; 13 — свинцовая оболочка; 14, 15 — кабельная бумага и пряжа; 16 — наружный покров из кабельной пряжи; 17 — межфазное заполнение из бумажного корделя

армируется стальными оцинкованными проволоками, предохраняющими кабель от механических повреждений и растягивающих усилий.

Для прокладки в наклонных и горизонтальных выработках применяются бронированные кабели со свинцовой оболочкой, армированные двумя стальными плоскими лентами, типа СБн, СБШв (свинцовая оболочка, бронированный стальными плоскими лентами, негорючий) или СПШв (то же, но бронированный плоскими оцинкованными стальными проволоками, поверх — поливинилхлоридный шланг).

Каждая медная жила, скрученная из отдельных тонких проволок, изолируется несколькими слоями пропитанной минеральным маслом бумаги, а все вместе покрываются общей, поясной изоляцией из такой же бумаги. Для предохранения изоляции от повреждения, проникновения внутрь влаги и окисления используется свинцовая оболочка, поверх которой накладывается броня из плоских оцинкованных проволок или ленты. Для предохранения брони от коррозии применяют джутовую оплетку или поливинилхлоридный шланг.

Бронированные кабели обладают чрезмерной жесткостью, у них отсутствуют заземляющая, а также вспомогательная жилы, что является существенным недостатком при эксплуатации в подземных горных выработках. Поэтому бронированные кабели в последнее время заменяются новыми, более совершенными, специально разработанными для подземных условий. К таким кабелям относятся ЭВТ (экранированный, изоляция из поливинилхлорида, с улучшенными теплостойкими характеристиками) и ПВШЭ (из поливинилхлоридного пластика, шахтный, экранированный).

Кабели ЭВТ (рис. 7.2) изготавливаются на напряжение 6 кВ для питания электроэнергией трансформаторов или передвижных подземных подстанций, на напряжение 1140 и 660 В для присоединения распределительных устройств очистных и проходческих работ к передвижным подстанциям. Конструктивно выполняются четырех- и восьмижильными, сечением от 16 до 35 мм² на

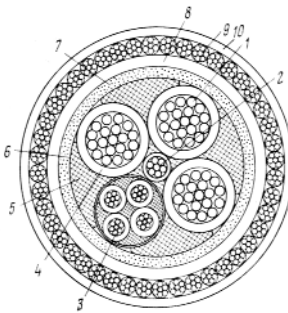


Рис. 7.2. Кабель марки ЭВТ:

1 — силовая жила; 2 — заземляющая жила; 3 — вспомогательная жила; 4 — изоляция из полупроводникового пластика; 5 — внутренняя оболочка из поливинилхлоридного пластика; 6 — индивидуальные экраны; 7 — поясная изоляция; 8 — общий экран; 9 — броня из стальных канатиков; 10 — шланговая оболочка

напряжение 6 кВ; четырех- и восьмижильными, сечением от 16 до 95 мм² на напряжение 660 В; четырехжильными сечением 16 — 120 мм² и восьмижильными сечением от 35 до 120 мм² на напряжение 1140 В.

В кабеле ЭВТ изолированные силовые жилы, состоящие из отдельных проволок, и вспомогательные жилы, собранные вместе, расположены вокруг заземляющей жилы, находящейся в центре. Силовые и вспомогательные жилы имеют отличительную окраску по фазам или обозначение цифрами. Основные жилы снабжены индивидуальными экранами из полупроводящего пластика и медной фольги, а вспомогательные жилы скручиваются и поверх них накладывается оболочка из поливинилхлорида. Поверх скрученных основных, вспомогательных и заземляющей жилы должен быть наложен общий экран из двух медных лент толщиной 0,08 мм. Поверх общего экрана накладывается поясная изоляция из выпрессованного поливинилхлоридного пластика или лент, затем защитный покров, состоящий из брони (стальных канатов). После брони укладывается лента упаковочного ПВХ и, наконец, шланг из поливинилхлоридного пластика. Такая конструкция кабеля при его высокой механической прочности обеспечивает достаточную гибкость, радиус изгиба, равный двадцати диаметрам кабеля, и возможность контроля за сопротивлением изоляции.

Для питания электроустановок напряжением до 1 кВ и прокладки по горизонтальным и наклонным выработкам, а также

внутри камер могут применяться бронированные кабели ВВБ, ВВБбГ, ВБбШв, ВСТШв. Они могут быть одно- или многопроводными, круглого, секторного или сегментного сечения (до 240 мм²). Изоляция жил выполнена из ПВХ пластиката. Изолированные жилы имеют отличительную расцветку или цифровую маркировку. Поверх скрученных жил накладывается поясная изоляция. Броня кабеля выполнена стальными лентами. Наружный покров — шланг из ПВХ пластиката.

У кабелей ВРБ, ВРГ, ВРБГ, НРГ, НРБ изоляция из резины одинаковой расцветки, но с разными цифровыми обозначениями. Заземляющая жила черного цвета или имеет обозначение О. Оболочка кабелей ВРБ и ВРБГ — из ПВХ пластиката, а НРБ, НРГ, НРБГ — из резины на основе наирита. Броня — из плоских стальных проволок или ленты. Применение специальных материалов, не распространяющих горение, для изоляции жил, экранов и оболочек позволило повысить надежность и безопасность кабелей в подземных выработках, а наличие индивидуальных экранов — повысить эффективность защиты от утечек тока. Одно из достоинств — в подземных выработках стало возможным отказаться от заливки кабельных муфт компаундом при разделке бронированных кабелей и перейти на «сухую» разделку.

7.3. ГИБКИЕ И ОСОБО ГИБКИЕ КАБЕЛИ

На очистных и подготовительных участках для питания очистных, проходческих и транспортных средств применяются гибкие кабели. Условия, в которых они эксплуатируются, весьма тяжелые: кабели подвергаются волочению по почве, изгибам и кручению, механическим воздействиям обвалившейся породы, порезам рабочим инструментом и т. п. Опыт эксплуатации гибких кабелей показал, что фактический срок службы таких кабелей не превышает одного года, а в отдельных случаях 3 — 4 мес.

Разработанные с учетом условий эксплуатации технические требования на изготовление гибких кабелей предусматривают высокую электрическую прочность изоляции рабочих жил кабе-

ля (не менее 20 — 30 кВ/мм), высокую разрывную прочность и сопротивляемость истиранию шланговой оболочки (не менее 15 — 20 МПа). Материал шланговой оболочки должен обладать большой эластичностью (400 — 500 %), что достигается за счет добавления в резину специальной сажи. Во избежание воспламенения кабеля его шланг изготавливают из негорючего материала — наирита.

Требованиями предусматривается размещать заземляющую жилу кабеля в центре его сечения. Такое расположение исключает возможность наведения ЭДС взаимоиндукции, вызванной несимметрией магнитных полей, создаваемых токами силовых жил, что в конечном итоге может привести к открытому опасному искрению.

Предусмотрено применение также полупроводящих индивидуальных экранов, которые обеспечивают благодаря реле утечки автоматическое отключение кабеля при его повреждении и замыкании любой из жил на заземляющий экран, каждый из которых соединен с заземляющей жилой, расположенной в центре его сечения.

Перечисленным выше требованиям удовлетворяет кабель марки КГЭШ (кабель гибкий экранированный шахтный), служащий для питания различных машин и механизмов в подземных горных выработках. Выпускается на напряжение 1,14 кВ, вспомогательные жилы — 220 В. В кабелях сечением до 10 мм² сечение заземляющей жилы на ступень ниже сечения рабочей жилы, а начиная с 16 мм² и выше сечение заземляющей жилы составляет 10 мм².

Кабели марки КГЭШ (рис. 7.3) изготавливают с тремя основными 3 и одной заземляющей 2 (четырёхжильные) или с тремя основными 3, одной заземляющей 2 и тремя вспомогательными 1 жилами (семижильный). Основные жилы сечением от 4 до 95 мм², токопроводящие жилы сечением 1,5 и 10 мм² соответствуют классу 5; сечением 2,5 — 6 мм², 16 — 95 мм² — классу 4 по ГОСТ 22483—77. Крутка проволок в стренгу и стренг в жилу производится в одну сторону в правом направлении. Основные и

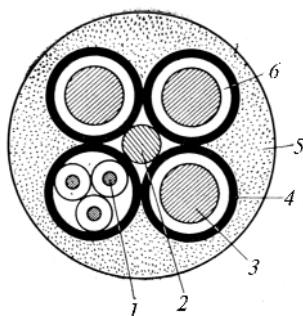


Рис. 7.3. Гибкий экранированный кабель КГЭШ

вспомогательные жилы изолируют резиной 6 типа РТИ-1. Поверх изоляции основных жил накладывают экран 4 из электропроводящей резины толщиной 0,5 мм (минимальная 0,3 мм). Заземляющая жила 2 также может быть изолирована электропроводящей резиной толщиной 0,8 мм. Основные и вспомогательные жилы отличаются друг от друга цветом изоляции.

Изолированные вспомогательные жилы 1 сечением 1,5 и 2,5 мм² скручиваются между собой в левом направлении и с шагом не более 10*D*, а сечением 4 мм² — с шагом не более 6*D*. Три экранированные основные и заземляющую жилу скручивают в четырехжильные кабели, а семижильные кабели скручивают три основные и группу предварительно скрученных между собой вспомогательных жил вокруг заземляющей жилы с шагом не более 10*D*, обматывают синтетической пленкой и накладывают оболочку 5 из резины типа РШН-1. Жилы в кабелях различаются цветом изоляции: основные между собой, вспомогательные между собой.

На рис. 7.4 представлен кабель марки КОГВЭШ (кабель особо гибкий, экранированный, шахтный, с изоляцией поливинилхлоридного пластиката), который предназначен для присоединения бурильного инструмента в подземных горных выработках к сети переменного тока напряжением 660 В с изолированной нейтралью. Кабели предназначены для работы с температурой окружающей среды от –30 до + 50 °С, с длительно допустимой температурой жил кабеля 75 °С.

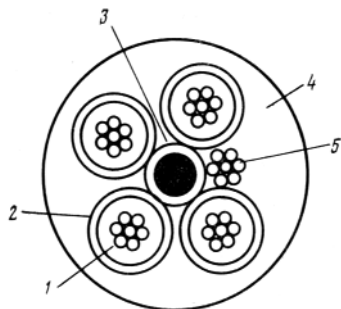


Рис. 7.4. Особо гибкий экранированный кабель марки КОГВЭШ

Токопроводящие жилы *1* кабелей изготавливают класса 5 по ГОСТ 22483–77 скрученными в одну сторону. На основные и вспомогательные жилы 5 кабеля КОГВЭШ накладывают изоляцию 2 из ПВХ пластиката толщиной 1,2 мм. Допускаемое предельное отклонение от толщины изоляции $\pm 10\%$. Поверх изоляции основных и вспомогательных жил накладывают графитополимерный экран. Жилы кабелей скручивают вокруг сердечника с шагом не более $3,5D$. Сердечник 3 в кабеле выполнен из ПВХ пластиката на основе синтетического волокна. Скрученные жилы обматываются синтетической пленкой.

Изолированные основные и вспомогательные жилы имеют отличительную расцветку. На кабели КОГВЭШ сечением 1,5 и 2,5 мм² накладывают оболочку 4 из ПВХ пластиката толщиной 2,0 мм, а сечением 4 и 6 мм² — толщиной 2,5 мм. Допустимое предельное отклонение от номинальной толщины оболочки $\pm 15\%$. В готовом виде кабели испытывают переменным напряжением 2,5 кВ в течение 5 мин. Электрическое сопротивление изоляции жил при температуре +20 °С не менее $5 \cdot 10^6$ Ом·км. Электрическое сопротивление экранов при температуре +20 °С не более 300 Ом. Кабели с жилами сечением 1,5 мм² выдерживают не менее 35 000 циклов изгибов с осевым кручением; сечением 2,5 мм² — не менее 28 000 циклов и сечением 4 и 6 мм² — не менее 22 000 циклов.

В подземных выработках для магистральных электрических сетей и стационарного освещения используются бронированные кабели СБн, НРБ, ВРБ с бумажной и резиновой изоляцией. Кабель СБн — в свинцовой оболочке, бронирован стальными лентами с негорючим наружным покровом. Кабели НРБ и ВРБ снабжены резиновой изоляцией и бронированы двумя стальными лентами с защитным наружным покровом, оболочка кабеля НРБ выполнена из негорючей резины, а оболочка кабеля ВРБ — из поливинилхлорида. Для осветительных и сигнальных сетей разрешается использовать кабель повышенной гибкости, в резиновой маслостойкой оболочке, не распространяющей горения, КРПСН сечением от 1,5 до 4,0 мм². Для этих же целей можно использовать гибкий кабель марки КГЭШ сечением до 4 мм², а также кабели КОГЭШ и КОГВЭШ.

В табл. 7.2 приведены токовые нагрузки кабелей, применяемых в подземных горных выработках, а в табл. 7.3 — их техническая характеристика.

Таблица 7.2

Длительно допустимые токовые нагрузки для силовых кабелей с медными жилами, проложенных в подземных горных выработках

Сечение жилы кабеля, мм ²	Марка и номинальное напряжение кабелей						
	СБ	СБ, СП	СПВ, ЦСКН	КГЭ, КГЭПШ, КГЭПШТ	КПЭНШ, ЭВТ	КГЭШ, КГЭПШ, КГЭЖШ	ГРШЭП, КГШЭП
	≤ 3 кВ	6 кВ	6 кВ	3/6 кВ	0,66/6 кВ	0,38/0,66/1,14 кВ	0,66 кВ
Допустимая нагрузка, А							
6	45	—	—	—	—	58	44
10	60	55	—	—	60/—	75	60
16	80	65	65	85/90	85/65	105	80
25	105	90	90	115/90	105/90	136	100
35	125	110	110	140/145	125/110	163	125
50	155	145	140	175/180	155/145	200	155
70	200	175	170	215/220	200/180	260	190
95	245	215	210	260/265	245/220	300	250
120	285	250	245	305/310	295/265	350	290

**Техническая характеристика кабелей, применяемых при прокладке
в подземных горных выработках**

Марка кабеля	Внешний диаметр D , мм	Масса g , кг/км	Марка кабеля	Внешний диаметр D , мм	Масса g , кг/км
КГЭШ			КГЭТ		
3×4+1×2,5	22,8	750	3×4+1×2,5	22,8	726
3×6+1×4	26,5	1099	3×6+1×4	26,5	996
3×10+1×6	29,2	1301	3×10+1×6	29,2	1261
3×16+1×10	33,7	1820	3×16+1×10	33,7	1674
3×25+1×10	36,4	2259	3×25+1×10	36,4	2194
3×35+1×10	39,2	2741	3×35+1×10	39,2	2664
3×50+1×10	43,0	3420	3×50+1×10	43,0	3331
3×70+1×10	48,3	3420	3×70+1×10	48,3	4324
3×95+1×10	52,9	5503	3×95+1×10	52,9	5389
3×4+1×2,5+3×1,5	28,2	1133	3×4+1×2,5+3×1,5	28,2	1096
3×6+1×4+3×2,5	31,0	1423	3×6+1×4+3×2,5	31,0	1374
3×10+1×6+3×2,5	34,0	1753	3×10+1×6+3×2,5	34,0	1698
3×16+1×10+3×4	37,7	2252	3×16+1×10+3×4	37,7	2181
3×25+1×10+3×4	40,2	2695	3×25+1×10+3×4	40,2	2614
3×35+1×10+3×4	44,5	3369	3×35+1×10+3×4	44,5	3271
3×50+1×10+3×4	48,1	4076	3×50+1×10+3×4	48,1	3972
3×70+1×10+3×4	52,1	4988	3×70+1×10+3×4	52,1	4870
3×95+1×10+3×4	56,3	6056	3×95+1×10+3×4	56,3	5927
КГЭПШ			КГЭПШ		
3×4+1×2,5	21,6	660	3×4+1×2,5+3×1,5	23,7	855
3×6+1×4	25,0	903	3×6+1×4+3×2,5	27,4	1101
3×10+1×6	26,5	1098	3×10+1×6+3×2,5	29,7	1380
3×16+1×10	30,9	1564	3×16+1×10+3×4	33,4	1832
3×25+1×10	34,4	2011	3×25+1×10+3×4	36,6	2265
3×35+1×10	36,5	2420	3×35+1×10+3×4	39,6	2769
3×50+1×10	40,8	3009	3×50+1×10+3×4	43,6	3362
3×70+1×10	45,5	3991	3×70+1×10+3×4	47,0	4230
3×95+1×10	51,3	5202	3×95+1×10+3×4	52,4	5420
ГРШЭП			КГЭШУ (на $U = 1140$ В)		
3×10+1×6+5×2,5	38,0	2264	3×50+1×10+6×2,5	48,6	4186
3×16+1×10+5×2,5	40,8	2704	3×70+1×10+6×2,5	51,8	5071
3×25+1×10+5×4	47,5	3722	3×95+1×10+6×2,5	56,9	6096

Марка кабеля	Внешний диаметр D , мм	Масса g , кг/км	Марка кабеля	Внешний диаметр D , мм	Масса g , кг/км
3×35+1×10+5×4	49,0	4138	3×50+1×10+9×2,5	50,2	4525
3×50+1×10+5×4	51,8	4835	3×70+1×10+9×2,5	53,3	5364
3×70+1×10+5×4	55,1	5701	3×95+1×10+9×2,5	56,9	6212
КГВЭУШ			КОГВЭШ		
6×6+1×6+5×1,5	42,0	2526	5×1,5	16,6	321
6×25+1×6+5×2,5	51,0	4180	5×2,5	17,5	456
6×35+1×10+5×2,5	54,1	5597	5×4,0	20,8	582
6×50+1×10+5×2,5	54,5	6703	5×6,0	22,8	743
ЭВТ (на $U = 6$ кВ)			ЭВТ (на U до 1140 В)		
3×16+1×10	43,6	3740	3×35+1×10+4×4	43,2	4050
3×25+1×10	46,3	4300	3×50+1×10+4×4	45,6	4750
3×35+1×10	49,6	4850	3×70+1×10+4×4	48,6	5620
3×16+1×10+4×4	47,1	4400	3×95+1×10+4×4	51,2	6550
3×25+1×10+4×4	48,4	4800	3×120+1×10+4×4	56,0	7690
3×35+1×10+4×4	51,1	5480			
СБНУ (на $U = 6$ кВ)			СБНУ (на U до 1 кВ)		
3×10	31,1	2298	3×10	24,4	1536
3×16	33,5	2769	3×16	26,6	1913
3×25	33,4	2966	3×25	27,5	2092
3×35	35,3	3429	3×35	28,8	2599
3×50	37,7	4217	3×50	31,1	3199
3×70	41,6	5220	3×70	35,2	4213
3×95	45,1	6405	3×95	38,9	5377
3×120	48,3	7580	3×120	42,8	6453
3×150	51,6	8790	3×150	46,2	7774
3×185	54,9	10307	3×185	50,0	9286
3×240	59,6	12403	3×240	55,0	11499

7.4. МАРКИРОВКА И ОБОЗНАЧЕНИЕ КАБЕЛЕЙ

Марки кабелей формируются слева направо из букв русского алфавита, обозначающих, как правило, функциональное назначение и элементы (материал) конструкции кабелей, начиная с токопроводящей жилы и кончая защитным покрытием:

К — контрольный кабель;

КУ — кабель управления;

Ц — бумажная изоляция, пропитанная нестекающим составом;

А — алюминиевая жила (отсутствие буквы А означает, что жила медная);

В, П, Пс, Пв, Р — изоляция соответственно поливинилхлоридная, полиэтиленовая, полиэтиленовая самозатухающая, полиэтиленовая вулканизированная, резиновая (отсутствие этих букв означает, что изоляция бумажная пропитанная);

В, Н, А, С — оболочка поливинилхлоридная, резиновая (маслостойкая, не распространяющая горение), алюминиевая, свинцовая;

Б, БГ, П, ПГ, К — броня из стальных лент, из стальных плоских проволок, из стальных круглых проволок;

л, 2л, в, нл, б — подушка или ее отсутствие;

Шв, Шп, Шпс — шланг наружный поливинилхлоридный, полиэтиленовый, из самозатухающего полиэтилена;

ож — однопроволочные жилы;

з — с заполнением промежутков между жилами для придания кабелю круглой формы;

У — усовершенствованная бумажная изоляция;

В — бумажная обедненно-пропитанная изоляция;

нг — не распространяющий горение кабель.

Применяемая изоляция:

ПЭ — полиэтилен;

ПТФЭ — политетрафторэтилен (фторопласт);

ПВХ — поливинилхлорид;

РТИ — резина техническая изоляционная.

Для оболочек кабелей характерно следующее:

- они предназначены для защиты изоляции жил от воздействия света, различных химических веществ и механических повреждений;

- в отношении герметичности и влагонепроницаемости лучшими являются металлы (алюминий, свинец, сталь);
- кабели с влагоемкой изоляцией (бумажная) нуждаются в металлической оболочке;
- кабели с невлагоемкой изоляцией (пластмасса или резина) не нуждаются в металлической оболочке, поэтому их изготавливают в пластмассовой или резиновой оболочке;
- широкое применение имеют металлопластмассовые оболочки (оболочки ПЭ с алюминиевыми и стальными лентами), заменяющие свинцовые оболочки;
- стальные оболочки нуждаются в антикоррозийной защите битумными составами и пластмассовыми шлангами;
- оболочки из ПВХ пластиката не распространяют горение, влаго- и маслостойки;
- свинцовые оболочки обычно применяются при бумажной изоляции.

Защитный покров.

Защитный покров кабеля состоит из подушки, брони и наружного покрова. На рис. 7.5 даны условные обозначения защитного покрова кабеля.

Броня из стальных лент применяется для защиты кабелей от механических повреждений при отсутствии растягивающих усилий.



Рис. 7.5. Условные обозначения защитного покрова кабеля

Она выполняется из низкоуглеродистой стали трех групп:

А — лента оцинкованная (Апл — лента, предназначенная для плоской брони; Апр — лента, предназначенная для профильной брони);

Б — лента без антикоррозийного покрытия;

В — лента битуминированная.

Кабели, растягивающиеся в условиях эксплуатации, бронируют оцинкованными стальными проволоками. Кабели с пластмассовой и резиновой изоляцией и в оболочке из этих материалов для защиты от механических повреждений и повреждения грызунами оплетают отожженной, оцинкованной стальной проволокой диаметром 0,3 мм. Наружный покров из шланга ПЭ или ПВХ поверх брони силовых и контрольных кабелей не распространяет горение, поэтому они применяются наравне с пропиткой «Н».

На рис. 7.6 приведен пример условного обозначения бронированного кабеля, а на рис. 7.7 — гибкого кабеля.

При обозначении марки кабелей, применяемых в шахтных электрических сетях, согласно ГОСТ Р 52372—2005 [12], допускается вводить дополнительные буквы с расшифровкой их в технических условиях на кабели и шнуры конкретных марок или при-

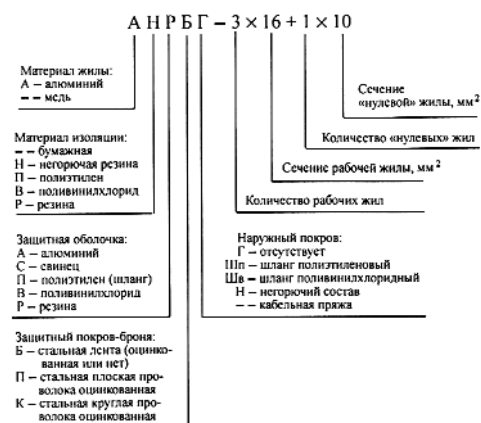


Рис. 7.6. Пример условного обозначения бронированного кабеля



Рис. 7.7. Пример условного обозначения гибкого кабеля

бавлять арабские цифры, отражающие конструктивную модификацию изделий.

Примеры обозначения марок шахтных кабелей:

- кабель силовой гибкий с резиновой изоляцией и оболочкой, электропроводящими эластичными экранами, шахтный – КГЭШ;

- то же, с изоляцией повышенной нагревостойкости – КГЭТШ;

- кабель силовой особо гибкий с резиновой изоляцией и оболочкой, с электропроводящим эластичным экраном, шахтный – КОГЭШ;

- кабель силовой гибкий с резиновой изоляцией и оболочкой, с электропроводящими эластичными экранами и упрочняющими жгутами, шахтный – КГЭЖШ;

- кабель управления гибкий с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката, шахтный – КУГВШ;

- кабель управления гибкий с резиновой изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката, шахтный – КУГРВШ;

- шнур для шахтных головных аккумуляторных светильников с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката – ШАСВ.

В условное обозначение кабелей и шнуров, согласно ГОСТу [23], должны входить:

- марка кабеля или шнура с добавлением через интервал групп цифр (через знак умножения), обозначающих число и номинальное сечение основных, заземления и вспомогательных жил, разделенных между собой знаком «плюс». Для кабелей или шнуров с одинаковым номинальным сечением жил допускается не проводить деления жил на группы;

- значение номинального напряжения (через тире);
- обозначение технических условий на кабель или шнур конкретной марки (через интервал).

Примеры условных обозначений:

- кабель марки КГЭШ, с тремя основными жилами номинальным сечением 50 мм^2 , одной жилой заземления номинальным сечением 10 мм^2 и тремя вспомогательными жилами номинальным сечением 4 мм^2 , на номинальное напряжение 1140 В:

Кабель КГЭШ $3 \times 50 + 1 \times 10 + 3 \times 4 - 1140 \text{ ТУ}^*$;

- кабель марки КГЭ, с тремя основными жилами номинальным сечением 50 мм^2 и одной жилой заземления номинальным сечением 16 мм^2 , на номинальное напряжение 6000 В:

Кабель КГЭ $3 \times 50 + 1 \times 16 - 6000 \text{ ТУ}^*$;

- то же, в климатическом исполнении ХЛ:

Кабель КГЭ-ХЛ $3 \times 50 + 1 \times 16 - 6000 \text{ ТУ}^*$;

- кабель марки КУГРВШ, с восемнадцатью жилами номинальным сечением $1,5 \text{ мм}^2$, на номинальное напряжение 380 В:

Кабель КУГРВШ $18 \times 1,5 - 380 \text{ ТУ}^*$;

- шнур марки ШАСВ, с тремя жилами номинальным сечением $1,0 \text{ мм}^2$ и тремя жилами номинальным сечением $0,35 \text{ мм}^2$, на номинальное напряжение 12 В:

Шнур ШАСВ $3 \times 1,0 + 3 \times 0,35 - 12 \text{ ТУ}^*$.

7.5. ПРОКЛАДКА КАБЕЛЕЙ

7.5.1. Общие сведения

Основным способом канализации электрической энергии на промышленных предприятиях, в жилых и административных помещениях являются кабельные линии.

Линия, предназначенная для передачи электрической энергии и состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, называется *кабельной*. Способ прокладки кабельных линий выбирают в зависимости от величины и размещения нагрузок, плотности застройки, компоновки электротехнических помещений, наличия грунтовых вод, степени агрессивности грунтов, загрязненности окружающей среды. Кабельные линии прокладывают в земле (траншеях) и в кабельных сооружениях (в туннелях, каналах, на эстакадах, в галереях, коллекторах и др.).

Значительное число отказов (до 40 %) — полное прекращение подачи питания по линии — происходит на линиях, проложенных в траншеях. Это объясняется механическими повреждениями (особенно землеройными механизмами), коррозией, осадками, оползнями и другими деформациями грунта. Поэтому прокладку кабелей в траншеях, несмотря на самую низкую стоимость сооружения, применяют реже, чем прокладку на эстакадах, в туннелях, коллекторах и др. На промышленных предприятиях редко отдают предпочтение какому-либо одному способу прокладки кабелей. Обычно применяют смешанную прокладку, когда в зависимости от конкретных условий является целесообразным комбинированное использование различных способов прокладки кабелей. Кабельные линии промышленных предприятий делят на внутрицеховые и внецеховые. К внутрицеховым кабельным линиям относятся открытые прокладки кабелей на конструкциях, лотках, в коробах, каналах, туннелях и трубах, к внецеховым — в каналах, туннелях, блоках, траншеях, а также на эстакадах и в галереях. В городских условиях широкое распространение получила прокладка кабелей в коллекторах.

Коллектором называется подземное сооружение, предназначенное для общего размещения кабельных линий, теплопроводов и водопроводов. Внутриквартальные коллекторы сооружают рядом с техническими подпольями жилых и общественных зданий.

Кабельным каналом называется закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт или пол непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых можно производить лишь при снятом перекрытии.

Кабельным туннелем называется закрытое подземное сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, позволяющее производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий со свободным проходом по всей длине.

Кабельным блоком называется сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельной эстакадой называется надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной. Полностью или частично закрытая эстакада называется *кабельной галереей*.

Сооружение, предназначенное для прокладки кабелей, характеризуется максимальным числом силовых линий: траншея — 6, канал — 24, блок — 20, туннель — 72, эстакада — 24, галерея — 56. При выборе сооружения для прокладки кабелей необходимо прежде всего сравнить их стоимость по следующим основным показателям: электрическая часть, строительная часть, монтажные работы, занимаемая территория, пропускная способность и др.

В табл. 7.4 приведены марки кабелей, рекомендованных для прокладки в земле (траншеях), а в табл. 7.5 — марки кабелей для прокладки в воздухе.

7.5.2. Кабельные туннели

Кабельный туннель сооружают из сборных железобетонных элементов, реже из монолитного железобетона. Снаружи туннели покрывают гидроизоляцией, чтобы исключить возможность проникновения в них грунтовых или технологических вод. Над туннелями укладывают слой земли не менее 0,5 м. В зависимости

Таблица 7.4

Кабели, рекомендуемые для прокладки в земле (траншеях)

Кабель с бумажной пропитанной изоляцией		Кабель с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой, не подвергающийся растягивающим усилиям
не подвергающийся растягивающим усилиям	подлежащий значительным растягивающим усилиям	
ААШв, ААШп, ААБл, АСБ, ААБ2л, АСБл, ААБв, АСБ2л, АА2лШв, ААБ2лШп	ААПл, АСПл, ААП2л, ААП2лШв, АСП2л	АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ, АВВБ, АПВБ, АПсВБ, АППБ, АПвПБ, АПБ6Шв, АВБ6Шп, АПсБ6Шв, АПАШв, АПАШп, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл

Таблица 7.5

Кабели, рекомендуемые для прокладки в воздухе

Марка кабеля				Область применения
с бумажной пропитанной изоляцией		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой		
при отсутствии механических повреждений	при наличии механических повреждений	при отсутствии механических повреждений	при наличии механических повреждений	
ААГ, ААШв, АСШв	ААБлГ, ААБвГ, ААБ2лШв, АСБлГ, АСБ2лГ, АСБ2лШв	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПвВГ, АПВГ, АПвсВГ, АПсВГ	АВВБГ, АВРБГ, АВБбШв, АПвВБГ, АПАШв, АВАШв, АПвБбШв, АПвсБбШв, АПсВБГ, АПвсБГ, АПВБГ, АНРБГ	Прокладка в помещениях (туннелях, каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях и др.)
ААГ, ААШв	ААБвГ, ААБлГ, АСБлГ	АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АПвсВГ, АНРГ, АСРГ	АВВБГ, АВВБбГ, АВБбШв, АПсБбШв, АПвсБГ, АВРБГ, АСРБГ	Прокладка в пожароопасных помещениях

от числа прокладываемых кабелей устраивают двусторонние (рис. 7.8, *а*) шириной 1800 мм и односторонние (рис. 7.8, *б*) шириной 1500 мм кабельные туннели.

В туннелях длиной от 7 до 150 м делают не менее двух выходов, расположенных на концах туннеля; в туннелях большей протяженности расстояние между двумя ближайшими выходами принимают равным 150 м (не более). В целях противопожарной защиты такие туннели разделяют перегородками на отдельные отсеки длиной до 150 м с устройством в них дверей. В перегородках закладывают патрубки для прохода кабелей или оставляют в них щели, которые после прокладки кабелей уплотняют негорючим материалом. Пол туннеля выполняют с уклоном 0,05 % в сторону водоотводной канавки, которую соединяют с дренажным устройством. При отсутствии такого устройства через каждые 25 м в туннеле устраивают водосборные приемки размером 400х400х300 мм с металлическими решетками, откуда удаляют воду. При производстве строительных работ в стенах туннеля через 1 м устанавливают металлические закладные элементы для крепления (приварки) кабельных конструкций. Для удаления от кабелей тепловых выделений в туннелях устраивают вентиляцию. Перепад температуры между поступающим и удаляемым

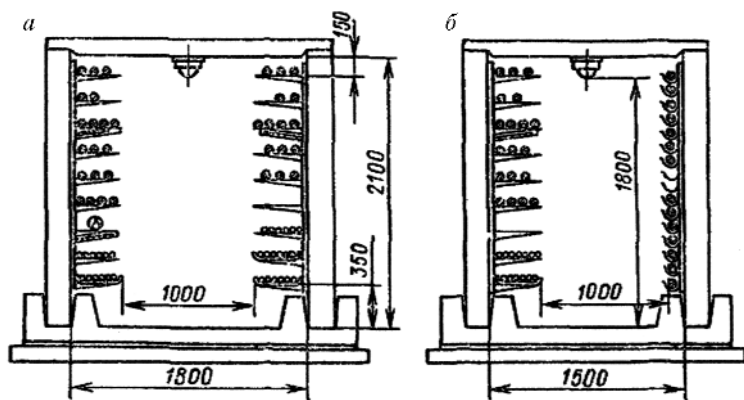


Рис. 7.8. Кабельные туннели:
а — двусторонний; *б* — односторонний

воздухом в туннеле не должен превышать 10 °С. Кабельные туннели оборудуют пожарной сигнализацией и противопожарными устройствами.

Прокладка кабелей в туннелях считается наиболее надежной системой подземной канализации, но из-за значительной стоимости сооружения она целесообразна только при большом числе кабелей (более 40 штук), прокладываемых в одном направлении.

7.5.3. Кабельные каналы

Кабельный канал (рис. 7.9), как и туннель, сооружают из сборных железобетонных элементов или монолитного железобетона. В электротехнических и производственных помещениях кабельные каналы перекрывают плитами на уровне пола помещения. На неохраняемых территориях кабельные каналы выполняют подземными, заглубляя их на 300 мм и более в зависимости от нагрузок. В этих случаях вскрытие канала сопряжено со значительными земляными работами. При пересечениях с автомобильными дорогами кабельные каналы заглубляют на 700 мм, а с железными дорогами — на 1000 мм. Кабельные каналы защищают от попадания в них технологических и дренажных вод гидроизоляцией или другими материалами. Полы в кабельных каналах выполняют с уклоном не менее 0,5 % в сторону водосборника.

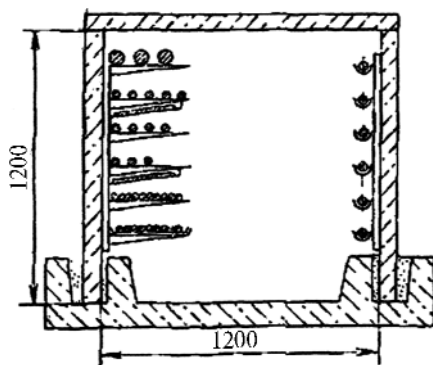


Рис. 7.9. Кабельный канал

Каналы в местах входа в здание отделяют от последних несгораемыми перегородками. Ширина каналов колеблется от 600 до 1200 мм, высота — от 300 до 900 мм.

Прокладка в кабельном канале является наиболее дорогим способом подземной канализации по сравнению с прокладкой в траншеях. Однако этот способ позволяет проложить новый или заменить действующий кабель без земляных работ, обеспечивает возможность осмотров и ремонта линий в процессе эксплуатации, а также надежную защиту кабелей от механических повреждений.

На участках, где могут быть пролиты расплавленный металл, жидкости или вещества, разрушающе действующие на оболочки кабелей, сооружение кабельных каналов не допускается.

7.5.4. Кабельные блоки

Кабельные блоки сооружают из железобетонных панелей длиной 6 м с двумя, тремя каналами внутри асбоцементных безнапорных труб диаметром 100 мм, керамических труб диаметром 150 мм. Составными элементами блочной прокладки кабелей (рис. 7.10) являются блоки 1 и колодцы 2. При прокладке в сухих грунтах блоки укладывают на бетонную подушку, а сверху их защищают слоем кирпича, во влажных грунтах боковые стенки блоков дополнительно защищают тонким слоем кирпича. В обоих случаях блоки должны иметь гидроизоляцию. Глубину заложения кабельных блоков принимают не менее 0,7 м, а при пересечении дорог не менее 1 м, в производственных помещениях эта величина не нормируется. Для надежной центровки и соединения асбоцементные трубы имеют с торцов углубления и выступы. Во избежание попадания влаги внутрь трубы места стыка заливают цементным раствором, предварительно уложив в зазор между торцами уплотняющий жгут из пакли.

Блоки в горизонтальной плоскости укладывают прямолинейно, в вертикальной — с уклоном не менее 0,1 % в сторону колодцев. Расстояние между колодцами обычно принимают равным не более 150 м. Габариты кабельных колодцев выбирают с

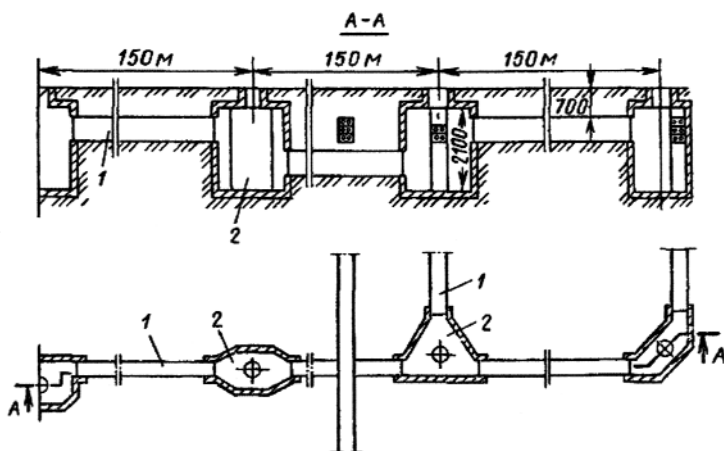


Рис. 7.10. Блочная канализация: 1 — блок; 2 — колодец

учетом прокладки кабелей сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$ с радиусом изгиба, равным 25 диаметров кабеля, и установки защитных разъемных кожухов (для муфт). В зависимости от назначения колодцы делятся на проходные и разветвительные. Проходные колодцы делают с различными углами поворота: 90, 120, 135 и 150°. Разветвительные колодцы в зависимости от числа ответвлений могут быть тройниковыми с выходом блоков с трех сторон под различными углами (90, 120, 150 и 180°) и крестовыми с выходом блоков с четырех сторон под углом 90°. Минимальная высота колодцев принимается равной 1800 мм. Прокладка кабелей в блоках наиболее надежна, но наименее экономична по сравнению с другими видами прокладок, поэтому ее применяют в обоснованных случаях.

7.5.5. Кабельные эстакады и галереи

Основные несущие строительные конструкции эстакад и галерей (колонны и балки) изготавливают из железобетона или стального проката. Эстакады (рис. 7.11) и галереи (рис. 7.12) сооружают для двусторонней и односторонней прокладки кабе-

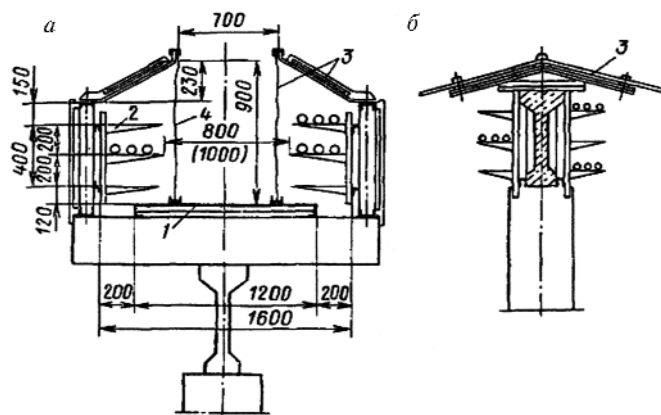


Рис. 7.11. Кабельная проходная (а) и непроходная (б) эстакады:
 1 – настил; 2 – сборная кабельная конструкция; 3 – солнцезащитная панель (козырек); 4 – ограждение

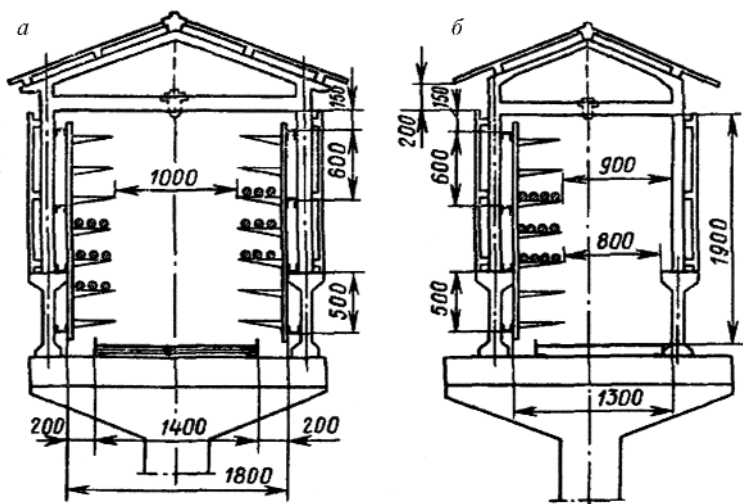


Рис. 7.12. Кабельные двусторонняя (а) и односторонняя (б) галереи

лей. Двусторонние эстакады применяют для 20 — 30 силовых кабелей, а двусторонние галереи — для 50 — 60.

Эстакады и галереи подразделяют на проходные, имеющие для монтажа и обслуживания площадки (мостики) и используемые для сравнительно большого числа кабелей, и непроходные. Пролеты между опорами эстакад и галерей принимают в основном 12 и реже 6 м.

Проходные кабельные эстакады и галереи имеют лестничные входы, расстояние между которыми до 150 м. Полы (настилы) эстакад и галерей могут быть сплошными или решетчатыми. В полу галерей предусматривают монтажные проемы для подъема кабельных конструкций. Протяженные кабельные галереи разделяют на отсеки с расстоянием между ними не более 150 м и несгораемыми перегородками для локализации возможного пожара. Вводы эстакад и галерей примыкают непосредственно к зданию или через шахту. Входы на эстакады и галереи должны иметь двери с samozапирающимися замками.

При пересечении кабельных эстакад и галерей с другими сооружениями расстояние в свету по вертикали от низа эстакад и галерей до этих сооружений принимают равным: до головки рельса неэлектрифицированной железной дороги 5,6 м, электрифицированной — 7,1 м, до полотна автомобильной дороги — 4,5 м, до ближайших частей надземного трубопровода — 0,5 м. При небольшом числе кабелей и наличии на трассе эстакад с технологическими трубопроводами целесообразно кабели прокладывать вместе с трубопроводами. В этом случае не требуется сооружения специальных эстакад для кабелей и выделения отдельной полосы отчуждения.

Прокладка кабелей на эстакадах и в галереях, несмотря на большую стоимость сооружений, находит все большее применение, так как обеспечивает высокую надежность эксплуатации кабелей, возможность быстрой замены и ремонта кабелей, лучший отвод тепловыделений благодаря естественной вентиляции.

7.5.6. Коллекторы

Коллекторы сооружают из железобетонных элементов круглого (рис. 7.13, *а*) и прямоугольного (рис. 7.13, *б*) сечения. Замкнутое прямоугольное сечение коллекторов выполняют из четырех сборных железобетонных элементов: стеновых блоков Г-образной формы, плоской плиты, днища и блока перекрытия. Для защиты от проникновения грунтовых вод стены коллектора оклеивают двумя слоями пергамина и защищают стенкой толщиной в полкирпича. Соединительные швы между блоками уплотняют и заделывают цементным раствором. Для ввода в коллектор кабельных линий устраивают камеры, с тем чтобы не закрывать проход эксплуатационному персоналу. Коллекторы круглого сечения сооружают, как правило, на глубине более 5 м с помощью щитов (закрытый способ).

Размеры коллектора определяют в зависимости от числа и вида размещаемых в нем коммуникаций. В двустороннем коллекторе трубопроводы располагают внизу на одной стороне про-

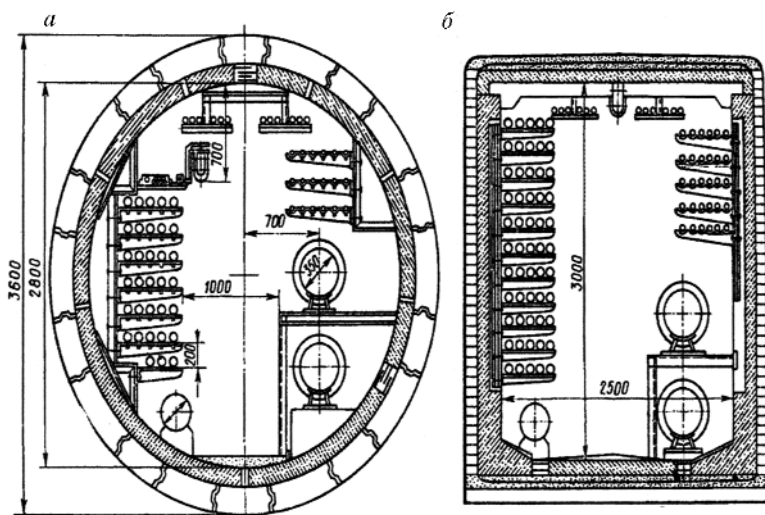


Рис. 7.13. Конструкции коллекторов с кабелями и коммуникациями круглого (*а*) и прямоугольного (*б*) сечения

хода с кабелями связи, водопровод с силовыми кабелями — на другой, кабельные линии — над водопроводом. В одностороннем коллекторе сверху прокладывают силовые кабели, под ними кабели связи, отделяемые от силовых горизонтальной перегородкой, внизу — водо- и теплопроводы.

Для обеспечения эксплуатации коллектора, контроля за температурой воздуха в нем, работой вентиляционных и насосных установок автоматическое управление осуществляют с диспетчерского пункта, оборудованного телефонной связью, сигнализацией и дистанционным включением.

7.5.7. Кабельные траншеи

Кабельная канализация в траншеях (в земле) является наиболее простой и дешевой по сравнению с другими способами прокладки. Она экономична, так как токовая нагрузка кабелей, проложенных в земле, выше, чем кабелей, проложенных открыто на воздухе. Однако такой вид прокладки используют для сравнительно небольшого числа кабелей, так как он недостаточно надежен. Прокладка кабелей в траншеях целесообразна только в тех случаях, когда не требуется прокладка дополнительных кабелей, поскольку это связано со вскрытием траншеи и отключением ранее проложенных кабелей. Ширину траншеи рассчитывают с учетом прокладки в ней не более шести силовых кабелей напряжением до 10 кВ или до трех кабелей напряжением 20 — 35 кВ. При большем числе кабелей сооружают две параллельные траншеи с расстоянием между ними 1,2 м. При рытье траншей необходимо соблюдать геодезическую разбивку трассы — вертикальные отметки дна траншеи, привязку траншеи к различным ориентирам и т. д. На рис. 7.14 представлена схема прокладки кабелей с расстояниями между ними.

Траншея должна быть по возможности прямолинейной, в местах изменения направления трассы и на поворотах необходимо предусматривать некоторое расширение ее для обеспечения необходимого радиуса закругления кабеля при прокладке. После рытья траншей в местах пересечений и сближений трассы с

Для предотвращения от скопления в трубах воды их укладывают прямолинейно по выровненному и утрамбованному дну траншеи с уклоном не менее 0,2 %. Соединения труб уплотняют, а их концы временно закрывают пластмассовыми или деревянными заглушками.

7.5.8. Прокладка кабелей в подземных горных выработках

Согласно ПБ 03-428–02 «Правила безопасности при строительстве подземных сооружений» [16] для питания отдельных мощных приемников электрической энергии, передвижных подстанций и трансформаторов, установленных в подземных выработках, допускается применение электрических кабельных сетей напряжением до 10 кВ включительно. Прокладка кабельных сетей должна быть выполнена в соответствии с проектом. Для передачи и распределения электрической энергии в подземных выработках должны применяться кабели с оболочками, защитными покровами или мастичными покрытиями, не распространяющими горение.

На период строительства должны применяться следующие кабели:

- для прокладки по горизонтальным и наклонным (до 45°) выработкам — бронированные кабели в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке;
- для прокладки по вертикальным и наклонным (свыше 45°) выработкам — силовые и контрольные кабели с проволоочной броней в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке с обедненной или нестекающей пропиткой изоляции.

Для питания передвижных машин и механизмов, а также переносных электропотребителей напряжением до 1 кВ должны применяться гибкие кабели. Допускается использование небронированных кабелей с негорючей изоляцией при условии их прокладки, исключающей повреждение.

В выработках, опасных по газу или пыли, запрещается применение кабелей с алюминиевыми жилами и в алюминиевой оболочке.

Прокладку кабелей целесообразно осуществлять в специальных кабельных, трубных или людских ходах, пройденных параллельно наклонным откаточным выработкам. В зависимости от горных выработок применяется и соответствующий тип кабеля (см. табл. 7.1).

При выборе места для прокладки кабелей следует иметь в виду, что на шахтах, имеющих вертикальные стволы, закрепленные огнестойкой крепью, кабели рекомендуется прокладывать в стволах, оборудованных клетевыми подъемными установками. Наиболее целесообразно прокладывать стволы кабели рядом с лестничным отделением. Кабели вводят в ствол (рис. 7.15) через окно в шейке ствола. При наличии наклонно-трубно-кабельного хода из камеры насосной станции в ствол ввод кабелей из ствола в ЦПП осуществляется через ходок (рис. 7.16).

При прокладке стационарных сетей по горизонтальным и наклонным выработкам кабели подвешивают открыто на боковой стороне выработки на специальных конструкциях, располагая на такой высоте, чтобы срыв кабеля с конструкциями или самой конструкции не привел бы к повреждению. Силовые и осветительные кабели прокладывают на одной стороне выработки, а контрольные и кабели связи — на другой. При невозможно-

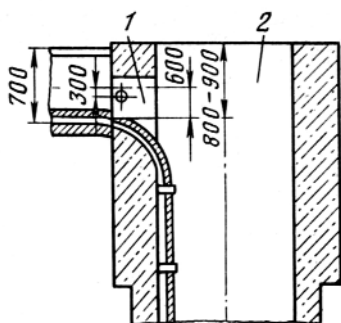


Рис. 7.15. Ввод кабелей в вертикальный ствол:

1 — окно; 2 — ствол

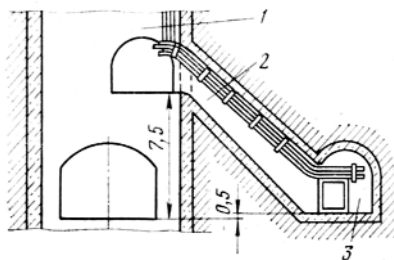


Рис. 7.16. Ввод стволых кабелей в трубно-кабельный ходок:

1 — ствол; 2 — ходок; 3 — ЦПП

сти такой подвески кабели прокладываются по одной стороне с соблюдением расстояния, указанного в ПБ.

При прокладке кабелей по выработкам с углом наклона до 20° их подвешивают так же, как и в горизонтальных выработках. При угле наклона свыше 20° следует предусмотреть меры, исключающие возможность сползания кабеля под действием собственного веса. При наклонной прокладке бронированных кабелей с неосушенной изоляцией не рекомендуется выполнять сухие концевые разделки вместо нижней концевой муфты.

Для питания стационарных электроустановок, а также временных, значительно удаленных от источников питания, предусматривается прокладка распределительных сетей, выполненных бронированными кабелями; для питания передвижного электрооборудования — гибкими кабелями. Требования, предъявляемые к прокладке распределительных сетей, такие же, как и для стационарных.

Контрольные кабели, а также кабели сигнализации, управления и связи напряжением до 1 кВ допускается прокладывать как по выработкам, закрепленным огнестойкой крепью, так и по временным выработкам, закрепленным деревом. При прокладке по стволам контрольных кабелей с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией разности уровней не ограничиваются, а расстояние между ними не нормируется.

В горизонтальных и наклонных выработках шахт, независимо от категории, для стационарных осветительных сетей применяются кабели в свинцовой или поливинилхлоридной оболочке. Прокладку их следует проводить совместно со стационарными и распределительными силовыми кабелями, располагая над силовыми.

Прокладку кабелей в подземных камерах производят по конструкциям, установленным на стенах камеры. В камерах с огнестойким креплением предусматривают «жесткую» подвеску кабелей на металлических кронштейнах. Высота подвески кабеля над полом должна быть не менее 0,5 м, а расстояние между кабелем и шиной контура заземления, устроенной в камере, следует принимать не менее 100 мм.

Проводку кабелей через стены и перемычки в подземных выработках следует производить в стальных или асбоцементных трубах. Вводы необходимо размещать так, чтобы не было пересечения кабелей. При прокладке в камерах кабелей, имеющих наружное джутовое покрытие, его следует снимать, а кабели покрывать антикоррозийным лаком.

Способы подвески бронированных и гибких кабелей всех напряжений и всех назначений в подземных выработках горных предприятий приведены в табл. 7.6.

На рис. 7.17 приведена конструкция для закрепления зажимами силовых и контрольных кабелей в вертикальных стволах.

Особое внимание следует уделять креплению кабеля в скважинах. В обсадной трубе, армирующей скважину, прокладывается трос или канат небольшого диаметра, поддерживаемый лебед-

Таблица 7.6

Способы прокладки бронированных и гибких кабелей

Выработки	Способ прокладки кабеля
Вертикальные	На специальных конструкциях с клиновыми зажимами
Скважины	На стальном тросе креплением проволочными бандажами
С углом наклона до 45° и выше	При угле наклона более 45° с помощью хомутов, скоб и др., разгружающих кабель от собственного веса; при угле наклона до 45° — нежестко, с противовесом
Горизонтальные: бетонная крепь, кирпичная и т. п.	Жесткое крепление — на металлических конструкциях, кронштейнах с крюками, на цепочных конструкциях и т. п.
металлическая и деревянная крепь	Мягкая подвеска — на резиновых или брезентовых лентах, колышках и т. п.

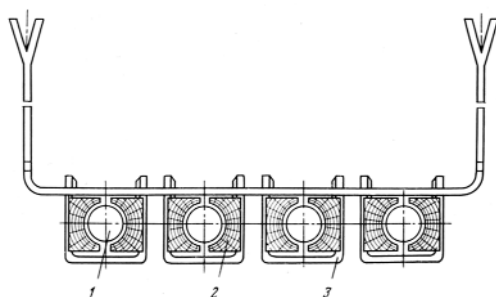


Рис. 7.17. Конструкция для закрепления с помощью зажимов силовых и контрольных кабелей в вертикальных стволах:

1 — кабель; 2 — изолирующий элемент; 3 — крепежное устройство

кой, а к тросу или канату уже непосредственно крепится кабель с помощью проволоочных бандажей, накладываемых через 2,5 м. Длина бандаж не более 100 мм. Если в скважине прокладывают несколько кабелей, например бронированный и контрольный, каждый из них крепится к своему тросу или канату. В зависимости от диаметра обсадной трубы расстояние между кабелями колеблется от 5 до 55 мм.

Расстояние между точками подвеса кабелей в вертикальных выработках не должно превышать 7 м, в горизонтальных — 3 м, а в наклонных — 5 м. При прокладке нескольких кабелей зазоры между ними должны быть не менее 5 мм.

Если в одной и той же выработке прокладываются кабели и вентиляционные трубы из негорючих материалов, то трубы и кабели следует располагать на противоположных сторонах выработки.

Силовая распределительная сеть в подземных выработках выполняется бронированными и гибкими кабелями. Выбор марки кабелей производится в зависимости от категории и надежности электроснабжения горного предприятия, типа выработки и назначения прокладки.

Для присоединения распредпунктов различного назначения на напряжение 0,4; 0,69; 1,2 кВ к передвижным или стационар-

ным подстанциям используются бронированные кабели СБн, СБШв, ЭВТ, а также гибкий экранированный КГЭШ. На объектах городского подземного строительства, не опасных по газу или пыли, могут использоваться бронированные кабели с алюминиевыми жилами и алюминиевой оболочкой.

Стационарно установленные электродвигатели и пусковые аппараты получают питание по бронированным или гибким кабелям, если вводные устройства электродвигателей предназначены только для гибких кабелей.

Для питания передвижных машин и механизмов используются гибкие экранированные кабели, не распространяющие горение, а в угольных шахтах на крутом падении — гибкие экранированные кабели специальной конструкции. Гибкий кабель, питающий передвижной механизм (погрузочную машину, экскаватор, самоходный вагон, проходческий комбайн), должен быть обязательно подвешен. Примыкающая к машине часть кабеля с резиновой оболочкой может быть проложена по грунту на протяжении не более 30 м с соблюдением мер, исключаящих его повреждения. По окончании работы передвижного механизма кабель должен быть отключен от электросети. Запрещается держать гибкие кабели под напряжением в виде «бухт» и «восьмерок». Это требование не распространяется на случай, когда условиями выполнения горных работ и конструкцией машин (укладчики, подвесные насосы и др.) предусматривается запас гибкого кабеля на специальном устройстве или тележке.

Электрическая проводка на лесах, подмостях должна быть выполнена гибким кабелем или проводом двойной изоляции с медными жилами. Применять неизолированные провода для силовых и осветительных электрических сетей в подземных выработках не допускается.

Ручной электроинструмент на участке между распределительным пунктом и муфтой присоединяется гибким экранированным кабелем, а на участке муфта—сверло — особо гибким экранированным кабелем КОГЭШ или КОГВЭШ.

7.6. КАБЕЛЬНЫЕ МУФТЫ

7.6.1. Общие сведения

Кабельные муфты предназначены для соединения строительных длин кабелей в кабельные линии, оконцевания кабельных линий, а также подключения кабелей к электроустановкам и к воздушным линиям электропередачи. Кабельные муфты представляют собой комплекты деталей и монтажных материалов. Состав комплектов определяется функциональным назначением кабельных муфт, рабочим напряжением, типом изоляции, количеством жил и конструктивной особенностью кабеля, условиями эксплуатации.

В зависимости от назначения кабельные муфты подразделяются на две основные группы:

- соединительные муфты и их разновидности (ответвительные, стопорные, переходные) — для соединения между собой отдельных строительных длин кабелей, секционирования кабельных линий с целью предотвращения перетекания пропиточного состава из секции в секцию, соединения кабелей с различными типами изоляции;
- концевые муфты и концевые заделки — для оконцевания кабелей внутри помещений и на открытом воздухе, подключения кабелей к электрооборудованию.

Конструктивное исполнение, применяемые материалы и технология монтажа подразделяют кабельные муфты на термоусаживающие, заливные (свинцовые, эпоксидные), натяжные, муфты холодной усадки.

Технология холодной усадки позволяет монтировать кабельную муфту без применения огня и специальных инструментов. Муфта поставляется натянутой на пластмассовый корд, который поддерживает ее в растянутом состоянии. Вся работа монтажника заключается в удалении этого корда. При этом муфта плотно усаживается на кабель, обеспечивая электрическую изоляцию с равномерной толщиной слоя. Качество такой изоляции

постоянно и не зависит от мастерства монтажника. Муфта холодной усадки создает постоянное радиальное прижимное давление, которое будет действовать на протяжении всего срока ее службы. По мере того как кабель расширяется или сжимается под действием перегрузок или перепадов температур, вместе с ним расширяется и сжимается муфта холодной усадки, сохраняя герметичное уплотнение.

Технология заливки компаунда предназначена для изоляции, герметизации и защиты от механических повреждений места соединения кабеля в соединительных и ответвительных муфтах. Для горно-добывающей промышленности Компанией «ЗМ» (США) разработан особо эластичный двухкомпонентный полиуретановый компаунд, обладающий повышенной допустимой нагрузкой на растяжение и изгиб. В муфтах используется запатентованная система закрытого смешивания и заливки компаунда. Смешивание двух частей компаунда производится непосредственно в упаковке после разрыва разделительной мембраны. При этом не происходит контакта компаунда с руками монтажника и отсутствует риск вытекания компаунда и нанесения вреда окружающей среде. Прозрачный пакет облегчает визуальный контроль за процессом смешивания. Затвердевший компаунд сохраняет свою эластичность в течение длительного времени и при низких температурах.

Термоусаживаемые кабельные муфты представляют собой многослойную конструкцию. Компоненты муфт последовательно монтируются на кабеле и восстанавливают его электрическую, конструктивную и механическую целостность. Вновь созданные в муфтах функциональные элементы полностью отвечают требованиям к аналогичным элементам кабеля.

7.6.2. Классификация кабельных муфт и заделок

Для классификации кабельных муфт и заделок введены единые терминологии, определения и обозначения:

- соединительная кабельная муфта (С) — устройство, предназначенное для соединения кабелей;

- стопорная кабельная муфта (Ст) — устройство, предназначенное для соединения кабелей и предотвращения стекания кабельной массы при их прокладке на наклонных трассах;

- стопорно-переходная кабельная муфта (СтП) — устройство, предназначенное для соединения кабелей с различной пропитанной бумажной изоляцией и предотвращения стекания кабельной массы при их прокладке на вертикальных и наклонных трассах;

- ответвительная кабельная муфта (О) — устройство, предназначенное для присоединения ответвительного кабеля к магистральной кабельной линии;

- концевая кабельная муфта (К) — устройство, предназначенное для присоединения кабелей к электроаппаратам наружной (КН) и внутренней (КВ) установки или воздушным линиям электропередачи;

- концевая кабельная заделка (КВ) — устройство, предназначенное для присоединения кабелей к электроаппаратам внутренней установки.

Кабельные муфты и заделки классифицируют по типам, маркам и маркоразмерам.

Тип определяет область применения и назначение муфты, например: С — соединительная муфта, КВ — концевая муфта или заделка для внутренней установки.

Марка муфты или заделки состоит из обозначения типа, материала и конструктивного исполнения, например: СЭ — соединительная эпоксидная муфта для кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ и пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ, с корпусом, имеющим поперечный разъем; КВЭтв — концевая эпоксидная заделка внутренней установки с термоусаживающими ПВХ трубками для кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ.

Для различных сечений кабелей марку муфты или заделки классифицируют в зависимости от габаритных размеров (**маркоразмеров**), например: СЭ-2 — второго маркоразмера: для сечения жил 95 — 120 мм² при напряжении 6 кВ, 70 — 95 мм² при напря-

жении 10 кВ; КВЭтв-3 — третьего маркоразмера: для сечения жил 120 — 150 мм² трехжильного кабеля при напряжении до 1 кВ, 70 — 95 мм² при напряжении 6 кВ, 50 — 70 мм² при напряжении 10 кВ.

Условные обозначения типов, марок и маркоразмеров муфт и заделок приведены в технической документации.

7.6.3. Монтаж соединительных и концевых муфт

На рис. 7.18 представлена схема монтажа соединительной муфты для кабеля ААБ2л-10 (кабель с алюминиевыми токопроводящими жилами, бумажной пропитанной изоляцией, алюминиевой оболочкой, бронепокровом из плоских лент, особо усиленной подушкой у защитного покрова оболочки, наружным покровом; рабочее напряжение кабеля — 10 кВ). Для соединения или ремонта строительных длин этого кабеля следует применять соединительные муфты СС, СЭ или СЭв.

Муфта представляет собой трубу, изготовленную из свинца. После изолирования мест соединений жил концам трубы при монтаже придают сферическую форму до соприкосновения со свинцовой или алюминиевой оболочкой соединяемых концов кабелей. Затем трубу припаивают к оболочкам для обеспечения герметичности муфты. Муфту заливают заливочным составом через отверстия, вырубаемые в ней во время монтажа, а затем запаивают после заливки. Заземление осуществляют медным многопроволочным проводом, припаянным к корпусу муфты и

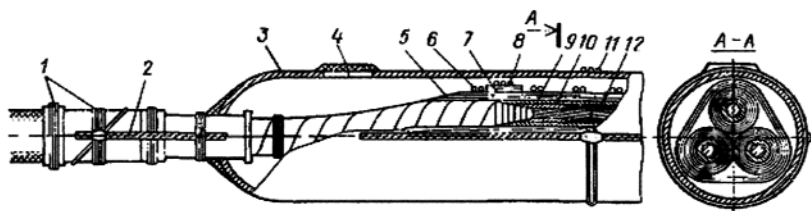


Рис. 7.18. Соединительная свинцовая муфта СС:

1, 11 — проволочные бандажи; 2 — провод заземления; 3 — корпус муфты; 4 — заливочное отверстие; 5 — подмотка рулонами; 6, 8 — бандажи из кабельной пряжи; 7, 9, 10 — подмотки роликами шириной 25, 10 и 5 мм; 12 — соединительная гильза

металлическим оболочкам кабеля. Муфту защищает от механических повреждений кожух, состоящий из двух симметричных продольных половин, стягиваемых болтами. Защитные негерметичный марки КЗЧ и герметичный КЗЧГ кожухи изготавливают из серого чугуна, а КЗП — из пресс-материалов.

Соединительная эпоксидная муфта марки СЭ (рис. 7.19) состоит из двух разъемных полукорпусов, которые в месте сочленения плотно подогнаны друг к другу. После соединения жил и их изоляции устанавливают резиновые уплотнительные кольца и полумуфты, предварительно надетые на концы кабелей, а также эпоксидные распорки (звездочки). Концы полумуфт уплотняют, а внутреннюю полость заполняют эпоксидным компаундом. Излишки концов провода заземления, напаянные на броне и оболочке соединяемых кабелей, отрезают, концы соединяют между собой и прикрепляют к муфте.

Концевые муфты и заделки надежно защищают изоляцию кабеля от увлажнения, солнечной радиации, вредных атмосферных воздействий (химически активной среды, токопроводящей пыли и т. д.). Они имеют высокую электрическую прочность и разрядные характеристики. В отличие от соединительных концевые муфты монтируют и эксплуатируют только в одной среде — на воздухе. Концевые заделки применяют внутри помещений или в герметических шкафах на открытом воздухе.

В связи с различными конструкциями кабелей и условиями эксплуатации применяют большое количество концевых муфт и

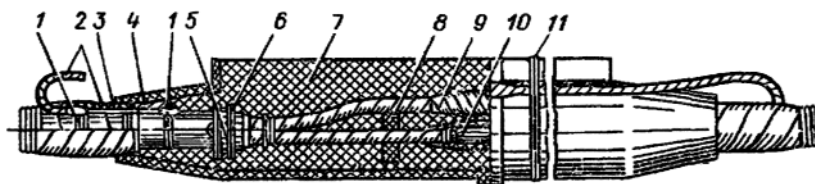


Рис. 7.19. Соединительная эпоксидная муфта СЭ:

1 — бандаж провода заземления; 2 — провод заземления; 3 — герметизирующая подмотка; 4 — корпус; 5 — резиновое уплотнительное кольцо; 6 — разрезная гильза; 7 — компаунд; 8 — распорная звездочка; 9 — подмотка жилы; 10 — соединительная гильза; 11 — проволоочный бандаж

заделок. Рассмотрим наиболее распространенные из них. На рис. 7.20, *а* представлена концевая металлическая муфта наружной установки напряжением до 10 кВ. Для оконцевания в наруж-

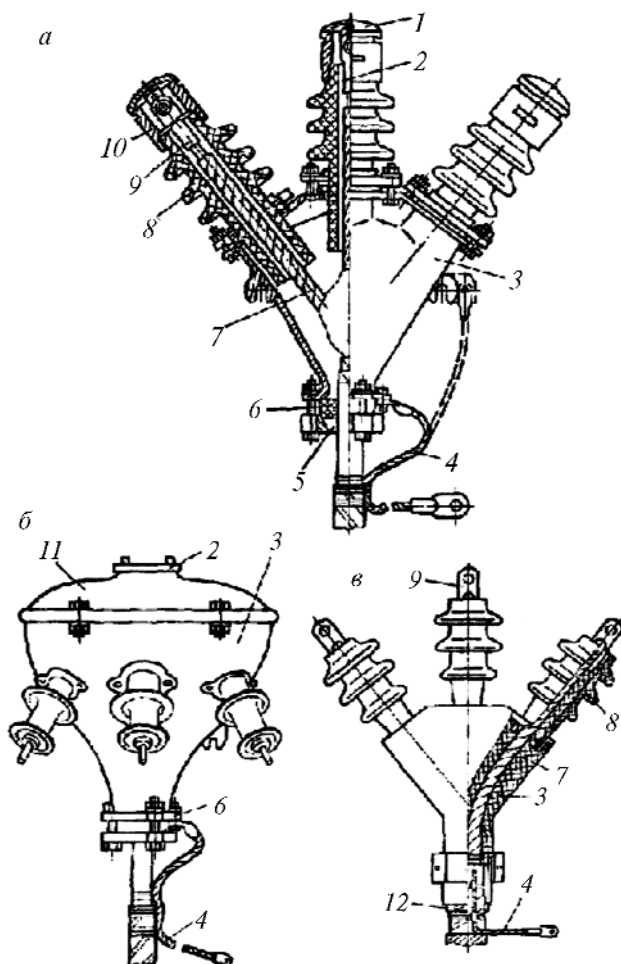


Рис. 7.20. Концевые муфты наружной установки для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией:

а — КНА; *б* — КМА, *в* — КНЭ; 1 — медный колпачок; 2 — заливочное отверстие; 3 — корпус; 4 — провод заземления; 5 — конус; 6 — сальник; 7 — жила кабеля; 8 — изолятор; 9 — наконечник; 10 — контактная головка; 11 — крышка корпуса; 12 — подмотка из хлопчатобумажных лент с промазкой компаундом

ных установках трехжильных кабелей с бумажной изоляцией с сечением жил до 240 мм² на напряжение 6 и 10 кВ применяют концевые трехфазные муфты: КНА — с алюминиевым корпусом, КНЧ — с чугунным, КНСт — со стальным.

Перед началом монтажа проверяют размеры концевой муфты. Особое внимание уделяют расположению наружных контактных шин головок изоляторов муфты относительно передней части корпуса. Шины должны соответствовать расположению контактов подключаемой электроустановки. Из корпуса муфты извлекают сальник и подбирают в нем необходимую прорезь, диаметр которой соответствует диаметру вводимого кабеля. Корпус сальника надевают на броню кабеля и временно сдвигают за пределы разделки.

Кабель изгибают с учетом допустимого радиуса изгиба и закрепляют вертикально. При этом проверяют расположение разделанных жил; средняя жила должна быть на 8 — 15 мм длиннее крайних. Жилы разводят, закрепляют бумажную изоляцию и обрезают. После оконцевания жил подготавливают корпус муфты к заливке массой. Для этого снимают все временные бандажки, расцветочные ленты, материалы, временно защищающие корешок разделки от припоя и других инородных частиц, поясную изоляцию. Корпус муфты прогревают и покрывают пропарочным составом. Жилы кабеля вводят в корпус на 200 мм. В крайние отверстия корпуса вставляют патрубки из трубы и надвигают их на жилы. Осторожно сгибая крайние жилы, их направляют в соответствующие отверстия корпуса и подвигают корпус так, чтобы средняя жила вышла из него на 280 мм. В соответствии с технологией, описанной в технической документации, собирают болты с шайбами и гайками контактных головок и крайние изоляторы на корпусе муфты. Наконечники жил кабеля присоединяют к контактным шинам головок изоляторов и закрепляют болтами.

Разогретым заливочным составом заполняют весь внутренний объем муфты через отверстие среднего изолятора, который после доливки устанавливают на место. Состав доливают через

средний изолятор до его появления в головках крайних изоляторов. Колпачки припаивают к крайним головкам изоляторов. Затем средний изолятор доверху заполняют заливочным составом. Муфту заземляют медным многопроволочным проводом. После остывания муфты до $50 - 60^{\circ}\text{C}$ ее вновь доверху доливают составом через средний изолятор. После напайки колпачка на головку среднего изолятора муфту поднимают на место установки, предохраняя от возможных растягивающих усилий между ней и кабелем. При необходимости муфту поворачивают одновременно с кабелем. Корпус муфты вторично прогревают пламенем горелки до $50 - 60^{\circ}\text{C}$.

При переходе кабельных линий на воздушные для трехжильных кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ применяют концевые мачтовые муфты КМА с алюминиевым и КМЧ с чугунным корпусами (рис. 7.20, б). В отличие от монтажа муфт КН после присоединения наконечников жил к контактными стержням (средняя жила на 8 — 12 мм короче крайних) заливку корпуса выполняют через заливочные отверстия в крышке. При заливке и доливке заливочный состав не должен достигать уровня заливочного отверстия и крышки на 30 — 40 мм. Наличие зазора служит компенсатором при изменении объема заливочного состава в зависимости от температуры окружающей среды.

Для оконцевания кабелей с бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ могут применяться также концевые эпоксидные муфты наружной установки типа КНЭ (рис. 7.20, в). Муфта состоит из корпуса и трех эпоксидных проходных изоляторов для вывода жил кабеля. На месте монтажа муфту надевают на разделанный конец кабеля и заполняют эпоксидным компаундом, при этом достигается герметичность муфты, а также повышается ее электрическая и механическая прочность.

Для присоединения кабелей к воздушным ЛЭП напряжением до 1 кВ применяют мачтовые муфты типа КМА, КМЧ, КМСт и КНЭ. Монтаж муфт выполняют в той же последовательности, что и мачтовых муфт напряжением до 10 кВ.

Техническая характеристика кабельных муфт

Тип муфты и ее обозначение	Номинальное напряжение, кВ	Тип кабеля	Сечение жилы, мм ²
Холодноусаживаемая концевая муфта. Серия 92-ЕВ CS1	3,6/6 (7,2)	КГЭ	3×35+1×10 3×50+1×16; 3×70+1×16 3×35+1×10+1×6 3×50+1×16+1×10 3×70+1×16+1×10
Заливная гибкая соединительная муфта. Серия 92-AV 5x4 PL	до 6	КГЭ	3×25+3×25+3 3×35+3×25+3 3×150+3×70+3 4×150+4×25
Холодноусаживаемая соединительная муфта. Серия 91-А6х	до 1,2	КГЭ, (А)ВВГ	4×1,5 – 4×6 4×10 – 4×25
Заливная гибкая соединительная муфта. Серия 91-AV xxx	до 1,2	КГ, КПГ	5×2,5 4×4; 4×6 4×10; 4×16 4×25 4×35; 4×50 4×50 – 4×120
Термоусаживаемая гибкая соединительная муфта. Серия 91-АНF х/х	до 1,2	КГ, КПГ, СРГ, (А)ВРГ	4×1,5 – 4×10 5×1,5 – 5×10 4×16 – 4×50 5×16 – 5×50 4×35 – 4×95 4×95 – 4×150

В настоящее время на рынке кабельных муфт появилось большое количество различных компаний, предлагающих свою продукцию, в том числе зарубежные компании: *RYCHEM* (Германия), «ЗМ» (США), *ENSTO* (Финляндия) и др. Данные компании используют различные технологии в кабельных соединениях: метод холодной усадки, метод термоусадки и метод заливки компаундом. Метод холодной усадки применяется для силовых кабелей с изоляцией из полимерных материалов, таких как сшитый полиэтилен, поливинилхлорид, полиэтилен и резина. Тех-

нология заливки компаундом предназначена для изоляции, герметизации и защиты от механических повреждений места соединения кабеля в соединительных и ответвительных муфтах. Метод термоусадки используется для изоляции, герметизации и защиты кабельной продукции от коррозии. Использование полиолефинов сетчатой структуры позволяет получить высокие прочностные характеристики, термостойкость и устойчивость к воздействию растворителей и химикатов.

В табл. 7.7 приведена техническая характеристика различных кабельных муфт Компании «ЗМ», выпускаемых для горнодобывающей отрасли.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Приведите классификацию кабелей согласно ГОСТ Р 52372-2005.
2. Устройство и область применения бронированных кабелей.
3. Устройство и область применения гибких и особо гибких кабелей.
4. Приведите маркировку и обозначение различных кабелей.
5. Для чего нужен защитный покров кабеля? Приведите его состав.
6. Что представляет собой кабель КГЭШ 3х50+1х10+3х4 — 1140 ТУ*?
7. Назовите способы прокладки кабелей.
8. Чем отличается кабельный туннель от кабельного канала?
9. Опишите устройство кабельного коллектора.
10. Способы прокладки кабелей в подземных горных выработках объектов строительства городских подземных сооружений.
11. Приведите классификацию кабельных муфт.
12. Опишите современные технологии кабельных соединений.
13. Какие кабельные муфты современных технологий используются для горно-добывающей промышленности?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Кабели, применяемые при электроснабжении строительных площадок.
2. Устройство гибких и особо гибких кабелей, применяемых при строительстве городских подземных сооружений.
3. Способы прокладки кабелей.
4. Прокладка кабелей в подземных горных выработках.
5. Кабельные муфты и заделки.
6. Термоусаживающие кабельные муфты для предприятий горного профиля.

8. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

8.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ЕДИНИЦЫ СВЕТОТЕХНИКИ

8.1.1. Общие сведения

В общем электропотреблении промышленных предприятий затраты электроэнергии на искусственное освещение относительно невелики (5 – 15 %) и зависят от отрасли промышленности. Тем не менее следует стремиться к рациональному использованию этой энергии, обоснованно применяя экономичные и наиболее подходящие для конкретных условий источники света и световые приборы. Весьма важно также правильно организовать эксплуатацию осветительных установок.

Для обеспечения нормальной жизнедеятельности людей необходимы источники света. Естественного освещения, создаваемого Солнцем, во многих случаях недостаточно для удовлетворения потребности людей в освещении. В связи с этим с древних времен человек создавал и использовал искусственные источники света: тела, вещества и устройства, в которых энергия любого вида при определенных условиях, зависящих от челове-

ка, преобразуется в свет. Свет является разновидностью электромагнитной энергии, передаваемой лучеиспусканием и вызывающей световое ощущение в результате раздражения зрительного нерва у людей и животных.

В результате преобразования подводимой к телам энергии, в частности тепловой или электрической, при определенных условиях возникает электромагнитное излучение, которое принято характеризовать длиной волны λ , измеряемой в метрах (м) или нанометрах (нм). Лучи по длинам волн распределены следующим образом:

$\lambda = 1 \cdot 10^4 - 1 \cdot 10^{-4}$ м – радиоволны;

$\lambda = 1 \cdot 10^{-4} - 7,6 \cdot 10^{-7}$ м – инфракрасные лучи;

$\lambda = 7,6 \cdot 10^{-7} - 3,8 \cdot 10^{-7}$ м – видимые лучи;

$\lambda = 3,8 \cdot 10^{-7} - 5 \cdot 10^{-9}$ м – ультрафиолетовые лучи;

$\lambda = 5 \cdot 10^{-9} - 4 \cdot 10^{-12}$ м – рентгеновские лучи;

$\lambda = 4 \cdot 10^{-12} - 1 \cdot 10^{-13}$ м – гамма-лучи, излучаемые при ядерном превращении.

Электромагнитные излучения оптической части спектра с длиной волны $\lambda = 1 \cdot 10^{-4} - 5 \cdot 10^{-9}$ м, включающие в себя инфракрасные, видимые и ультрафиолетовые излучения, имеют большое значение в жизни живых организмов и поддержании нормальной жизнедеятельности людей на Земле.

Область видимого излучения в общем потоке электромагнитного излучения довольно узкая. В зависимости от длины волны видимое излучение разделяется по следующим основным цветам:

красный – $\lambda = 760 - 620$ нм;

оранжевый – $\lambda = 620 - 590$ нм;

желтый – $\lambda = 590 - 560$ нм;

зеленый – $\lambda = 560 - 500$ нм;

голубой – $\lambda = 500 - 480$ нм;

синий – $\lambda = 480 - 450$ нм;

фиолетовый – $\lambda = 450 - 380$ нм.

Глаз человека по-разному воспринимает лучи различной цветности. Наиболее чувствителен он к желто-зеленым цветам.

Максимальная чувствительность глаза, имеющая место при длине волны 555 нм, принята за единицу. В этом случае относительная видимость фиолетово-синего излучения не превышает 0,2, а красного — 0,3. Лучи, лежащие за красным и фиолетовым концами сплошного спектра (инфракрасные и ультрафиолетовые), являются для человека невидимыми.

Разные животные неодинаково реагируют на цветовые излучения. Например, домашние птицы при освещении помещения лампами синего цвета теряют способность видеть. Красный цвет действует на птиц успокаивающе, в то время как на некоторых других животных — раздражающе.

В светотехнике помимо видимого излучения используются также инфракрасное и ультрафиолетовое. Невидимые инфракрасные лучи являются тепловыми и участвуют в переносе теплоты от одного тела к другому. Они появляются при нагреве какого-либо тела (например, куска металла) до температуры не выше 800 К. На шкале электромагнитных волн они занимают достаточно широкий диапазон между красным концом видимого спектра излучения света и коротковолновым радиоизлучением. Инфракрасное излучение находит широкое применение в дефектоскопии, в приборах ночного видения и ночного фотографирования, в средствах скрытой сигнализации и т. д. Ультрафиолетовые лучи на шкале электромагнитных волн занимают область между фиолетовым концом видимого спектра и рентгеновскими лучами. Они отличаются сильным химическим (разложение различных солей, например солей серебра и др.) и физиологическим (загар, уничтожение бактерий и др.) действием. Строго дозированное ультрафиолетовое облучение людей в профилактических целях применяют как средство, способствующее нормализации обмена веществ и повышающее устойчивость человека к воздействию неблагоприятных факторов [26]. Для нормального развития нуждаются в ультрафиолетовом облучении в раннем возрасте и домашние животные, если они не находятся на открытом воздухе под лучами солнца. Ультрафиолетовое облучение осуществляется с помощью специальных

установок, в которых используются дуговые ртутные, эритемные (предназначенные для загара) и осветительные облучательные лампы. Бактерицидные ультрафиолетовые лампы применяются для обеззараживания воздуха в помещениях медицинских учреждений, жилых домов и т. д.

8.1.2. Параметры источников света

Получаемое в источниках света оптическое излучение характеризуется рядом параметров, с помощью которых качественно и количественно оценивается каждый тип ламп. *Номинальными* называются значения параметров, при которых лампы должны работать и которые они должны иметь при заданных условиях эксплуатации. Они устанавливаются, как правило, на основании статистической обработки результатов испытаний, выборки из партии ламп данного типа, а затем распространяются на всю партию или совокупность ламп данного типа и поэтому являются величинами вероятностными. Фактические параметры отдельных образцов обычно отличаются от номинальных определенным разбросом (дисперсией).

Параметры источников света условно можно разделить на две основные группы: технические (физические) и эксплуатационные.

Технические параметры характеризуют излучение (световой поток, сила света, яркость, спектр излучаемого света), электрический режим (мощность лампы, рабочее напряжение на ней, напряжение питания, сила и род тока, для газоразрядных ламп — потери мощности в пускорегулирующих аппаратах ПРА, коэффициент мощности лампы и лампы в комплекте с ПРА и др.) и конструктивные особенности (габаритные размеры, размеры излучаемого тела, форма колбы, ее оптические свойства — прозрачная, матированная и т. п., конструкция и размеры электродов и т. д.).

Эксплуатационные параметры характеризуются эффективностью (КПД лампы, световая отдача лампы) и надежностью. Под надежностью понимается свойство объекта выполнять требуемые функции в определенных условиях эксплуатации в течение задан-

ного времени при сохранении значений основных параметров в заранее установленных пределах. Для источников оптического излучения важным показателем надежности является срок службы. Различают полный срок службы (до перегорания источника света), полезный срок службы (до момента выхода одного из параметров за допустимые пределы), а также минимальную продолжительность горения, которая определяется с учетом вероятности безотказной работы лампы в течение заданного времени.

Мощность электромагнитного излучения количественно характеризуется лучистым потоком, т. е. количеством энергии, излучаемой за единицу времени. В светотехнике пользуются понятием *светового потока* (Φ), под которым понимается та часть лучистого потока, которая воспринимается зрением человека как видимый свет. За единицу измерения светового потока принят *люмен* (лм), что в переводе с латинского означает «свет».

Однако источник света может излучать световой поток в разных направлениях и с различной интенсивностью. Например, открытая лампа без светотехнической арматуры излучает свет по всем направлениям, а та же лампа, помещенная в прожектор, концентрирует его в определенном пучке. В обоих случаях световой поток одинаков, но плотность его разная. Поэтому световой поток не является исчерпывающей характеристикой источника света. В связи с этим введено понятие *силы света* (I), которое определяет интенсивность излучения источника в любом направлении окружающего пространства. В фотометрии единицей силы света является *кандела* (кд), что в переводе с латинского означает «свеча».

Световой поток — это произведение силы света и телесного угла, в котором он излучается. *Телесным углом* (ω) называется часть пространства, ограниченная конической поверхностью с вершиной в центре сферы и опирающаяся на поверхность этой сферы (рис. 8.1).

Телесный угол определяется как отношение площади F части поверхности сферы, на которую он опирается, к квадрату радиуса r этой сферы:

$$\omega = \frac{F}{r^2}. \quad (8.1)$$

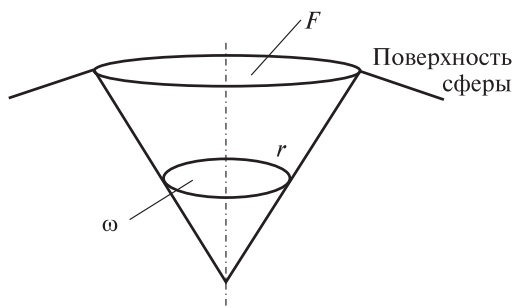


Рис. 8.1. Телесный угол

Единицей измерения телесного угла является *стерадиан* (ср).

Стерадиан представляет собой телесный угол, вырезающий на поверхности сферы участок, площадь которого эквивалентна площади квадрата со стороной, равной радиусу сферы [9].

Соответственно кандела может быть выражена как сила света точечного источника, испускающего световой поток в один люмен, равномерно распределенный внутри телесного угла в один стерадиан. Таким образом, можно представить, что $\text{лм} = \text{кд} \cdot \text{ср}$.

Следовательно, люмен — это световой поток, испускаемый точечным источником света силой в одну канделу внутри телесного угла, равного стерадиану.

Для того чтобы количественно оценить уровень освещения какой-либо поверхности в результате попадания на нее светового потока, используется понятие *освещенности* E , значение которой с учетом рис. 8.2 можно рассчитать по формуле

$$E = \frac{\Phi}{F} = \frac{I_{\alpha} \cos \beta}{l^2}, \quad (8.2)$$

где Φ — световой поток, падающий на освещаемую поверхность, лм; F — площадь освещаемой поверхности, м^2 ; I_{α} — сила света под углом α к нормали N освещаемой поверхности, кд; α — угол между направлением силы света и нормалью к освещаемой поверхности.

щаемой поверхности, проведенной через ось симметрии источника света (см. рис. 8.2); β — угол между направлением силы света и нормалью к освещаемой поверхности в точке A ; l — расстояние от источника света до освещаемой точки на поверхности, м.

Освещенность представляет собой поверхностную плотность падающего светового потока. Освещенность поверхности не зависит от ее оптических свойств (поглощение, отражение, рассеяние света) и от направления, в котором она рассматривается [26].

Единицей освещенности является *люкс* (лк), что в переводе с латинского также означает «свет». Один люкс — это освещенность, создаваемая равномерно распределенным световым потоком в один люмен на освещаемой поверхности площадью 1 м^2 , т. е. $1 \text{ лк} = \text{лм}/\text{м}^2$. Чем выше освещенность, тем лучше зрительное восприятие визуальной информации.

Поток от источника света, падая на поверхность какого-либо предмета, частично ею отражается. В этом случае глаз человека воспринимает только часть светового потока, отраженную от поверхности предмета и вызывающую зрительное восприятие. Чем больше светового потока, отраженного от поверхности предмета, улавливает глаз человека, тем сильнее зрительное ощущение этого предмета. При этом освещенный предмет тем лучше виден, чем большую силу света отражает его поверхность. Уровень восприятия света глазом определяется *яркостью*. Для

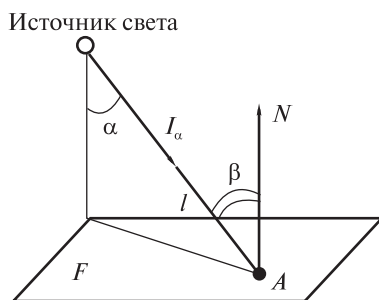


Рис. 8.2. Освещенность элемента поверхности

равномерно освещаемой поверхности яркость в любом направлении рассчитывается по формуле (см. рис. 8.2):

$$L = \frac{I_{\alpha}}{F \cdot \cos \alpha}. \quad (8.3)$$

Яркость является одним из важнейших понятий светотехники. Она определяет световое ощущение глаза человека и зависит от световых свойств освещаемых поверхностей, степени освещенности и угла, под которым поверхность рассматривается. Если яркость поверхности незначительна, то на ней трудно различить мелкие детали. Например, сложно прочесть чертеж, выполненный на темной бумаге. В тех случаях, когда яркость чрезмерная, поверхность слепит глаза и зрительное восприятие затрудняется. Сравнением яркостей объекта и фона, на котором он рассматривается, определяют контраст объекта с фоном. Для этого служит коэффициент контраста. Чем выше его значение, тем лучше виден объект на данной поверхности.

Единицей яркости служит *кандела на квадратный метр* (кд/м²). Следует отметить, что понятие яркости применимо не только к освещаемым поверхностям, но и к источникам света. Например, яркость солнца, находящегося в зените, оценивается в $150 \cdot 10^7$ кд/м².

Важной характеристикой источников света является цвет излучаемого света и качество передачи цветов освещаемых предметов. Цветность излучения источника света определяется *цветовой температурой* (T_c), измеряемой в *кельвинах* (К). Значение T_c представляет собой температуру, при которой излучение абсолютно черного тела («идеального» тела, которое поглощает весь падающий на него свет и отражение которого равно нулю) имеет цветность, совпадающую с данной. Отметим, что при повышении температуры нагрева абсолютное черное тело изменяет характер излучения, которое из красного становится желтым, белым и, наконец, синеватым, но никогда не бывает, например, зеленым или коричневым. Поэтому не все цветности могут быть достоверно охарактеризованы цветовой температурой. Величина

T_c может не иметь ничего общего с физической температурой излучателя. Поэтому цветовую температуру следует рассматривать как некоторый оценочный показатель цветности источников света. Чем большее значение имеет этот показатель, тем более близок к естественному цвет излучаемого источником света. Существуют три главные цветности света: тепло-белая ($T_c < 3300$ К), нейтрально-белая ($T_c = 3300 - 5000$ К) и белая дневного света ($T_c > 5000$ К). Однако лампы с одинаковой цветностью света могут по-разному передавать цвета освещаемых предметов, что объясняется различием спектрального состава излучаемого ими света. Качество цветопередачи выражается общим *индексом (коэффициентом) цветопередачи* (R_a), который показывает соответствие зрительного восприятия цветного объекта, освещенного исследуемым и эталонным источниками света при определенных условиях наблюдения. Его максимальное значение составляет 100. Источники, имеющие значение $R_a = 90 - 100$, обладают очень хорошей цветопередачей, а уровень $R_a = 50$ и менее соответствует слабой цветопередаче. Различные спектры излучения ламп, несмотря на одинаковую цветность, вызывают различное восприятие цвета. Если, например, в спектре ламп мало красного света, то красные цвета предмета будут переданы не в полной степени. Лампы с высоким индексом (90 и больше) передают все цвета натурально, при низком индексе цвета воспринимаются искаженно; например, красные воспринимаются как оранжевые, зеленые — как желтые.

Излучение газоразрядных ламп пульсирует с удвоенной частотой переменного тока, питающего осветительную установку. Глубина пульсации оценивается *коэффициентом пульсации* K_{Π} , %:

$$K_{\Pi} = \frac{\Phi_{\max} - \Phi_{\min}}{2\Phi_{\text{ср}}} 100, \quad (8.4)$$

где $\Phi_{\max}$ и $\Phi_{\min}$ — максимальное и минимальное значения светового потока за период его колебаний, равный 0,02 с для частоты 50 Гц; $\Phi_{\text{ср}}$ — среднее значение светового потока за этот же период.

Глаз реагирует на изменение во времени освещенности. Глубина пульсации освещенности, регламентируемая [25], оценивается коэффициентом пульсации освещенности:

$$K_{\Pi} = \frac{E_{\max} - E_{\min}}{2E_{\text{ср}}} 100, \quad (8.5)$$

где $E_{\max}$, $E_{\min}$ и $E_{\text{ср}}$ — соответственно максимальное, минимальное и среднее значения освещенности за период ее колебания.

Наибольшее значение коэффициента пульсации нормируется в зависимости от разряда зрительных работ и установлено в пределах от 10 до 20 %. При периодическом общем наблюдении за ходом производственного процесса или инженерными коммуникациями данный показатель не нормируется [25].

При необходимости оценить экономичность того или иного источника света пользуются понятием *световой отдачи* (H), единицей измерения которой принят *люмен на ватт* (лм/Вт):

$$H = \frac{\Phi}{P}, \quad (8.6)$$

где Φ — световой поток источника света, лм; P — мощность источника света, Вт.

В зависимости от требований к освещенности конкретных объектов при выборе источников света могут использоваться и другие световые характеристики.

8.1.3. Выбор системы освещения и нормированной освещенности

В соответствии с [25] искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, охранное и дежурное. При необходимости часть светильников рабочего или аварийного освещения может использоваться для дежурного освещения.

Рабочее освещение предназначено для создания нормальной освещенности на рабочих местах.

Аварийное освещение обеспечивает требуемую освещенность при внезапном отключении рабочего освещения. Данный вид освещения разделяется на освещение безопасности и эвакуационное.

Освещение безопасности следует предусматривать в тех случаях, когда отключение рабочего освещения и связанное с этим нарушение обслуживания оборудования и механизмов может вызвать:

- взрыв, пожар, угрозу жизни и здоровью людей;
- длительное нарушение технологического процесса;
- нарушение работы ответственных объектов (электростанций, компрессорных, насосных, вентиляционных установок и т. п.);
- нарушение режима работы детских учреждений независимо от числа находящихся в них детей.

Эвакуационное освещение в помещениях или в местах производства работ вне зданий следует предусматривать:

- в местах, опасных для прохода людей;
- в проходах и на лестницах при числе эвакуирующихся более 50 человек;
- по основным проходам производственных помещений, в которых работают более 55 человек;
- на лестничных клетках жилых домов шести и более этажей;
- в помещениях общественных зданий, административных и бытовых зданий промышленных предприятий, если там одновременно могут находиться более 100 человек;
- в производственных помещениях без естественного света.

В большинстве случаев в помещениях устраивается какой-либо один вид аварийного освещения. Если это освещение безопасности, то должна быть обеспечена освещенность рабочих поверхностей путем установки светильников равномерного, локализованного или местного освещения. Но при размещении светильников следует учитывать необходимость освещения проходов.

При выполнении эвакуационного освещения обычно ограничиваются установкой светильников только по линии основных проходов.

Для аварийного освещения либо устанавливаются дополнительные светильники, либо используется часть светильников рабочего освещения, которые питаются от другого источника или при исчезновении напряжения переключаются на резервный источник.

В общественных, административных и бытовых зданиях предприятий выходы из помещений, где могут находиться одновременно более 100 человек, а также выходы из производственных помещений без естественного света, где могут находиться одновременно более 50 человек, или имеющих площадь более 150 м², должны быть отмечены указателями.

Указатели выходов могут быть световыми, со встроенными в них источниками света, присоединяемыми к сети аварийного освещения, и без источников света при условии, что обозначение выхода (надпись, знак) освещается светильниками аварийного освещения. Указатели должны устанавливаться на расстоянии не более 25 м друг от друга, а также в местах поворота коридора.

Освещение безопасности должно обеспечивать не менее 5 % освещенности рабочего освещения, но не менее 2 лк внутри зданий и не менее 1 лк для территорий предприятий. При этом внутри зданий освещенность должна быть не более 30 лк при разрядных лампах и не более 10 лк — при лампах накаливания.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать наименьшую освещенность на полу основных проходов (или на земле) в помещениях 0,5 лк, на открытых территориях — 0,2 лк.

Светильники освещения безопасности в помещениях могут использоваться и для эвакуационного освещения.

Для аварийного освещения можно применять:

- лампы накаливания;
- люминесцентные лампы — в помещениях с минимальной температурой воздуха не менее 5 °С при условии, что во всех режимах напряжение, подводимое к лампам, имеет величину не ниже 90 % номинального;
- разрядные лампы высокого давления при условии их мгновенного или быстрого повторного зажигания как в горячем

(после кратковременного отключения питающего напряжения), так и в холодном состоянии.

Охранное освещение является разновидностью рабочего освещения и устраивается по периметру территории, охраняемой в ночное время. Оно должно обеспечивать не менее 0,5 лк на уровне земли в горизонтальной плоскости или на уровне 0,5 м от земли в вертикальной плоскости (с соответствующей стороны).

Под **дежурным** понимается освещение в нерабочее время. Область применения, величины освещенности, требования к качеству для дежурного освещения не нормируются.

Внутри помещений по способу размещения светильников и распределению освещенности различают следующие системы искусственного освещения: общее и комбинированное.

Общим называется освещение, светильники которого освещают всю площадь помещения, как занятую оборудованием или рабочими местами, так и вспомогательную. В зависимости от расположения светильников различают равномерное и локализованное общее освещение. При *общем равномерном освещении* светильники располагаются в верхней зоне помещения равномерно, обеспечивая тем самым одинаковую освещенность всего помещения. Оно применяется, как правило, когда расположение рабочих зон при проектировании неизвестно либо при гибкой планировке. При *общем локализованном освещении* светильники размещают с учетом расположения технологического оборудования, создавая на отдельных поверхностях требуемый уровень освещения.

Комбинированная система освещения состоит из общего и местного освещения. *Общее* освещение предназначено для освещения проходов и участков, где работы не производятся, а также для выравнивания яркости в поле зрения работающих. *Местное* освещение обеспечивается светильниками, располагаемыми непосредственно на рабочих местах. Ему следует отдавать предпочтение, если в нескольких рабочих зонах помещения должны решаться различные зрительные задачи и поэ-

тому для них требуются различные уровни освещенности. Оно также необходимо, когда рабочие места территориально отделены друг от друга. При этом следует иметь в виду, что устройство только местного освещения недопустимо, так как оно создает большую разность освещенности рабочих поверхностей и окружающего пространства, что неблагоприятно сказывается на зрении.

Нормы освещенности при использовании естественного и искусственного освещения промышленных помещений, работ на открытом воздухе, общественных и жилых зданий, улиц, дворов и площадей населенных пунктов регламентированы нормативными документами [16, 25 и др.]. Они установлены на основе классификации по некоторым количественным признакам. Основным признаком, определяющим разряд работ, является размер различаемых деталей.

При размере деталей менее 0,15 мм работы относятся к разряду I (наивысшая точность) и требуется освещенность в 1500 лк при общем освещении, а последний (VI) разряд относится к работам, при которых различаются детали более 5 мм (очень малая точность), и требуется освещенность в 150 лк при общем освещении.

Основные нормы освещенности относятся к установкам с газоразрядными источниками света. При применении ламп накаливания устанавливаются пониженные значения освещенности, исходя из необходимости экономии электроэнергии.

Нормированные значения освещенности должны быть обеспечены в течение всего периода промышленной эксплуатации осветительной установки. Однако из-за старения и загрязнения ламп, светильников и поверхностей помещения уровень освещенности со временем снижается. Это необходимо учитывать при проектировании осветительной установки. Поэтому начальная освещенность должна быть несколько больше нормированной, что достигается введением коэффициента запаса K_3 , значения которого также регламентированы [25]. В зависимости от типа ламп и светильников, наличия пыли и других

Таблица 8.1

Зависимость коэффициента K_z от типа помещения

Тип помещения	Коэффициент запаса K_z
Цементные заводы, обрубные отделения литейных цехов, агломерационные фабрики	1,7
Цеха кузнечные, литейные, мартеновские, сборного железобетона, цеха химических заводов по выработке кислот, щелочей, удобрений; цеха гальванических покрытий и электролиза	1,6
Цеха инструментальные, сборочные, механические, механосборочные, пошивочные	1,4
Территории металлургических, химических, горно-добывающих и других промышленных предприятий, шахт, рудников, железнодорожных станций; территории общественных зданий	1,5
Горячие цеха предприятий общественного питания, помещения прачечных, душевые	1,6
Кабинеты и рабочие помещения, жилые комнаты, учебные классы, читальные и торговые залы	1,4
Улицы, площади, парки, пешеходные и транспортные тоннели	1,5

загрязнений в помещении, способа обслуживания и длительности эксплуатации значение коэффициента K_z обычно принимают в пределах 1,4 – 1,7 (табл. 8.1).

В табл. 8.2 приведены нормы освещенности в подземных горных выработках при строительстве городских подземных сооружений [16], а в табл. 8.3 – нормы освещенности поверхностных строительных площадок.

Таблица 8.2

Нормы освещенности в подземных горных выработках

Рабочий участок	Рабочие места	E_n , лк
I. Призабойная зона и участок укладки тоннельной обделки	1. Пути и проезды, места прохода людей	20
	2. Места разработки грунта, установки временной крепи, погрузочно-разгрузочных работ, сборки и монтажа тоннельной обделки и опалубки	50
	3. Зарядка шпуров, монтаж взрывной сети, осмотр забоя после взрыва	100
II. Участок тоннеля или станция	1. Места прохода людей, платформы станций	10
	2. Стрелочные переводы	20
	3. Места выполнения гидроизоляционных работ, бетонирования, монтажа и демонтажа машин и механизмов, отделочных, электросварочных и монтажных работ, укладки рельсовых путей	50
	4. Места разделки кабелей, монтажа высоковольтного оборудования и схем вторичной коммутации	100
	5. Места работы мраморщиков, гранитчиков	150
III. Околоствольный двор	1. Места прохода людей	20
	2. Места формирования и расцепки составов	50
	3. Щит управления подъемником	50

Таблица 8.3

Нормы освещенности поверхностных строительных площадок

Участки территории и рабочих операций	E_n , лк	Плоскость, в которой нормируется освещенность	Примечание
Территории строительной площадки в районе производства работ	2	Горизонтальная на уровне земли	Освещение должно быть многосторонним
Автомобильные дороги на территории строительства с интенсивным движением	3	То же	—

Участки территории и рабочих операций	E_n , лк	Плоскость, в которой нормируется освещенность	Примечание
Железнодорожные пути на территории строительства	0,5	Горизонтальная на уровне земли	—
Земляные работы, производимые землеройными механизмами	5...10	Горизонтальная, вертикальная	—
Монтаж строительных конструкций	25	То же	—
Бетонирование	25	На поверхности бетона	—
Отделочные работы	50	На рабочей поверхности	—
Крановые и такелажные работы	10	Горизонтальная	—
Сборка и монтаж строительных механизмов	50	»	Необходимы дополнительные переносные осветительные средства
Монтаж оборудования	50	На рабочих поверхностях	

8.2. ИСТОЧНИКИ СВЕТА

8.2.1. Общие сведения

Искусственным источником света называют устройство, предназначенное для превращения какого-либо вида энергии в оптическое излучение.

По физической природе различают два вида оптического излучения: тепловое и люминесцентное. Соответственно существующие источники света принципиально различаются по способу получения оптического излучения. В одних для этой цели используется нагревание тел (лампы накаливания), а в других

оптическое излучение возникает в результате электрического разряда в определенной среде и люминесценции (газоразрядные лампы).

Если нагревание твердых тел ограничивается их температурой плавления, то нагрев газов и паров может осуществляться практически до любых температур. Одним из способов нагрева газов и паров и их комбинации можно получать излучение в нужной части спектра.

Газоразрядные лампы помимо состава среды, в которой происходит разряд, типа самого разряда различаются также по давлению внутри разрядной трубки. В газоразрядных лампах низкого давления (ГЛНД) разряд происходит при давлении от 0,1 Па до 25 кПа, высокого давления (ГЛВД) — от 25 до 1000 кПа, в лампах сверхвысокого давления (ГЛСВД) рабочее давление составляет более 1000 кПа [26].

Наиболее распространенными источниками света, применяемыми в осветительных установках, являются лампы накаливания (ЛН), люминесцентные лампы (ЛЛ) низкого давления, а также дуговые лампы высокого давления — ртутные люминесцентные (ДРЛ), ксеноновые трубчатые (ДКсТ), металлогалогенные с излучающими добавками (ДРИ) и натриевые трубчатые (ДНаТ).

Весьма перспективными представляются так называемые твердотельные источники света — светоизлучающие диоды. Они могут использоваться в сигнальных и индикаторных устройствах, светофорах, цветowych рекламных устройствах, архитектурном освещении, а также для освещения производственных и бытовых помещений и для уличного освещения.

При выборе источников света следует учитывать их срок службы, световую отдачу, цветопередачу, а также ряд других характеристик.

8.2.2. Лампы накаливания

Лампа накаливания (рис. 8.2) состоит из стеклянной колбы, внутри которой на крючках закреплена вольфрамовая нить.

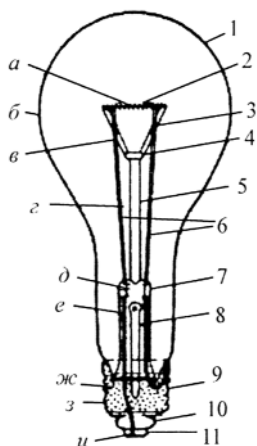


Рис. 8.3. Конструкция лампы накаливания:
 1 — колба; 2 — спираль; 3 — крючки; 4 — линза;
 5 — штабик; 6 — электроды; 7 — лопатка; 8 — штенгель (стержень); 9 — цоколь; 10 — изолятор;
 11 — нижний контакт.

Материалы: а — вольфрам; б — стекло; в — молибден; г — никель; д — медь, сталь, никель; е — медь; ж — цокольная мастика; з — латунь или сталь; и — свинец, олово

Напряжение к нити подводится двумя электродами, один из которых соединен с центральной частью, а другой — с резьбой цоколя. При прохождении электрического тока нить раскаляется и излучает свет.

Для получения видимого излучения в лампах накаливания применяется нагревание тела. Однако видимое излучение возникает только при больших температурах излучаемого тела (от 1500 до 5000 К). В современных лампах накаливания в качестве материала тела накала широко используется вольфрам, который является тугоплавким металлом (его температура плавления порядка 3600 К) и обладает достаточно высокой пластичностью и низкой скоростью испарения. Следует иметь в виду, что при увеличении температуры тела накала светотехнические характеристики источника света улучшаются, однако при этом сокращается срок службы лампы, так как под влиянием высокой температуры происходит интенсивное испарение вольфрамового тела накала. Нить накала при этом становится тоньше, испарившиеся частицы вольфрама оседают на внутренней поверхности колбы, вызывая ее потемнение, при этом снижается световой поток и в конечном итоге лампа перегорает. Поэтому температура тела накала имеет значение ниже температуры плавления металла, из которого оно изготовлено, и поддерживается в диапазоне 2400 — 2900 К.

Для исключения окисления металла лампы накаливания выполняются вакуумными. Для увеличения срока службы и повышения световой отдачи лампы, а также стабильности ее светового потока стремятся снизить скорость испарения материала тела накала. С этой целью колбы ламп наполняют аргон-азотной или криптон-ксеноновой смесью (газонаполненные лампы). Давление газов в наполненных колбах может достигать 0,08 МПа, но не превышает 0,1 МПа. Кроме того, для уменьшения распыления вольфрама и теплоотдачи уменьшают размеры нити, сворачивая ее в плотную винтовую спираль (моноспираль), а затем в биспираль (спираль, навитую из спирали).

Широкое распространение получили *галогенные лампы накаливания* (ГЛН), в колбу которых добавлен галоген (обычно йод), за счет чего в них осуществляется вольфрамо-галогенный цикл. Под таким циклом понимают комплекс физических и химических процессов, в результате которых частицы вольфрама, испарившиеся с тела накала, возвращаются с помощью галогенов из области более низких температур в область более высоких. Назначение цикла — предотвращение почернений колбы под действием испарившегося с тела накала вольфрама, т. е. сохранение ее прозрачности на протяжении всего срока горения лампы, а также регенерация вольфрамовой спирали. Однако, хотя благодаря галогенному циклу общая масса вольфрамового тела накала остается практически постоянной в процессе горения, нить лампы с течением времени в одних местах утоньшается, а в других — утолщается, т. е. процесс перегорания галогенных ламп подобен этому процессу в обычных ЛН. Колба галогенной лампы накаливания выполнена из прочного кварцевого стекла и имеет значительно меньшие габариты по сравнению с обычной лампой накаливания. Галогенный цикл позволяет повысить световую отдачу до 26 лм/Вт при увеличении продолжительности горения до 2000 — 4000 ч.

Лампы общего назначения выпускаются мощностью до 1500 Вт на разные номинальные напряжения от 12 до 230 В. Лампы рассчитаны на напряжение в пределах диапазона, указан-

ного в типе лампы. При напряжении сети, отличающемся от заданного, эксплуатационные характеристики лампы ухудшаются. В маркировке ламп буква В означает вакуумные лампы, Г — газонаполненные лампы, К — лампы с криптоновым наполнением, Б — биспиральные лампы. Лампы мощностью до 150 Вт могут изготавливаться в матированных, молочных или опалиновых колбах; лампы до 200 Вт имеют резьбовой цоколь Е 27; лампы 500 Вт и более — цоколь Е 40; лампы 300 Вт могут иметь любой из этих цоколей. Световая отдача ламп основной серии лежит в пределах 11,8 — 20 лм/Вт. Номинальный срок службы ламп 1000 ч. Излучение ламп по цветности более желтое по сравнению с естественным дневным светом ($T_c = 2400 - 2700$ К) и при их применении не обеспечивается правильная цветопередача. Технические параметры основных типов ламп накаливания общего назначения приведены в табл. 8.4.

Остальные технические характеристики ламп общего назначения мощностью от 200 до 1000 Вт приведены в [13].

В условном обозначении типов галогенных ламп буквы и цифры означают: первая буква — материал колбы (К — кварцевая), вторая — галогенную добавку (Г — галоген), третья и следующие буквы — область применения (СМ — самолетная) или конструктивную особенность (М — малогабаритная, К — с концентрированным телом накала), первая цифра — напряжение в вольтах, вторая — мощность в ваттах и третья — порядковый номер разработки. Технические данные ГЛН различного назначения приведены в табл. 8.5.

В осветительных установках в основном применяются трубчатые лампы типа КГ (кварцевые галогенные) мощностью 1 — 20 кВт. Лампы имеют форму трубки из кварцевого стекла с цоколями или вводными проводниками по концам. Они исключительно компактны, например лампа мощностью 2 кВт имеет диаметр 10,5 мм и длину 335 мм. Свет лампы типа КГ более белый, чем свет обычных ламп накаливания ($T_c = 3000$ К), и в отношении цветопередачи признается пригодным даже для освещения экспонатов в музеях ($R_a > 90$). Однако галогенную лампу нельзя

Технические данные ламп накаливания общего назначения

Тип лампы	Напряже- ние, В	Номинальные значения		
		Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт
Б125-135-60 БК125-135-60	130	60	810	13,5
			890	14,8
Б215-225-60 БК215-225-60	220		730	12,2
			800	13,3
Б220-230-60 БК220-230-60	225		730	12,2
			800	13,3
Б230-240-60 БК230-240-60	235		710	11,8
			790	13,1
Б235-245-60	240		710	11,8
Б215-225-75 БК215-225-75	220	75	960	12,8
			1030	13,7
Б220-230-75	225		960	12,8
Б230-240-75	235		940	12,5
Б125-135-100 БК125-135-100	130	100	1540	15,4
			1675	16,8
Б215-225-100 БК215-225-100	220		1380	13,8
			1500	15,0
Б220-230-100 БК220-230-100	225		1380	18,8
			1500	15,0
Б230-240-100 БК230-240-100	235		1360	13,6
			1485	14,9
Б235-245-100	240		1360	13,6
Г125-135-150	130	150	2420	16,1
Б215-225-150	220		2220	14,8
Г215-225-150			2090	13,9
Г220-230-150	225			
Г230-240-150	235		2065	13,8
Г235-245-150	240		2060	13,7
Б235-245-150			2180	14,5

Техническая характеристика галогенных ламп накаливания

Тип лампы	Номинальные значения			Средняя продолжительность горения, ч
	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	
КГ220-1000-5	1000	22 000	22	2000
КГ220-1500	1500	33 000	22	2000
КГ220-2000-40	2000	44 000	22	2000
КГ220-5000-1	5000	110 000	22	3000
КГ220-10000-1	10 000	220 000	22	3000
КГ220-20000-1	20 000	440 000	22	2000

трогать руками, так как колба ее сделана из плавленого кварца, который кристаллизуется под действием жира, остающегося на поверхности лампы при прикосновении. Это приводит к разрушению лампы.

Простота схемы включения делают лампы накаливания надежными источниками света. Их невысокая стоимость, удобство и простота эксплуатации, разнообразие конструкций, напряжений и мощностей обуславливают широкое применение этого источника света. Важным достоинством ламп накаливания являются также низкие значения коэффициента пульсации светового потока (около 7 %). Лампы практически не критичны к изменениям условий внешней среды, включая температуру, но очень чувствительны к отклонениям подводимого напряжения. Отклонению напряжения от номинального на ± 1 % соответствует изменение светового потока на $\pm 3,7$ %, мощности — на $\pm 1,5$ %, световой отдачи — на $\pm 2,2$ %, срока службы — на ∓ 14 %. Однако главным недостатком ламп накаливания является их низкая эффективность при преобразовании электрической энергии в световое излучение: их световая отдача не превышает 20 лм/Вт, что значительно ниже, чем у газоразрядных ламп. В сравнении с газоразрядными лампами срок службы ламп накаливания также существенно меньше.

8.2.3. Газоразрядные лампы низкого давления

Трубчатые люминесцентные лампы низкого давления, получившие широкое применение в осветительных установках, существенно отличаются от ламп накаливания по всем своим характеристикам. В основе действия люминесцентных источников света лежат различные способы превращения отдельных видов энергии в оптическое излучение. В современных источниках света используется электролюминесценция (оптическое излучение атомов, ионов, молекул жидких и твердых тел под действием ударов электронов, ионов, ускоренных в электрических полях, до энергий, достаточных для возбуждения) и фотолюминесценция (оптическое излучение, возникающее при поглощении оптического излучения другого источника).

Люминесцентная лампа (рис. 8.4) представляет собой запаянную с обоих концов стеклянную трубку, внутренняя поверхность которой покрыта люминофором (люминофоры — твердые или жидкие вещества, способные излучать свет под воздействием различного рода возбуждений). Из трубки откачан воздух, и она заполнена аргоном при давлении 400 Па с добавлением капельки ртути (60 — 120 мг), которая при нагревании превращается в пары ртути.

Внутри трубки на ее концах в стеклянных ножках впаяны электроды с вольфрамовой биспиральной нитью, покрытой слоем оксидов щелочноземельных металлов (бария, кальция, стронция), способствующих более интенсивному излучению электронов. Электроды присоединены к контактным штырькам, закрепленным в цоколе.

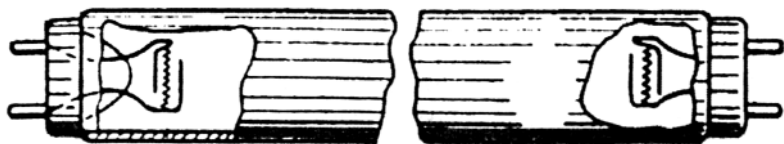


Рис. 8.4. Общий вид трубчатой люминесцентной лампы низкого давления

Когда к противоположным электродам подводится напряжение определенной величины, возникает электрический разряд в газовой среде лампы, с выделением теплоты, под действием которой ртуть испаряется. Такой разряд сопровождается мощным ультрафиолетовым излучением, часть которого люминофор преобразует в видимое излучение. Выбором и качеством люминофора определяется цвет излучаемого света и эффективность работы лампы.

Люминесцентные лампы дугового разряда подразделяют на лампы общего и специального назначения. Их условное обозначение состоит из нескольких букв и чисел. Первая буква (Л) характеризует принадлежность лампы к данному виду, следующие буквы означают либо цвет излучения, либо особенности спектра излучения: Б — белая; Д — дневная; Е — естественная; ТБ — тепло-белая; ХБ — холодно-белая; Ф — фотосинтетическая; УФ — ультрафиолетовая; К, Ж, Р, З, Г — соответственно красная, желтая, розовая, зеленая, голубая; Ц — с улучшенной цветопередачей. Далее следуют буквы, означающие конструктивные особенности ламп: А — амальгамная; Б — быстрого пуска; К — кольцевая; Р — рефлекторная; U-образная; Щ — щелевая. Число после букв означает номинальную мощность в ваттах, а следующее число — отличительную особенность лампы по сравнению с базовой моделью.

Люминесцентные лампы общего назначения имеют международную маркировку Т12 и представляют собой трубчатые конструкции диаметром 38 мм. Лампы предназначены для общего освещения закрытых помещений, а также для наружных установок, питаемых от сети переменного тока напряжением 230 В, частотой не менее 50 Гц. Техническая характеристика ЛЛ в схемах стартерного зажигания приведена в табл. 8.6.

Серия энергоэкономичных ЛЛ в колбе диаметром 26 мм мощностью 18, 36 и 58 Вт имеет международную маркировку Т8 и предназначена для общего и местного освещения промышленных, общественных, административных (ЛБ18-1, ЛДЦ18, ЛБ36, ЛБ58) и жилых помещений (ЛЕЦ18, ЛЕЦ36, ЛЕЦ58). Их особен-

Техническая характеристика люминесцентных ламп

Тип лампы	Номинальные значения			Продолжительность горения, ч	
	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	средняя	минимальная
ЛД40-1	40	2600	65,00	15 000	6000
ЛДЦ40-1	40	2200	55,00	15 000	6000
ЛХБ40-1	40	3100	77,50	15 000	6000
ЛБ40-1	40	3200	80,00	15 000	6000
ЛТБ40-1	40	3150	78,75	15 000	6000
ЛД65	65	4000	61,54	13 000	5200
ЛДЦ65	65	3160	48,64	13 000	5200
ЛХБ65	65	4400	67,69	13 000	5200
ЛБ65-1	65	4800	73,85	15 000	6000
ЛТБ65	65	4650	71,54	13 000	5200
ЛД80	80	4300	53,75	12 000	4800
ЛДЦ80	80	3800	47,50	12 000	4800
ЛХБ80-1	80	5200	65,00	13 000	5200
ЛБ80-1	80	5400	67,50	12 000	4800
ЛТБ80	80	5200	65,00	12 000	4800

ностью является пониженная на 10 % мощность по сравнению со стандартными лампами при сохранении тех же светотехнических характеристик. Энергоэкономичные ЛЛ эксплуатируются как в светильниках, предназначенных для стандартных ламп, так и в специально разработанных (светильники типа ЛПО33, ЛПО34, ЛПС18). Следует иметь в виду, что у энергоэкономичных ламп повышено напряжение зажигания, поэтому их нельзя применять в бесстартерных схемах, а для надежного зажигания в стартерных схемах рекомендуется использовать унифицированный стартер, дающий более длительный и высокий импульс напряжения (900 В вместо 400 В). Техническая характеристика энергоэкономичных ЛЛ приведена в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Техническая характеристика энергоэкономичных люминесцентных ламп

Тип лампы	Номинальные значения			Продолжительность горения, ч
	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	
ЛБ18-1	18	1250	69,4	15 000
ЛДЦ18	18	850	47,2	15 000
ЛЕЦ18	18	850	47,2	13 000
ЛБ36	36	3050	84,7	15 000
ЛДЦ36	36	2200	61	15 000
ЛЕЦ36	36	2150	59,7	13 000
ЛБ58	58	4800	82,8	15 000
ЛЕЦ58	58	3330	57,4	15 000

В настоящее время ведущими мировыми производителями светотехнической продукции освоен выпуск новых люминесцентных ламп (международная маркировка Т5), имеющих диаметр разрядной трубки 16 мм и обладающих рядом преимуществ по сравнению с аналогичными лампами предыдущих поколений, в частности с более высокой отдачей (до 104 лм/Вт), сроком службы (до 16 тыс. ч), пониженным содержанием ртути (3 мг) и др. Основная техническая характеристика таких ламп приведена в табл. 8.8.

Для зажигания и горения ламп необходимо включение последовательно с ними пускорегулирующих аппаратов (ПРА). Существуют стартерные и бесстартерные ПРА, причем в первых начальный подогрев электродов обеспечивается кратковременным замыканием контактов стартера, включенного параллельно лампе, во вторых — подачей на электроды напряжения от специальных устройств, построенных на базе схем умножения напряжения, накальных трансформаторов и т. п.

Стартерные схемы включения люминесцентных ламп (рис. 8.5) получили большее распространение, поскольку достаточно просты, имеют малые потери мощности и меньшую стои-

Техническая характеристика люминесцентных ламп типа Т5

Номинальные значения			Номинальные значения		
Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт
14	1300	92,9	24	2000	83,3
21	2000	95,2	39	3400	87,2
28	2800	100	54	5000	92,6
35	3600	102,9	80	7000	87,5

мость по сравнению с бесстартерными схемами. Однако наличие стартера иногда может приводить к «миганиям» и выходу из строя ламп. Кроме того, при пониженной температуре, если электроды лампы не успели как следует прогреться, лампа может не зажечься. Существуют различные типы стартеров. Наиболее распространенным является стартер тлеющего разряда, представляющий собой небольшую газоразрядную лампу тлеющего разряда в стеклянной колбе, заполненной смесью инертных газов (60 % аргона, 28,8 % неона и 11,2 % гелия). Стеклянная колба помещена в пластмассовый или металлический корпус. Один из электродов стартера жесткий, неподвижный, изготовленный из никеля, а другой — подвижный, представляющий собой биме-

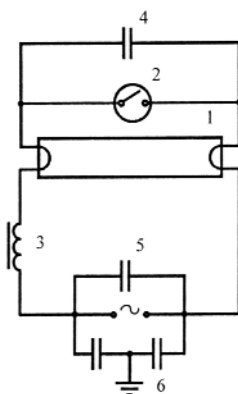


Рис. 8.5. Стартерная схема включения люминесцентной лампы

таллический элемент, состоящий из двух пластин с различными коэффициентами линейного расширения (существуют конструкции стартера с двумя подвижными контактами).

В момент включения схемы (см. рис. 8.5) в сеть к электродам лампы 1 и стартера 2 приложено полное сетевое напряжение, так как тока в цепи нет и потеря напряжения на дросселе 3 отсутствует. Пока электроды лампы не нагрелись, напряжения сети недостаточно для зажигания лампы, однако достаточно для зажигания стартера. В стартере возникает разряд и в схеме протекает ток по цепи: сеть — первый электрод лампы — стартер — второй электрод лампы — дроссель — сеть.

Значение тока в этот момент составляет всего лишь сотые доли ампера, поэтому электроды лампы сильно разогреться не могут. Но для нагрева биметаллического электрода в стартере достаточно теплоты, выделяющейся при разряде. В результате нагрева биметаллическая пластина изгибается и замыкает стартер накоротко. При этом ток в цепи возрастает до 0,5 — 0,6 А и электроды лампы быстро разогреваются. Поскольку тлеющий разряд, сопровождающийся выделением теплоты, в стартере при замыкании электродов прекращается, электроды стартера начинают остывать и размыкаются. Мгновенный разрыв цепи вызывает появление ЭДС на дросселе в виде мгновенного пика напряжения. При этом лампа, электроды которой уже раскалены, зажигается. После зажигания лампы в ее цепи устанавливается рабочий ток. Напряжение на зажимах лампы составляет около половины подведенного, остальная часть напряжения теряется на дросселе. Следовательно, в нормальном режиме работы лампы на зажимах стартера напряжение составляет примерно половину напряжения сети, что недостаточно для его повторного срабатывания.

Для устранения ряда недостатков, сопровождающих работу газоразрядных ламп, в схему вводятся конденсаторы 4, 5, 6. Параллельно электродам стартера включается конденсатор 4, назначение которого состоит в уменьшении амплитуды и увеличении длительности импульса напряжения, что способствует

надежному зажиганию лампы. Кроме того, этот конденсатор снижает уровни радиопомех, возникающих при включении лампы. Параллельно лампе включается конденсатор 5; он предназначен для повышения коэффициента мощности схемы. Также параллельно лампе подключаются конденсаторы 6, средняя точка которых соединяется с корпусом светильника. Они предназначены для подавления радиопомех, распространяющихся по сети.

При работе люминесцентных ламп с некомпенсированным ПРА коэффициент мощности комплекта «лампа — ПРА» в зависимости от мощности ламп находится в пределах 0,35 — 0,5; при двухламповых компенсированных ПРА — не ниже 0,92; при одноламповых компенсированных — не ниже 0,85.

Время зажигания ламп при номинальном напряжении электрической сети должно составлять не более 10 с, а время выхода ламп на предельные характеристики — не более 15 мин. Обычные типы ламп предназначены для работы при температуре окружающей среды 15 — 25 °С. При больших или меньших температурах световая отдача ламп снижается, а при температурах ниже 5 °С устойчивое зажигание ламп не обеспечивается.

В настоящее время для зажигания и работы люминесцентных ламп широко применяются электронные пускорегулирующие аппараты (ЭПРА), в которых частота питающего тока повышается до 20 — 40 кГц. Данные устройства обладают следующими преимуществами по сравнению с традиционными электромагнитными пускорегулирующими аппаратами (ЭмПРА):

- снижение потребления электроэнергии комплектом ЭПРА — лампа в среднем на 20 %;
- повышение световой отдачи лампы на 5 — 7 % при работе на повышенной частоте;
- экономия дефицитных материалов — меди и стали;
- высокое качество светового потока лампы вследствие низких значений коэффициента пульсации светового потока (5 — 15 %) и отсутствие стробоскопического эффекта;
- снижение массогабаритных показателей на 40 — 70 %;
- благоприятный («щадящий») режим зажигания лампы;

- повышение срока службы лампы на 10 — 15 % за счет стабильных параметров зажигания и горения;
- отсутствие мигания лампы в пусковом режиме;
- бесшумность работы ЭПРА;
- возможность регулирования светового потока светильников в диапазоне 10 — 100 % в ручном или автоматическом режиме;
- автоматическое отключение ламп в конце их срока службы, а также неисправных ламп.

Влияние отклонений напряжения на работу люминесцентных ламп сказывается меньше, чем на работу ламп накаливания, однако при понижении напряжения на 10 % лампа может не зажечься или же ее включение будет сопровождаться многократным миганием. Повышение напряжения, подведенного к зажимам лампы, облегчает процесс зажигания, но снижает ее световую отдачу из-за увеличения потребляемой мощности и срок службы (при повышении напряжения на 20 % срок службы ЛЛ, работающих в схемах с дросселем, уменьшается до 50 %). Срок службы ЛЛ также определяется режимом работы ее электродов. Чем меньше число включений, тем меньше износ оксидного слоя, покрывающего электроды, а следовательно, больше число часов горения лампы.

8.2.4. Газоразрядные лампы высокого давления

Лампы типа ДРЛ. Дуговая ртутная люминесцентная лампа (рис. 8.6) состоит из кварцевой трубки (горелки), расположенной в стеклянной колбе, внутренняя поверхность которой покрыта тонким слоем люминофора, способного преобразовать ультрафиолетовое излучение, сопровождающее дуговой разряд в трубке, в видимый свет, пригодный для освещения. В трубку, выполненную из кварцевого стекла, впаяны два основных вольфрамовых электрода, покрытых активированным слоем и подсоединенных к центральной части цоколя лампы, и два дополнительных электрода (зажигающих). В трубке имеется капля ртути (25 — 165 мг). После откачки воздуха для поддержания стабильности свойств люминофора колба заполняется чистым инертным газом (аргоном).

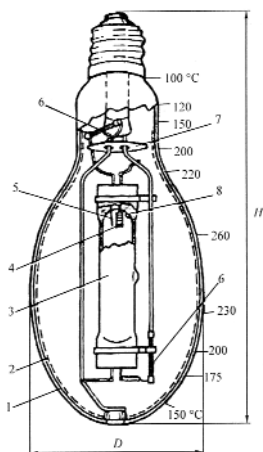


Рис. 8.6. Конструкция лампы типа ДРЛ:

1 — внешняя стеклянная колба; 2 — слой люминофора; 3 — разрядная трубка из кварцевого стекла; 4 — рабочий электрод; 5 — зажигающий электрод; 6 — ограничительные резисторы в цепи зажигающего электрода; 7 — экран; 8 — ртуть

Такая конструкция позволяет эффективно зажигать четырехэлектродную лампу от питающей сети напряжением 230 В. Приведенная на рис. 8.7 схема включения применяется для ламп, у которых напряжение зажигания U_3 меньше напряжения сети U_c , а рабочее напряжение на лампе $U_{л}$ таково, что $U_{л}/U_c \leq 0,7$. При данном соотношении напряжений обеспечивается надежное зажигание лампы. Каждый зажигающий электрод через резистор R , расположенный внутри наружного баллона, подключается к противоположному рабочему электроду. Резистор R ограничивает ток вспомогательного разряда и уменьшает ток утечки через зажигающие электроды лампы.

При подаче определенной величины напряжения к электродам лампы в трубке возникает электрический разряд, сопровождающийся ультрафиолетовым излучением ртутных паров с синеватым оттенком. Указанное излучение, воздействуя на люминофор, вызывает его свечение, имеющее красный цвет. Суммарный цвет светового излучения лампы складывается из излучений ртутного разряда и люминофора, приближаясь к белому.

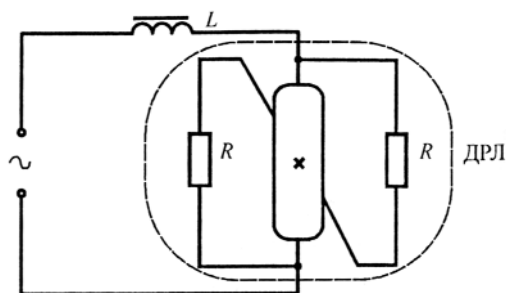


Рис. 8.7. Простейшая схема включения четырехэлектродной лампы типа ДРЛ

Благодаря наличию внешней колбы светотехнические характеристики лампы типа ДРЛ практически не чувствительны к температуре окружающего воздуха в отличие от люминесцентных ламп низкого давления. Они надежно работают при температуре окружающего воздуха от -30 до $+40$ °С. Влияние температуры окружающего воздуха сказывается в основном на напряжении зажигания лампы и времени ее разгорания.

Четырехэлектродные дуговые ртутные люминесцентные лампы высокого давления с люминоформным покрытием на колбе выпускаются в пределах мощностей $80 - 2000$ Вт и имеют световую отдачу $40 - 60$ лм/Вт. Световая отдача возрастает с увеличением единичной мощности, но для наиболее применяемых в установках внутреннего освещения ламп мощностью $400 - 1000$ Вт почти одинакова.

Срок службы ламп равен $12 - 20$ тыс. ч, причем к концу этого срока световой поток снижается до 70 % от номинального. Лампы включаются через индуктивные ПРА, потери мощности в которых составляют около 10 %. Коэффициент мощности комплекта «лампа — ПРА» составляет в среднем $0,5$. В последнее время наметилась тенденция встраивания в ПРА конденсаторов для повышения коэффициента мощности до $0,9 - 0,95$. Лампы в комплекте с ПРА предназначены для включения на напряжение 230 В, кроме ламп 2000 Вт, включаемых на напряжение 400 В.

Лампы мощностью до 125 Вт имеют цоколь Е 27, остальные — цоколь Е 40. Преимуществом ламп ДРЛ по сравнению с люминесцентными лампами низкого давления является их компактность при высокой единичной мощности, существенным недостатком — плохая цветопередача их излучения, позволяющая применять лампы ДРЛ только при отсутствии каких-либо требований к различению цветов ($T_c = 3800 \text{ К}$, $R_a = 42$), а также значительные пульсации светового потока (коэффициент пульсации 63 — 74 %). Процесс разгорания ламп после включения длится 5 — 7 мин. В случае хотя бы мгновенного перерыва питания лампы гаснут и начинают вновь разгораться только после остывания, когда пары ртути сконденсируются и давление в разрядной трубке упадет до первоначального значения (в течение примерно 10 мин). Как и люминесцентные лампы, они надежно работают только при напряжении не менее 90 % номинального.

Техническая характеристика ртутных ламп общего назначения типа ДРЛ приведена в табл. 8.9. В маркировке типов ламп буквы и числа означают: ДР — дуговая ртутная, Л — люминес-

Таблица 8.9

Техническая характеристика ртутных ламп общего назначения типа ДРЛ

Тип лампы	Номинальные значения			Средняя продолжительность горения, тыс. ч
	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	
ДРЛ250(6)-4	250	13 000	52	12
ДРЛ250(10)-4		13 500	54	
ДРЛ250(14)-4		13 500	54	
ДРЛ400(6)-4	400	23 500	58,8	15
ДРЛ400(10)-4		24 000	60	
ДРЛ400(12)-4		24 000	60	
ДРЛ700(6)-3	700	40 600	58	20
ДРЛ700(10)-3		41 000	58,6	
ДРЛ700(12)-3		41 000	58,6	
ДРЛ1000(6)-3	1000	58 000	58	18
ДРЛ1000(10)-3		59 000	59	
ДРЛ1000(12)-3		59 000	59	

центная, первое число — номинальная мощность в ваттах, в скобках указывается так называемое красное отношение, в процентах — доля излучения в крайней части спектра в общем потоке излучения, через дефис — номер разработки.

Лампы типа ДРЛ с красным отношением 6 % рекомендуется использовать для освещения улиц и автострад, 10 % — для наружного и внутреннего освещения промышленных объектов с высоким уровнем зрительных работ, 12 % и более — для внутреннего освещения промышленных предприятий.

Металлогалогенные лампы (МГЛ) типа ДРИ (дуговые ртутные с излучающими добавками) появились в результате развития и усовершенствования ламп ДРЛ. Устройство ламп типа ДРИ (рис. 8.8) практически такое же, как и ламп типа ДРЛ. В прозрачной колбе находится разрядная трубка, с обеих сторон которой впаяны электроды. В основании колбы установлен экран. В качестве внешней колбы применяется либо стандартная колба

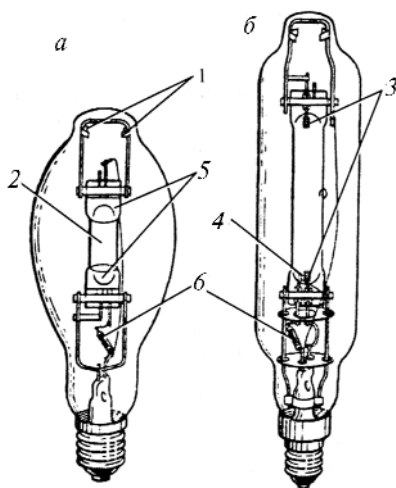


Рис. 8.8. Общий вид осветительных металлогалогенных ламп:

а — лампа 400 Вт в эллипсоидальной прозрачной внешней колбе; *б* — лампа 2000 Вт в цилиндрической прозрачной колбе:

1 — пружинящие распорки; *2* — разрядная трубка; *3* — основные электроды; *4* — зажигающий электрод; *5* — утепляющее покрытие; *6* — ограничительное термостойкое сопротивление

лампы ДРЛ без люминофорного покрытия (в типе лампы указана модификация 5), либо колба цилиндрической формы (модификация 6). Лампы модификации 5 предназначены для работы в любом положении, а модификации 6 — преимущественно в горизонтальном.

В лампах типа ДРИ в разрядную трубку помимо ртути и аргона (или другого инертного газа) дополнительно вводят галогидные соединения различных металлов (обычно с йодом, так как йодиды металлов практически не взаимодействуют с кварцевым стеклом). Эти соединения в горячей зоне распадаются на атомы йода и металла. Из горячей зоны они перемещаются в холодную к стенкам и воссоединяются в первоначальное состояние. Таким образом, в лампе осуществляется замкнутый цикл.

Излучаемый свет зависит от используемого металла, что позволяет отказаться от люминофора. Например, введение йодида таллия дает зеленоватый цвет, натрия — желтоватый цвет, а индия — голубоватый оттенок света. В лампах типа ДРИ в качестве галогенидов широко используются йодиды натрия.

Лампы ДРИ имеют световую отдачу до 90 лм/Вт, внешне отличаются от ламп типа ДРЛ только отсутствием люминофора на колбе и дают достаточно белый свет. Лампы включаются в сеть через ПРА, состоящие из дросселя и зажигающего устройства, генерирующего импульсы высокого напряжения. Коэффициент мощности при некомпенсированных ПРА равен в среднем 0,5. Пульсации светового потока значительно меньше (коэффициент пульсации 30 %), и разгораются лампы ДРИ несколько быстрее, чем лампы ДРЛ. С точки зрения применения металлогалогенные лампы разделяются на лампы для общего освещения, лампы с улучшенным качеством цветопередачи для общего и специального применения, а также лампы для специального применения (например, для цветного телевидения).

Техническая характеристика ламп типа ДРИ общего назначения приведена в табл. 8.10.

Ксеноновые лампы. В этих лампах (рис. 8.9) дуговой разряд происходит в тяжелом инертном газе ксеноне, в результате чего

Техническая характеристика металлогалогенных ламп общего назначения типа ДРИ

Тип лампы	Номинальные значения			Средняя продолжительность горения, ч
	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	
ДРИ125	125	8 300	66,4	3000
ДРИ175	175	12 000	68,6	4000
ДРИ250-5	250	19 000	76	10 000
ДРИ250-6	250	17 000	68	3000
ДРИ400-5	400	35 000	87,5	10 000
ДРИ400-6	400	32 000	80	3000
ДРИ700-5	700	60 000	85,7	9000
ДРИ700-6	700	56 000	80	3000
ДРИ1000-5	1000	90 000	90	9000
ДРИ1000-6	1000	85 000	85	3000
ДРИ2000-6	2000	190 000	95	2000
ДРИ3500-6	3500	350 000	100	1500

испускаются лучи в близкой к ультрафиолетовой, видимой и близкой к инфракрасной областям спектра электромагнитного излучения. Излучаемый свет имеет ровный белый свет ($T_c = 6000$ К) и хорошую цветопередачу ($R_a = 98$). Различают ксеноновые лампы с естественным и водяным охлаждением (трубчатые), а также сверхвысокого давления с естественным и принудительным воздушным или водяным охлаждением (шаровые).

При естественном охлаждении лампа представляет собой трубку из кварцевого стекла диаметром 22 – 42 мм и длиной 640 – 2610 мм, заполненную ксеноном. По концам трубки впаяны вольфрамовые активированные электроды. В лампах с водяным охлаждением горелка (трубка) размещается коаксиально (соосно) в стеклянном цилиндре, оснащенный устройством для подвода дистиллированной воды. Такие лампы из-за лучшего отвода теплоты при одинаковой единичной мощности имеют меньшие габариты. В сравнении с лампами с естественным охлаждением они имеют большую световую отдачу (за исключе-

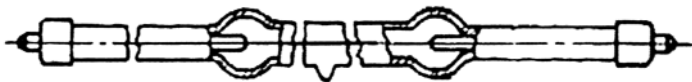


Рис. 8.9. Общий вид ксеноновых трубчатых ламп типа ДКсТ10000, ДКсТ20000, ДКсТ50000

нием ламп мощностью 50 кВт). Световая отдача ламп с естественным охлаждением с увеличением единичной мощности возрастает и составляет 18 – 45 лм/Вт, а ламп с водяным охлаждением – 27 – 42 лм/Вт.

Электрический дуговой разряд в ксеноновой лампе возникает при высоком (до 50 кВ) напряжении зажигания. При этом время разгорания лампы составляет менее секунды, так как в отличие от ламп, в которых разряд происходит в газах с парами ртути или натрия, плотность ксенона остается практически постоянной при изменении теплового режима. Такие лампы имеют возрастающую вольт-амперную характеристику при больших плотностях тока. Это позволяет стабилизировать разряд с помощью небольших балластных сопротивлений или же вообще обойтись без них, что имеет место при использовании трубчатых ламп значительной длины.

Из довольно большой серии ксеноновых ламп в осветительных установках получили применение дуговые ксеноновые трубчатые лампы с воздушным охлаждением типа ДКсТ и лампы с водяным охлаждением типа ДКсТВ. В отличие от других газоразрядных ламп эти лампы работают без ПРА, а зажигаются с помощью специального пускового устройства.

Сортамент включает лампы мощностью 5, 10, 20 и 50 кВт (в небольшом количестве выпускаются также лампы 100 кВт). Срок службы различных типов ламп имеет пределы 300 – 750 ч, но при стабилизации напряжения, обеспечивающей отклонение от номинального значения $\pm 2\%$, может достигать 3000 ч. Лампы мощностью до 10 кВт включаются на напряжение 230 В, более мощные – в сеть напряжением 400 В. Пульсации светового пото-

ка у ламп типа ДКсТ особенно велики (коэффициент пульсации 130 %). Помимо большой единичной мощности, достоинством ламп является тот факт, что их излучение по цветности наиболее близко к естественному дневному свету. Температура внешней среды не оказывает существенного влияния на зажигание и горение лампы.

В маркировке ламп буквы и числа означают: Д – дуговая, Кс – ксеноновая, Т – трубчатая, Ш – шаровая, В – с водяным охлаждением, М – металлическая, РБ – разборная, число – мощность в ваттах. В табл. 8.11 приведена техническая характеристика ксеноновых трубчатых ламп типа ДКсТ.

Натриевые лампы высокого давления (НЛВД) типа ДНаТ (рис. 8.10) представляют собой горелку из светопропускающей поликристаллической керамики (оксид алюминия), полость которой заполнена ксеноном с добавками натрия, придающего излучаемому свету желто-оранжевый оттенок, и ртути в виде амальгамы (амальгама – металлическая система, в состав которой в качестве одного из компонентов входит ртуть). Горелка раз-

Таблица 8.11

Техническая характеристика ксеноновых трубчатых ламп типа ДКсТ

Тип лампы	Номинальные значения			Средняя продолжительность горения, ч
	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	
ДКсТ2000	2000	36 000	18	300
ДКсТ5000	5000	98 000	19,6	300
ДКсТ10000	10 000	250 000	25	800
ДКсТ20000	20 000	694 000	34,7	800
ДКсТ50000	50 000	2 230 000	44,6	500
ДКсТВ3000	3000	81 000	27	100
ДКсТВ5000	5000	139 000	27,8	100
ДКсТВ6000	6000	211 000	35,2	300
ДКсТВ8000	8000	232 000	29	800
ДКсТВ15000	15 000	592 000	39,5	200
ДКсТВ50000	50 000	2 088 000	41,8	200

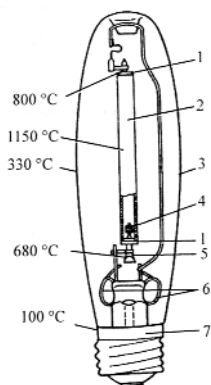


Рис. 8.10. Общий вид натриевой лампы высокого давления:

1 — керамическая заглушка; 2 — керамическая светопропускающая трубка; 3 — внешняя колба из тугоплавкого стекла; 4 — электрод; 5 — ниобиевый штенгель; 6 — бариевый геттер (газопоглотитель); 7 — цоколь

мещена в колбе, которая имеет цилиндрическую или эллиптическую форму и оснащена резьбовым цоколем. При работе лампы дуговой разряд в горелке осуществляется в парах ртути и натрия, что способствует его стабилизации.

Для откачки воздуха и наполнения ламп инертными газами в процессе изготовления используется штенгель. Во время работы лампы он выполняет роль вакуумно-плотного токоотвода и держателя электрода, а его наружная часть служит холодной зоной, которая является резервуаром амальгамы натрия. Штенгель представляет собой бесшовную трубочку из ниобия, конец которой, входящий внутрь лампы, имеет специальную форму для крепления электрода.

Натриевые лампы высокого давления малочувствительны к температуре окружающей среды и работоспособны при ее изменении в диапазоне от -60 до $+40$ °C. Колебания напряжения электрической сети существенно сказываются на световых и электрических параметрах натриевых ламп. Световая отдача ламп достигает 140 лм/Вт при сроке службы до 20 000 ч. Цветовые характеристики натриевых ламп высокого давления относительно невысокие: лампа излучает свет желто-оранжевого цвета ($T_c = 2000$ K) и имеет плохую цветопередачу ($R_a = 20 - 30$).

Техническая характеристика натриевых ламп типа ДНаТ

Тип лампы	Номинальные значения			Средняя продолжительность горения, ч
	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	
ДНаТ70	70	5800	80	6000
ДНаТ100	100	9500	95	6000
ДНаТ150	150	14 500	100	6000
ДНаТ250	250	25 000	100	10 000
ДНаТ400-1	400	47 000	125	15 000
ДНаТ210	210	18 000	86	10 000
ДНаТ360	360	35 000	97	15 000

Лампы включаются в сеть так же, как лампы ДРИ, — через последовательно включенный дроссель, рассчитанный на рабочий ток и напряжение лампы. Масса дросселя примерно на 30 % больше, чем у дросселя для лампы ДРЛ той же мощности из-за большего рабочего тока. Зажигание стандартных ламп выполняется с помощью импульсного зажигающего устройства (ИЗУ), создающего импульсы высокого напряжения (2 – 3 кВ), которое подключается непосредственно параллельно лампе или через часть обмотки дросселя. Коэффициент мощности комплекта «лампа — ПРА» в среднем 0,5. Пульсации светового потока достигают 70 %. Техническая характеристика ламп типа ДНаТ приведена в табл. 8.12.

8.2.5. Светодиоды

История развития. Основы светодиодной технологии зародились в первой половине XX века, когда в 1922 г. Олег Лосев, лаборант Нижегородской лаборатории отметил свечение некоторых точечных кристаллических диодов, которые использовались в радиоприемниках. Через 5 лет он специально занялся исследованием этого эффекта и продолжал их почти до конца жизни (О.В. Лосев скончался от истощения в блокадном Ленин-

граде в январе 1942 г., не дожив до 39 лет). Открытие Lossev Light, как называли эффект в Германии, где сам Лосев, так и не окончивший университет, публиковался в научных журналах, стало мировой сенсацией. Выяснилось, что свечение не было связано ни с разогревом, ни с электрическими разрядами, оно шло из кристалла и представляло собой «холодный свет», люминесценцию. К этому времени квантовая теория уже доказала, что при изменении состояния электронов в кристалле могут испускаться «частички света» — фотоны. Свечение было очень слабым и практического значения не имело, однако оно стало физической базой для создания светодиодов в будущем.

После изобретения транзисторов (в 1948 г.) и создания теории *p-n*-перехода (основы всех полупроводниковых приборов) стала понятна природа свечения; причина его низкой эффективности объяснялась наличием в карбиде кремния (именно этим веществом занимался О. Лосев). Не решал проблемы и транзисторный кремний, нужны были полупроводники, не существовавшие в то время в природе. В 1953 г. Генрих Велькер в Германии разработал теорию создания необходимых полупроводников из соединения элементов 3 и 5 групп таблицы Менделеева и синтезировал некоторые из них, в частности арсенид галлия — основу будущих лазеров и светодиодов. В 1962 г. американский инженер Ник Холоньяк сообщил о начале полупромышленного выпуска светодиодов. В них при протекании тока через *p-n*-переход электроны скачком изменяли свою энергию от некоторого равновесного уровня до уровня возбуждения, а их обратный переход сопровождался генерацией фотонов. Состав полупроводника (арсенид — фосфид галлия) обеспечивал такой зазор между этими уровнями, что испускался красный свет. В 1970-е годы группа Жореса Алфéroва применила к светодиодам гетероструктуры (чередование слоев разных полупроводников вместо легирования, т. е. добавления примесей), потом американские ученые подобрали для них очень «хитрый» полупроводник (алюминий-индий-галлий-фосфор), после чего эффективность светодиода возросла многократно, но только для красного света. В 1993 г. японский ученый Шуджи

Накамура из фирмы *Nichia* создал яркий синий светодиод, а еще через два года он же создал и белый светодиод.

Миниатюрный (2х2х0,3 мм) и с виду простенький чип белого светодиода вобрал в себя последние достижения физики полупроводников и нанотехнологий. Его активную зону образуют два десятка чередующихся разнородных полупроводниковых пленок, содержащих нановкрапления состава «нитрид галлия-алюминия», которые называют квантовыми точками. Именно через них преимущественно протекает ток светодиодов, в них рождаются фотоны, соответствующие синему свету. Сквозь другие области этот свет беспрепятственно выходит наружу. На поверхность чипа нанесена пленка люминофора, преобразующая часть светового потока в зелено-желто-красные тона, в результате чего образуется белый свет. Объем излучающей зоны мощного светодиода в десятки тысяч раз меньше объема вольфрамовой нити лампы накаливания той же силы света.

Устройство светодиодов. *Светодиод* — это полупроводниковый прибор, основанный на *p-n*-переходе и предназначенный для излучения света в видимом диапазоне. Как известно, *p-n*-переход представляет собой соединенные вместе две части из полупроводников с различными типами проводимости. Проводимостью типа *p* обладают полупроводники с избытком положительных зарядов (дырок), а *n* — с избытком отрицательных зарядов (электронов). При подключении светодиода к источнику постоянного напряжения плюсом к контакту *p*, а минусом — к *n* через светодиод потечет ток. При прохождении электронов через зону *p-n*-перехода (активная зона *p-n*-перехода прибора) электроны рекомбинируют (соединяются) с дырками, причем для производства светодиодов используются материалы, в которых рекомбинация носит не тепловой, а излучательный характер, т. е. энергия, выделяемая при рекомбинации, идет не на нагревание материала полупроводника, а на излучение фотонов в оптическом спектре.

Выпускаемые промышленностью светодиоды состоят из кристалла полупроводника, заключенного в линзу из полимерного материала (например, эпоксидной смолы — рис. 8.11).

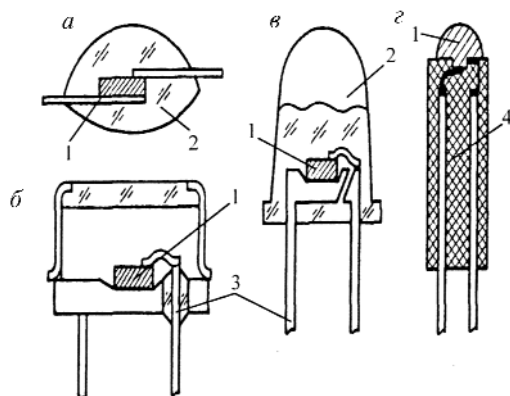


Рис. 8.11. Конструкции некоторых типов светодиодов:

а — бескорпусный; *б* — в металлическом корпусе; *в* — с полимерной линзой; *г* — в полимерном корпусе:

1 — кристалл; *2* — полимерная защита (линза); *3* — ножка; *4* — полимерный корпус

Конструкция светодиода призвана обеспечить минимальные потери излучения при выходе во внешнюю среду и фокусирование света в заданном телесном угле. Кроме того, должен быть обеспечен эффективный отвод теплоты от кристалла. На рис. 8.11, *а* представлена наиболее распространенная конструкция светодиода — с полимерной линзой. Для сверхъярких светодиодов, рассчитанных на большие токи, применяются медные или алюминиевые теплоотводы (рис. 8.11, *б*).

Линза фокусирует свет кристалла и защищает кристалл от влаги и коррозии. Присоединение контакта к аноду обычно осуществляется с помощью пайки либо электропроводящего клея. Контакт к катоду выполняется с помощью тонкой золотой проволоки.

Для обычного освещения интерес представляют светодиоды, которые излучают белый свет. В настоящее время существуют следующие способы создания таких светодиодов. Первый способ предполагает смешение излучения трех или более цветов. Но для практических применений этот способ доставляет неудобства, поскольку нужно иметь несколько источников различного напряжения, много контактных вводов и устройства, смешива-

ющие и фокусирующие свет от нескольких светодиодов. Наиболее простыми и экономичными способами являются: смешение голубого излучения от светодиода с излучением желто-зеленого люминофора, возбуждаемого этим голубым светом, или возбуждение синим светодиодом зеленого и красного люминофоров. Смешиваясь, эти цвета дают свет, близкий по спектру к белому. Кристалл покрывается слоем геля с порошком люминофора так, чтобы часть голубого излучения возбуждала люминофор, а часть — проходила без поглощения. Форма держателя, толщина слоя геля и форма пластикового купола рассчитываются и подбираются так, чтобы спектр имел белый цвет в нужном телесном угле (конусе света). В настоящее время существуют около десятка различных люминофоров для белых светодиодов.

Еще один способ основан на смешении излучения трех люминофоров (красного, зеленого и голубого), размещенных слоями. Люминофоры возбуждаются ультрафиолетовым светодиодом. При таком способе используются люминофоры, разработанные в течение многих лет для люминесцентных ламп, в которых излучение света происходит по тому же принципу. Требуется только два контактных ввода на один излучатель. Однако такой способ связан с существенными потерями энергии при преобразовании света в люминофорах. Эффективность данного способа снижается из-за того, что каждый из люминофоров имеет свой определенный спектр возбуждения люминесценции, неточно соответствующий спектру излучения кристалла ультрафиолетового светодиода.

Принято следующее деление светодиодов на группы:

- светодиоды с током питания менее 30 мА, силой света 500 — 1000 мкд, которые применяются для сигнализации в системах отображения информации;
- светодиоды с током питания 30 — 100 мА, силой света 1 — 3 кд, используемые как для сигнализации в системах отображения информации, так и для освещения;
- светодиоды с током питания более 100 мА, световой поток которых составляет более 10 лм, предназначенный для освещения;

- светодиоды со специальными устройствами для оптимизации рабочих режимов.

Основными показателями светодиодов, определяющими их эффективность, являются квантовый выход, коэффициент полезного действия, долговечность и световая отдача.

Под квантовым выходом понимается количество излученных квантов света на одну рекомбинировавшую электронно-дырочную пару, выраженное в процентах. Различают внутренний и внешний квантовый выход. Внутренний — это характеристики самого *p-n*-перехода, его конструкции и материала. Внешний квантовый выход определяет характеристику прибора в целом. Разница между внутренним и внешним квантовым выходом обусловлена потерями в материале светодиода. Внутренний квантовый выход для кристаллов с хорошим теплоотводом достигает почти 100 %. Максимальное значение квантового выхода для красных светодиодов составляет 55 %, а для синих — 35 %. Внешний квантовый выход — одна из основных характеристик эффективности светодиода.

Коэффициент полезного действия (КПД) также является показателем эффективности использования светодиодом электрической энергии. КПД сильно зависит от формы спектра и может быть приближенно определен через значение энергии кванта света в спектральном максимуме.

К основным достоинствам светодиодов относят их высокую надежность и долговечность. Срок службы светодиодов достигает 100 тыс. ч.

По достигнутым значениям световой отдачи светодиоды во много раз превосходили лампы накаливания и люминесцентные лампы. Так, созданы светодиоды белого света со светоотдачей 80 — 120 лм/Вт, цветовой температурой $T_c = 6000 - 8500$ К и общим индексом цветопередачи $R_a = 80$, а цветные (красные) — со световой отдачей 150 лм/Вт.

Светодиод должен питаться от стабилизированного источника тока. Для питания светодиода от батарейки необходим токоограничивающий резистор R (рис. 8.12).

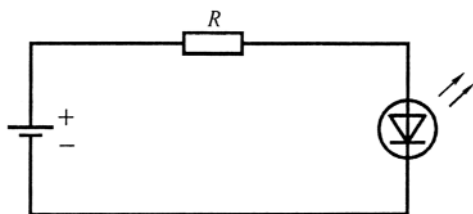


Рис. 8.12. Схема подключения светодиода к источнику постоянного тока

Светодиод можно питать и от источника переменного тока. При этом последовательно со светодиодом должен быть включен выпрямительный диод. Схема подключения светодиода к источнику переменного тока представлена на рис. 8.13.

Светодиоды также допускается питать в импульсном режиме. В этом случае импульсный ток, протекающий через прибор, может быть выше, чем значения постоянного тока (до 150 мА при длительности импульсов 100 мкс и частоте импульсов 1 кГц). Для управления яркостью светодиодов (и цветом, в случае смешения цветов) используется широтно-импульсная модуляция (ШИМ) — метод, очень распространенный в современной электронике. Это позволяет создавать специальные управляющие устройства — контроллеры с функцией плавного изменения яркости (диммеры) и цвета (колорчейнджеры), что можно эффективно использовать в системах декоративного освещения.

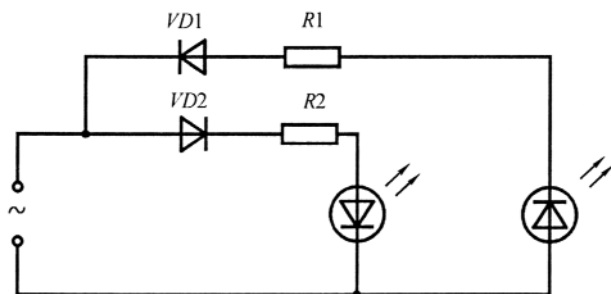


Рис. 8.13. Схема подключения светодиода к источнику переменного тока

Область применения светодиодов. В последнее время светодиоды находят все большее применение. Одними из первых на сверхъяркие светодиоды обратили внимание работники транспортной промышленности: дорожные знаки, элементы разметки, светофоры, маяки, створные огни, бакены, габаритные и стоп-сигналы автомобилей. Здесь экономичность светодиодов дает существенное преимущество. Так, бакены на светильниках отечественной фирмы «Оптел» работают автономно всю навигацию, а прежде менять аккумулятор приходилось 2 – 3 раза. Элементы разметки в антивандальном исполнении наглухо вдавливаются в дорожное полотно на 10 лет, периодическая подзарядка осуществляется индукционно, выпускаются автомобили со светодиодными фарами. Неплохо зарекомендовали себя светодиодные фонари для дайверов и шахтеров — им не страшны морская вода и высокое давление, они не искрят и не взрываются.

Динамично развивается рынок светопанелей — вывески, рекламы, бегущие строки, набираемые из светодиодов. В огромных ТВ-экранах, дублирующих в залах или на площадках выступления артистов, спортсменов, политиков, применяются светодиоды. Функциональное многообразие этих экранов, простота их перепрограммирования практически не имеют границ, поэтому применительно к светодиодам говорят об «интеллектуальном», «умном» и даже «цифровом» свете.

Одним из основных направлений использования светодиодов стала подсветка жидкокристаллических экранов. Этот сегмент рынка, по оценкам экспертов, составляет 35 – 50 % общего объема производства суперъярких светодиодов. В мир микродисплеев, в частности для мобильных, все активнее вторгается технология полимерных светодиодов. Органические светодиоды (англ. аббревиатура — OLED) работают по тем же принципам, что и кристаллические, но основаны на полимерных полупроводниках. OLED-дисплеи отличаются от жидкокристаллических лучшей цветопередачей, большими углами обзора, экономичностью, потенциальной дешевизной и способностью изгибаться (можно сворачивать в трубочку).

8.3. СВЕТОВЫЕ ПРИБОРЫ

8.3.1. Основные характеристики световых приборов

В соответствии с ГОСТ 16703–79 (2006) [6] световым прибором (СП) называется устройство, содержащее одну или несколько электрических ламп и светотехническую арматуру, перераспределяющее свет электрических ламп или преобразующее структуру света и предназначенное для освещения или сигнализации.

Различают следующие типы световых приборов:

- светильник — световой прибор ближнего действия;
- прожектор — световой прибор дальнего действия;
- проектор — световой прибор, перераспределяющий свет лампы с концентрацией светового потока на поверхности с малым объемом или в малом объеме.

Для систем внутреннего и наружного освещения промышленных предприятий в качестве световых приборов, как правило, применяются светильники. Важнейшей светотехнической характеристикой светильника является светораспределение, т. е. распределение его светового потока в пространстве. В зависимости от отношения светового потока, направленного в нижнюю полусферу, к полному световому потоку светильники подразделяются на пять классов (табл. 8.13).

Таблица 8.13

Классификация светильников по светораспределению

Обозначение	Класс светильника по светораспределению	Доля светового потока, направленного в нижнюю полусферу, во всем световом потоке светильника, %
П	Прямого света	≥ 80
Н	Преимущественно прямого света	60 – 80
Р	Рассеянного света	40 – 60
В	Преимущественно отраженного света	20 – 40
О	Отраженного света	≤ 20

Распределение в пространстве силы света светильника характеризуется его фотометрическим телом — частью пространства, ограниченного поверхностью, проведенной через концы радиус-векторов силы света. Сечением фотометрического тела плоскостью, проходящей через ось симметрии источника света, определяется его кривая силы света (КСС). Симметричные светильники в зависимости от формы КСС подразделяются на семь типов в соответствии с табл. 8.14. Для описания всего многообразия световых приборов недостаточно только типовых КСС, поэтому их уточняют по зоне направлений максимальной силы света и коэффициенту формы КСС, под которым понимается отношение максимальной силы света к среднеарифметической в данной плоскости. На рис. 8.14 приведены типовые КСС, построенные для условной лампы со световым потоком в 1000 лм. Для того чтобы иметь возможность определить силу света данного светильника при оснащении его лампами различной мощности, необходимо умножить значение силы света, найденное из КСС, на фактический световой поток лампы (в килолюменах), которая установлена в светильнике.

Важной светотехнической характеристикой светильника является коэффициент полезного действия, под которым понимается

Таблица 8.14

Классификация светильников по типу кривой силы света

Обозначение	Тип кривой силы света	Зона направления максимальной силы света, град	Коэффициент формулы кривой силы света K_{ϕ}
К	Концентрированная	0 – 15	≥ 3
Г	Глубокая	0 – 30; 180 – 150	2 – 3
Д	Косинусная	0 – 35; 180 – 145	1,3 – 2
Л	Полуширокая	35 – 55; 180 – 145	$\geq 1,3$
Ш	Широкая	35 – 85; 125 – 95	$\geq 1,3$
М	Равномерная	0 – 180	$\leq 1,3$, при этом $I_{\min} > 0,7 I_{\max}$
С	Синусная	70 – 90; 110 – 90	$< 1,3$, при этом $I_o < 0,7 I_{\max}$

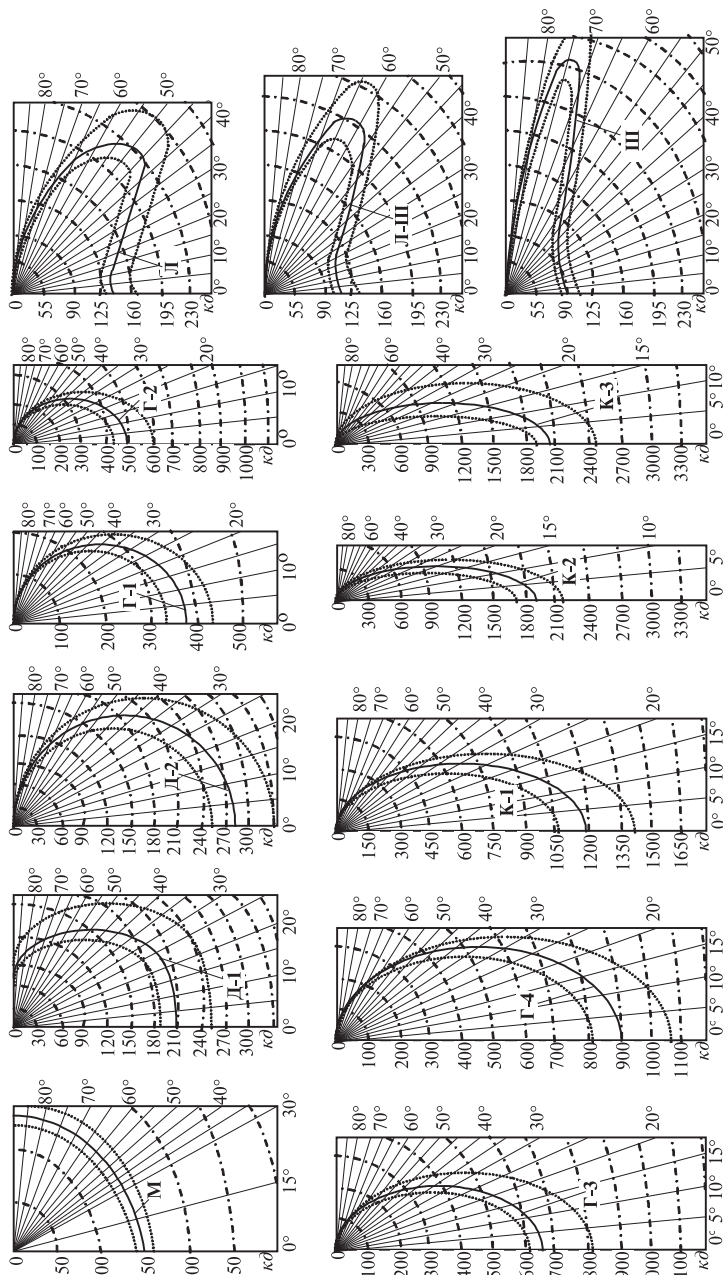


Рис. 8.14. Типовые КСС светильников и поля допусков на значения силы света ($F_{\text{св}} = 1000 \text{ лм}$)

отношение светового потока светильника, работающего в данных условиях, к световому потоку установленной в нем лампы (ламп).

При проектировании осветительных установок необходимо учитывать способ и вид крепления светильников, а также степень защиты их от воздействия окружающей среды. Конструкция светильника должна соответствовать условиям среды. Степень защиты оболочек светильников должна быть не ниже IP20 для внутреннего и IP53 — для наружного освещения.

Светильники, предназначенные для внутренней и наружной установки в местах, где могут образовываться смеси горючих газов, паров или пыли с воздухом, способные взрываться при наличии источника зажигания, а также для подземных выработок шахт, в том числе опасных по газу или пыли, должны иметь взрывозащищенное исполнение.

По способу крепления стационарные светильники подразделяются:

- на подвесные, которые крепят к опорной поверхности снизу при помощи элементов подвеса высотой более 0,1 м;
- потолочные, которые крепят к потолку непосредственно или с помощью элементов крепления высотой не более 0,1 м;
- встраиваемые, которые крепят в отверстие в потолке, стене или встраивают в оборудование;
- пристраиваемые, которые жестко прикрепляют непосредственно к поверхности мебели или оборудования;
- настенные, которые устанавливают на вертикальную поверхность;
- опорные, которые устанавливают на горизонтальную поверхность или крепят к ней с помощью стойки или опоры;
- венчающие, установленные на вертикальной опоре;
- консольные, световой центр которых смещен относительно вертикали, проходящей через точку крепления опоры;
- торцевые, т. е. консольные светильники, устанавливаемые на опоре без промежуточного кронштейна.

В соответствии с ГОСТ 17677–82 (2002) [7] светильникам присваивают условное обозначение следующей структуры:

[1] [2] [3] [4] – [5] x [6] – [7] – [8],

где 1 – буква, означающая источники света: Н – лампы накаливания общего назначения; С – лампа-светильник (зеркальные и диффузные); И – кварцевые ГЛН; Л – прямые трубчатые ЛЛ; Ф – фигурные ЛЛ; Р – ртутные лампы типа ДРЛ; Г – ртутные лампы типа ДРИ; Ж – натриевые лампы типа ДНаТ; Б – бактерицидные лампы; К – ксеноновые трубчатые лампы;

2 – буква, означающая способ установки светильника: С – подвесной; П – потолочный; В – встраиваемый; Д – пристраиваемый; Б – настенный, Н – настольный, опорный; Т – напольный, венчающий; К – консольный, торцевой; Р – ручной; Г – головной;

3 – буква, означающая основное назначение светильника: П – для промышленных и производственных зданий; О – для общественных зданий; Б – для жилых (бытовых) помещений; У – для наружного освещения; Р – для рудников и шахт; Т – для кинематографических и телевизионных студий;

4 – число, означающее номер серии (от 01 до 99);

5 – обозначение числа ламп в светильнике, при этом для одноламповых это число не указывается и знак «x» не ставится, а мощность лампы указывается непосредственно после черточки;

6 – число, означающее мощность ламп в ваттах;

7 – число, означающее номер модификации светильника (от 001 до 999);

8 – буквы и число, означающие климатическое исполнение и категорию размещения.

8.3.2. Светильники для помещений производственных и общественных зданий

Номенклатура светильников для производственных и общественных зданий подвержена значительным изменениям и непрерывно обновляется, так как функциональное назначение этих помещений и различие их интерьеров требует большого разнообразия световых приборов. Поэтому светильники для производственных и общественных зданий выпускают унифицированными сериями, имеющими значительное число модифика-

ций, отличающихся конструктивным исполнением и светотехническими характеристиками. При этом в основном используются световые приборы с люминесцентными лампами низкого давления. В общественных зданиях достаточно широко применяются светильники, предназначенные для внутреннего освещения производственных помещений промышленных предприятий. Перспективными являются потолочные и встраиваемые световые приборы с разрядными лампами высокого давления.

При выборе типа светильника учитывают характеристику помещений по условиям окружающей среды (табл. 8.15). Особое внимание следует обращать на правильный выбор светильников для пожароопасных зон.

Таблица 8.15

Характеристика помещений по условиям окружающей среды	Тип светильника
Нормальные	ЛВП04, ЛВП05, ЛВП06, ЛСП02, ЛСП13, РСП05, РСП08, РСП18, ГСП17, ГСП18, ЖСП01
Влажные	РСП12, РСП14, РСП18, ГСП15, ГСП17
Сырые	ЛСП18, ЛСП22, ПВЛМ, РСП21
Низкие сырые	НПП03, НПП05, РПП01, ГПП01, ЖПП01
Низкие сырые с химически активной средой	РПП01, ГПП01, ЖПП01
С повышенным содержанием пыли	НСП02, НСП11, НСП17, НСП22, ЛВП04, ЛСП18, ЛСП22, ПВЛМ, РСП08, РСП12, РСП14, РСП18, РСП21, ГСП15, ЖСП01
Пожароопасные:	
класса П-I	ЛСП18, ЛПП07, РСП12, РСП14, РСП17, РСП21, ГСП15
класса П-II	ЛСП18, ЛПП07, РСП12, РСП14, РСП17, РСП21
класса П-IIa	ЛСП18, ЛПП07, РСП18, РСП21, ГСП15

8.3.3. Наружное освещение территории поверхностного комплекса

Наружное освещение открытых территорий поверхностного комплекса горных предприятий может осуществляться светильниками и осветительными приборами дальнего действия. В качестве светильников с лампами накаливания могут использоваться светильники типа СПО, СПП, СЗП; с лампами типа ДРЛ и ДНаТ — подвесные светильники типа СПП, СПОР, СПОГ, СЗПР и светильники консольного типа СКЗР, РКУ, ЖКУ, СКЗПР. В качестве осветительных приборов дальнего действия используются прожекторы типа ПЗС, ПЗМ, ПСМ с лампами накаливания, типа ПКН, ИСУ с галогенными лампами и типа СКсН, ОУКсН, ОУКсНФ с ксеноновыми лампами.

На рис. 8.15 представлены светильники для освещения дорог и территорий строительных площадок предприятий горного профиля.

На рис. 8.16 показан общий вид прожекторов заливающего света типа ПЗС-45 и среднего светораспределения типа ПСМ-50.

Прожектор ПЗС-45 состоит из корпуса 1, передней рамы с защитным стеклом 2, стеклянного зеркального отражателя 5, лиры с опорной плитой 4 и фокусирующего устройства 3. В прожектор могут вставляться лампы накаливания и ртутные лампы.

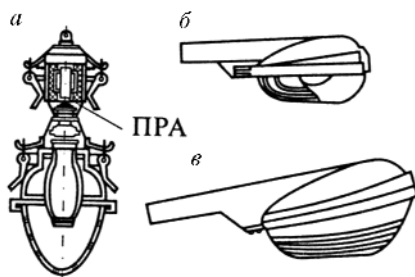


Рис. 8.15. Светильники для ртутных и натриевых ламп:
а — подвесного типа; *б, в* — консольного типа

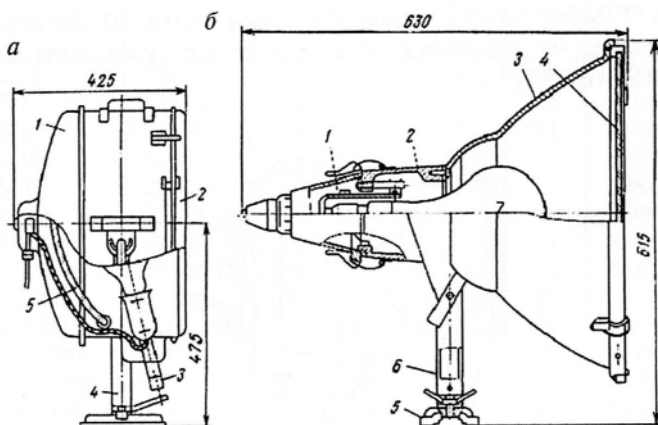


Рис. 8.16. Проекторы ПЗС-45 (а) и ПСМ-50 (б)

Проектор ПСМ-50 состоит из корпуса 2, алюминиевого зеркального отражателя 3, рамы с защитным термостойким стеклом 4, основания 5, лиры 6 и фокусирующего устройства 1.

Для освещения больших площадей применяются осветительные устройства с ксеноновыми лампами, которые состоят из корпуса светильника, пускового устройства и лампы мощностью 10, 20 или 50 кВт. На рис. 8.17 представлено осветительное устройство ОУКсН-20000, конструкция которого представляет

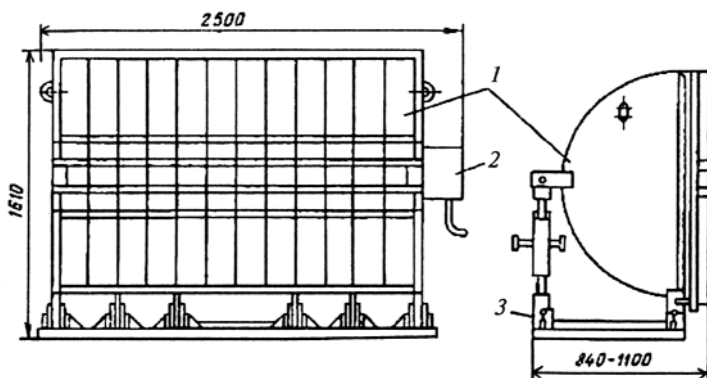


Рис. 8.17. Осветительное устройство ОУКсН-20000

собой раму 3, на которой расположены параболический отражатель 1 и блок зажигающего устройства 2.

Техническая характеристика прожекторов приведена в табл. 8.16.

Для освещения подземных горных выработок, в зависимости от специфики и условий эксплуатации, должны применяться рудничные светильники в специальном исполнении. Рудничные светильники выпускаются промышленностью в исполнениях: рудничного нормального (РН), рудничного повышенной надежностью против взрыва (РП), рудничного взрывобезопасного (РВ).

При строительстве подземных сооружений осветительные приборы должны иметь исполнение в соответствии с ПБ 03-428–02 [16]. В осветительных сетях подземных выработок разрешается применение напряжения не выше 220 В. Для освеще-

Таблица 8.16

Техническая характеристика прожекторов

Тип прожектора	Тип и мощность лампы, Вт	Максимальная сила света, ккд	Угол рассеяния, град, в плоскости		КПД, %	Световой поток, лм
			горизонтальной	вертикальной		
ПЗС-25	Г220-200	16	16	22	27	2900
ПЗС-35	Г220-500	50	21	19	27	8300
ПЗС-45	Г220-1000	130	26	24	27	18 600
ПЗС-45	Г220-1500	225	25	26	27	29 000
ПЗМ-25	Г220-200	10	8	8	25	2900
ПЗМ-35	Г220-500	40	30	20	25	8300
ПСМ-40	Г220-500	65	21	21	40	8300
ПСМ-50	Г220-1000	120	21	21	35	18 600
ПКН-1000	КГ220-1000	52	92	18	60	22 000
ПКН-1500	КГ220-1500	90	92	20	60	33 000
ИСУ 01-2000	КГ220-2000	71	100	35	65	44 000
ИСУ 02-5000	КГ220-5000	200	100	65	65	110 000
СКсН-10000	ДКсТ-10000	165	135	24	68	260 000
ОУКсН-20000	ДКсТ-20000	650	95	10	76	694 000
ОУКсНФ-5000	ДКсТ-50000	1300	140	40	70	3 500 000

щения выработок с повышенной влажностью, а также на проходческих машинах и механизмах (щитах, укладчиках тоннельной обделки, передвижных металлических подмостях, бурильных установках и агрегатах) напряжение должно быть не более 42 В. Для ручных переносных светильников допускается напряжение не выше 12 В.

На рис. 8.18 представлены светильники типа ЛСП, которые применяются для освещения промышленных и производственных зданий, а также освещения подземных горных выработок для условий, не опасных по газу и пыли. Светильник ЛСП состоит из металлического корпуса, крышки с установленным на ней одним кабельным вводом, фланца с защитным светопропускающим колпаком. В корпусе светильника устанавливается патрон с резьбой Е27 для подключения люминесцентных энергосберегающих ламп напряжением 220 В. Для защиты от коррозии применяется полимерное покрытие, что обеспечивает высокую стойкость к агрессивным средам. Светильник выпускается с отражателем из нержавеющей стали (рис. 8.18, б) и без отражателя (рис. 8.18, а).

В табл. 8.17 приведена техническая характеристика светильников типа ЛСП.

Технические параметры других светильников, применяемых при освещении в подземных горных выработках, приведены в [26].

Следует отметить, что в последнее время широко начинают внедряться светильники и прожекторы на базе светодиодной техники. Далее приведена техническая характеристика светодиодного прожектора ПС-3, который состоит из 25 белых одно-ваттных светодиодов последнего поколения японской компании NICHIA, со встроенным импульсным источником питания. Прожектор крепится при помощи скобы, которая позволяет легко изменять направление света.



Рис. 8.18. Светильники типа ЛСП:
а – ЛСП-1-01; б – ЛСП-1-02

Техническая характеристика светильников типа ЛСП

Технические параметры	Тип светильника	
	ЛСП-1-01	ЛСП-1-02
Степень защиты	IP65	
Номинальное напряжение, В	220	
Источник света	Лампа энергосберегающая люминесцентная с цоколем Е-27	
КПД, %	80	
Номинальная потребляемая мощность, Вт	26	
Световой поток, лм	1600	
Габаритные размеры, мм	270x95	270x260
Масса, кг	1,7	1,9
Срок службы, лет	6	

Техническая характеристика сетевого светодиодного прожектора типа ПС-3

Ресурс светодиодного модуля, ч, не менее	100 000
Световой поток, лм	2000
Номинальное напряжение, В	220
Потребляемый ток, А	0,15
Общая мощность светодиодов, Вт	25
Степень защиты	IP65
Масса, кг	2,7
Температура окружающей среды, °С	– 63 ... +45

8.4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ**8.4.1. Общие положения**

При проектировании осветительных установок целью расчета является определение числа и мощности ламп светильников, необходимых для обеспечения заданной освещенности.

Если для освещения предусматриваются лампы накаливания или газоразрядные лампы высокого давления типа ДРЛ, ДРИ, ДНаТ и др., то число и местоположение светильников намечают до расчета освещения, а в процессе расчета определяют необходимую мощность источника света. При использовании люминесцентных ламп сначала намечают число и расположение рядов светильников, а затем определяют число и мощность ламп, установленных в каждом ряду.

В результате светотехнического расчета освещения определяется значение светового потока принятого источника света $\Phi_{\text{лр}}$, на основании которого по справочной литературе выбирается стандартная лампа определенной мощности и светового потока, значение которого не должно отличаться от $\Phi_{\text{лр}}$ более чем на $-10...+20\%$. Если такой источник подобрать не удастся, то принимается лампа со значением светового потока, ближайшим к $\Phi_{\text{лр}}$, а далее корректируется число светильников в помещении и осуществляется повторный расчет освещения.

Для расчета освещения применяются два основных метода: коэффициента использования светового потока и точечный.

Метод коэффициента использования светового потока предназначен для расчета общего равномерного освещения при отсутствии крупных затеняющих предметов. Точечный метод предназначен для расчета освещения произвольно расположенных поверхностей при любом распределении освещенности. Точечный метод применяется при расчете общего равномерного освещения (при наличии существенных затемнений), местного, общего локализованного, аварийного, а также освещения наклонных поверхностей.

8.4.2. Метод коэффициента использования светового потока

Расчетное значение светового потока одной лампы в каждом светильнике определяется по формуле

$$\Phi_{\text{лр}} = \frac{E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{N \cdot \eta_{\text{ОУ}}}, \quad (8.7)$$

где $E_{\text{н}}$ — нормируемое значение освещенности, лк; K_3 — коэффициент запаса; F — освещаемая площадь, м^2 ; $\eta_{\text{ОУ}}$ — коэффи-

циент использования светового потока осветительной установки; z — отношение средней освещенности к минимальной.

Под коэффициентом использования светового потока понимают отношение светового потока, падающего на расчетную поверхность, к световому потоку источника света. Его значение принимаются по таблицам, приведенным в справочнике [9], в зависимости от коэффициентов отражения поверхностей помещения: потолка $\rho_{\text{п}}$, стен $\rho_{\text{с}}$, расчетной поверхности $\rho_{\text{р}}$ и индекса помещения:

$$i_{\text{п}} = \frac{A \cdot B}{H_{\text{р}}(A + B)}, \quad (8.8)$$

где A — длина помещения, м; B — ширина помещения, м; $H_{\text{р}}$ — расчетная высота от условной рабочей поверхности до светильника, м,

$$H_{\text{р}} = H - h_{\text{с}} - h_{\text{р}}, \quad (8.9)$$

где H — высота помещения, м; $h_{\text{с}}$ — расстояние от светильника до перекрытия (свес), м; $h_{\text{р}}$ — высота расчетной поверхности над полом, м.

При расчете люминесцентного освещения первоначально намечается число рядов R , которое подставляется в формулу (8.7) вместо N . Тогда под $\Phi_{\text{лр}}$ следует подразумевать световой поток ламп одного ряда $\Phi_{R\text{р}}$:

$$\Phi_{R\text{р}} = \frac{E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{R \cdot \eta_{\text{ОУ}}}. \quad (8.10)$$

Далее определяется количество светильников в одном ряду;

$$N_R = \Phi_{R\text{р}} / (n_{\text{св}} \cdot \Phi_{\text{л}}), \quad (8.11)$$

где $n_{\text{св}}$ — число ламп в одном светильнике, шт.; $\Phi_{\text{л}}$ — световой поток одной лампы, лм.

При этом расстояние между соседними светильниками в ряду не должно превышать $0,5H_{\text{р}}$.

Пример 8.1. В помещении площадью 180 м^2 требуется обеспечить нормируемую освещенность $E_n = 30 \text{ лк}$ светильниками типа НПП05-100, приняв индекс помещения $i_n = 1,25$ и коэффициент запаса $K_z = 1,5$. Определить необходимое для этой цели количество светильников при условии, что коэффициенты отражения потолка, стен и расчетной поверхности соответственно составляют $\rho_n = 50 \%$, $\rho_c = 30 \%$, $\rho_p = 10 \%$, а коэффициент неравномерности освещенности для ламп накаливания $z = 1,15$.

Решение. Данный тип светильника имеет КСС типа М. По табл. 8.1 [9] для $i_n = 1,25$ и КСС типа М определяется коэффициент $\eta_{\text{оу}} = 45 \% = 0,45$. В светильнике установлена лампа типа БК215-225-100 с $\Phi_{\text{л}} = 1500 \text{ лм}$ (см. табл. 8.1). Из формулы (8.7) определяем необходимое количество светильников:

$$N = \frac{E_n \cdot K_z \cdot Fz}{\Phi_{\text{л}} \eta_{\text{оу}}} = \frac{30 \cdot 1,5 \cdot 180 \cdot 1,15}{1500 \cdot 0,45} \approx 14 \text{ шт.}$$

Расчет освещенности по удельной мощности. Метод расчета освещенности по удельной мощности является одним из упрощенных вариантов расчета освещенности с применением коэффициента использования.

Удельная мощность осветительной установки определяется по формуле

$$p_y = \frac{P_{\text{л}} \cdot N}{F}, \text{ Вт/м}^2, \quad (8.12)$$

где $P_{\text{л}}$ — мощность одной лампы, Вт; N — число ламп; F — площадь освещаемого помещения, м^2 .

Приняв удельную мощность в соответствии с заданными условиями, можно определить расчетное значение требуемой мощности одной лампы:

$$P_{\text{рл}} = \frac{p_y \cdot F}{N}, \text{ Вт}, \quad (8.13)$$

по которому выбирается лампа ближайшей стандартной мощности.

Расчет по методу удельной мощности допускается производить только для общего равномерного освещения при отсутствии крупных затенений и в пределах тех данных, для которых составлены таблицы удельной мощности общего равномерного освещения светильников с различными лампами [9].

8.4.3. Точечный метод расчета освещенности

При расчетах, проводимых точечным методом, светильник представляется точечным, т. е. его размеры считаются малыми по сравнению с расстоянием до освещаемой им точки пространства (его размеры не превышают 0,2 расстояния до освещаемой точки). К точечным источникам относятся, например, прожекторы, светильники с лампами накаливания и газоразрядными лампами высокого давления типа ДРЛ, ДРИ, ДНаТ и др.

Расчету освещенности должен предшествовать выбор типа световых приборов, расположения и высоты подвеса их в помещении, нормируемого значения освещенности (E_n). Расчетная точка освещается практически всеми светильниками, находящимися в помещении, однако учитывают обычно действие ближайших световых приборов.

Освещенность элемента поверхности определяется в соответствии с формулой (8.2). В случае расчета освещенности на горизонтальной поверхности расстояние от источника света до контрольной точки A (рис. 8.19) определяется как гипотенуза прямоугольного треугольника по выражению

$$l = \frac{H_p}{\cos \alpha}. \quad (8.14)$$

При этом в соответствии с рис. 8.19 угол β равен углу α . Таким образом, освещенность элемента поверхности на горизонтальной плоскости можно определить по формуле

$$E = \frac{I_\alpha \cdot \cos^3 \alpha \cdot \mu}{H_p^2 \cdot K_3}, \text{ лк}, \quad (8.15)$$

где K_3 — коэффициент запаса, определяемый по табл. 8.1; μ — коэффициент дополнительной освещенности, учитывающий

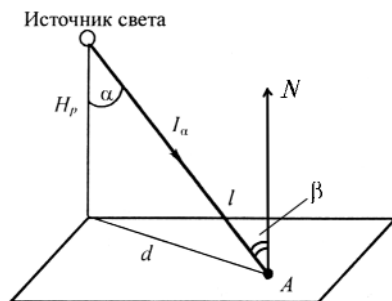


Рис. 8.19. Освещенность элемента поверхности горизонтальной плоскости в точке A :

I_α — сила света светильника по направлению к точке A , кд; α — угол между направлением силы света и осью симметрии светильника, град; l — расстояние от светильника до расчетной точки A , м; d — расстояние от расчетной точки A до проекции оси симметрии светильника на плоскость, ей перпендикулярную и проходящую через расчетную точку, м

освещенность, создаваемую от неучтенных светильников, стен и потолка (принимается $\mu = 1,1 - 1,2$).

Расчет освещенности на горизонтальной плоскости с использованием формулы (8.15) осуществляется в следующем порядке:

- определяется тангенс угла падения светового луча в расчетную точку

$$\operatorname{tg} \alpha = d / H_p, \quad (8.16)$$

где d — расстояние от расчетной точки до проекции оси симметрии светильника на плоскость, ей перпендикулярную и проходящую через расчетную точку, м (см. рис. 8.19);

- по найденному значению $\operatorname{tg} \alpha$ определяется угол α и $\cos^3 \alpha$;
- по КСС принятого светильника с условной лампой со световым потоком 1000 лм для найденного угла α определяется сила света $I_{\alpha(1000)}$ и рассчитывается значение освещенности, создаваемой этим светильником:

$$E_{(1000)} = (I_{\alpha(1000)} \cdot \cos^3 \alpha) / H_p^2; \quad (8.17)$$

• искомая освещенность от светильника со световым потоком $\Phi_{\text{л}}$:

$$E = (E_{(1000)} \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot \mu) / (K_3 \cdot 1000), \text{ лк.} \quad (8.18)$$

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие области видимого излучения из общего электромагнитного Вы знаете?
2. Назовите технические и эксплуатационные параметры источников света.
3. Что собой представляет освещенность элемента поверхности?
4. Назовите основные единицы измерения светотехнических величин.
5. Какие системы освещения Вы знаете?
6. Опишите устройство и принцип работы ламп накаливания и газоразрядных ламп низкого давления.
7. Опишите устройство и принцип работы газоразрядных ламп высокого давления.
8. В чем заключается особенность работы светодиодов?
9. Нарисуйте схемы подключения светодиодов.
10. Какие типы световых приборов Вы знаете?
11. Приведите классификацию светильников.
12. Перечислите области применения светильников.
13. Условное обозначение светильников.
14. Опишите конструкцию прожектора типа ПЗС-45.
15. Какие светильники применяются для освещения объектов предприятий городского подземного строительства?
16. Какие методы расчета электрического освещения Вы знаете?
17. Опишите точечный метод расчета освещенности.

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Основные параметры источников света.

2. Единицы измерения светотехнических величин.
3. Системы освещения производственных помещений промышленных предприятий.
4. Газоразрядные лампы высокого давления.
5. Светодиодные светильники.
6. Светильники для условий городского подземного строительства.
7. Методы расчета электрического освещения.

9. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

9.1. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Электроснабжение подземных горных работ имеет ряд особенностей, связанных со специфическими условиями горных выработок и эксплуатацией электрооборудования в условиях повышенной влажности, запыленности, опасности в отношении поражения электрическим током, а также возникновения взрывов и пожаров в рудничной атмосфере. Все это накладывает определенные требования к электрооборудованию, его монтажу и эксплуатации:

- электрические аппараты и электрооборудование должны быть помещены в специальные корпуса, защищающие токоведущие части от воздействия пыли и влаги;
- корпуса электрооборудования должны иметь минимально возможные размеры и обладать высокой технологической прочностью из-за ограниченности пространства горных выработок, а также возможностью частичных обрушений кровли и боковых пород;
- электрооборудование, применяемое в подземных горных выработках, должно быть рудничного исполнения, а при условиях возникновения взрыва или пожара — взрывозащищенного исполнения;

- применение передвижных машин и механизмов требует подключения их к автоматическим выключателям, пускателям и станциям управления с помощью гибких кабелей с использованием различного рода соединительных муфт;

- эксплуатация электрических сетей с изолированной нейтралью в подземных горных выработках требует применения контроля изоляции и защитного заземления электрического оборудования;

- повышенная опасность в отношении поражения электрическим током требует применения широкого перечня различных защит.

Основными потребителями электрической энергии на предприятиях горного профиля являются очистные и проходческие механизированные комплексы, добычные и проходческие комбайны, породопогрузочные машины, конвейерный и электровозный транспорт. В настоящее время для распределения электроэнергии по шахте и участкам применяют напряжение 380, 660, 1140, 3300, 6000 и 10000 В. Для питания ручного инструмента и освещения подземных выработок предусматривается напряжение 127 и 220 В.

Современная система электроснабжения подземных горных работ должна удовлетворять следующим основным требованиям [32]:

- надежность, т. е. обеспечение бесперебойного питания электроэнергией основных электропотребителей;

- безопасность в отношении пожаров, взрывов рудничной атмосферы и поражения людей электрическим током;

- обеспечение высокого качества подводимой к электропотребителям электроэнергии в условиях непрерывного изменения технологических параметров горных выработок и развития подземных электрических сетей;

- экономичность при соблюдении требований, перечисленных выше.

Обеспечение высокого качества подводимой к электропотребителям электроэнергии зависит от целого ряда факторов, в

частности от принятой схемы или способа электроснабжения горного предприятия. В свою очередь, выбор способа питания подземных электропотребителей зависит от величины напряжения, способа вскрытия и системы разработки, применяемого на предприятии горного профиля.

В зависимости от глубины залегания полезного ископаемого на предприятиях горного профиля применяются два основных способа электроснабжения: при глубоком залегании пластов (более 300 — 350 м) электроснабжение осуществляется через вертикальный ствол горного предприятия, а при неглубоком залегании — через шурфы или энергетические скважины.

9.2. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ ЧЕРЕЗ СТОЛ

Электроснабжение подземных электропотребителей при глубоком залегании полезного ископаемого осуществляется посредством двух или более бронированных кабелей, прокладываемых в траншее от главной понизительной подстанции (ГПП) по столу до центральной подземной подстанции (ЦПП). На рис. 9.1 представлена принципиальная схема электроснабжения подземных электропотребителей предприятий горного профиля через стол.

ЦПП устраивается в околостольном дворе горного предприятия вблизи столы и комплектуется из комплектных распределительных устройств (КРУ) в рудничном нормальном или взрывобезопасном исполнении. От ЦПП с помощью высоковольтных бронированных кабелей электроэнергия поступает на центральные распределительные пункты (ЦРП) 6(10) кВ, от которых кабельными сетями распределяется к участковым понизительным подстанциям (УПП). На УПП электроэнергия напряжением 6(10) кВ трансформируется на напряжение 380, 660, 1140 или 3300 В и подводится к распределительным пунктам (РП) добычных или подготовительных участков. От РП электроэнергия посредством гибких или особо гибких кабелей подводится к электродвигателям горных машин и механизмов.

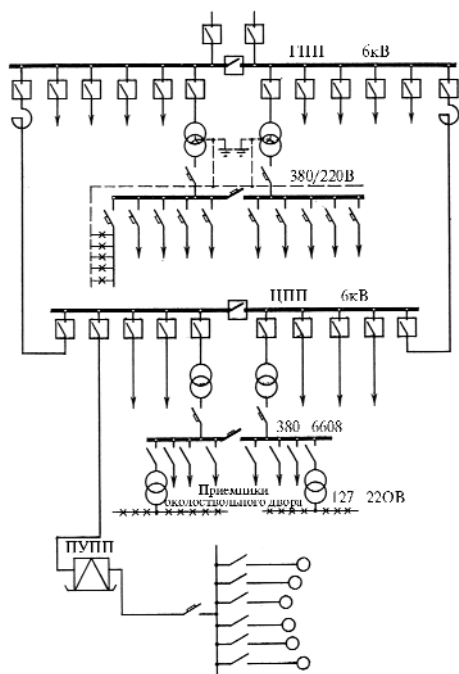


Рис. 9.1. Принципиальная схема электроснабжения

В соответствии с отраслевыми Правилами безопасности (ПБ) многие подземные электропотребители по степени надежности электроснабжения отнесены к **электроприемникам первой категории**. Это положение, а также постоянный рост мощности электроприемников обуславливают увеличение количества ствольных кабелей, прокладываемых от ГПП до ЦПП.

На основании этих требований при прокладке от ГПП до ЦПП двух кабелей каждый из них рассчитывается на 100 % нагрузки, при прокладке трех кабелей — на 50 %, при прокладке четырех кабелей — на 33 %, что позволяет при выходе из строя одного из кабелей обеспечивать электроэнергией все потребители первой категории и ряд потребителей второй категории.

ЦРП — 6(10) кВ располагается в определенном месте горных выработок, обеспечивает распределение электроэнергии к УПП,

расположенным на данном крыле (горизонте) горного предприятия, и комплектуется из КРУ соответствующего исполнения.

УПП применяются двух видов:

- стационарные (УТП), состоящие из размещенных в специальных камерах высоковольтного КРУ, трансформатора, автоматических выключателей, реле утечки, пускателей и другого вспомогательного электрооборудования;
- передвижные (ПУПП), которые представляют собой комплектные подстанции и включают в себя разъединитель или выключатель нагрузки на стороне высшего напряжения, трансформатор, один автоматический выключатель, реле утечки и другую измерительную и коммутационную аппаратуру.

УПП располагаются на некотором расстоянии от мест ведения горных работ.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников околоствольного двора (толкатели, опрокидыватели и т. п.) обычно на ЦПП устанавливаются понижающие трансформаторы, от которых получают электроэнергию указанные электропотребители через соответствующие РП.

Электроснабжение подземных горных работ стараются вести по схемам, обеспечивающим электрическое разделение ЛЭП и сетей, питающих поверхностные и подземные электропотребители. Электрическое разделение подземных сетей с поверхностными вызвано возможностью появления открытого искрения в шахтах из-за грозовых разрядов, коммутационных перенапряжений, переходных процессов и т. п. в поверхностных электрических сетях. Питание электроэнергией, при котором отсутствует электрическая связь между подземными и поверхностными электропотребителями, получило название обособленного питания.

При обособленном питании уменьшается величина тока КЗ на шинах ЦПП, что позволяет обойтись без применения дорогостоящих реакторов. Помимо этого обособленное питание способствует уменьшению емкостной составляющей тока утечки в подземных электрических сетях высокого напряжения, что при-

водит к повышению безопасности эксплуатации электрических сетей в отношении поражения электрическим током.

Обособленное питание может быть осуществлено с помощью специальных разделительных трансформаторов с коэффициентом трансформации $1 : 1$, устанавливаемых как на поверхности (рис. 9.2, *а*), так и в ЦПП (рис. 9.2, *б*).

Обособленное питание подземных электропотребителей может быть выполнено с помощью обычных понизительных трансформаторов, питающих только подземные электроприемники (рис. 9.3, *а*). Для этих целей можно использовать и трехобмоточный с расщепленными вторичными обмотками на напряжение 6 и 10 кВ, от одной из которой питаются электроустановки поверхности, а от другой — подземные электроустановки (рис. 9.3, *б*).

Обособленное питание позволяет обеспечить постоянный контроль за состоянием изоляции шахтной электрической сети напряжением 6 кВ путем применения аппаратуры защитного отключения АЗО-6. При обособленном питании с поверхности шахты аппаратура защиты от утечек АЗО-6 устанавливается на отдельных секциях шин ГПП, а при питании от подземных раз-

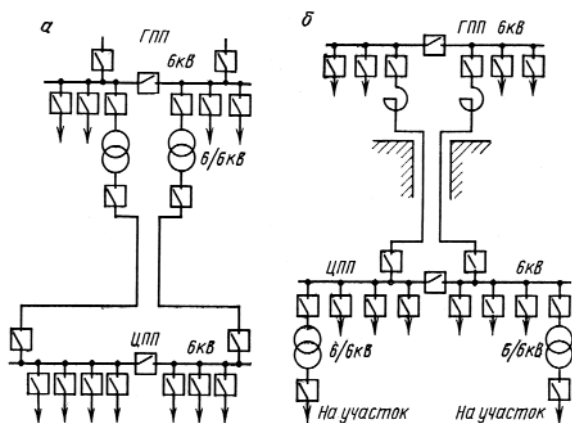


Рис. 9.2. Схемы обособленного питания подземных электропотребителей с помощью разделительных трансформаторов:
а — установленных на ГПП; *б* — установленных в ЦПП

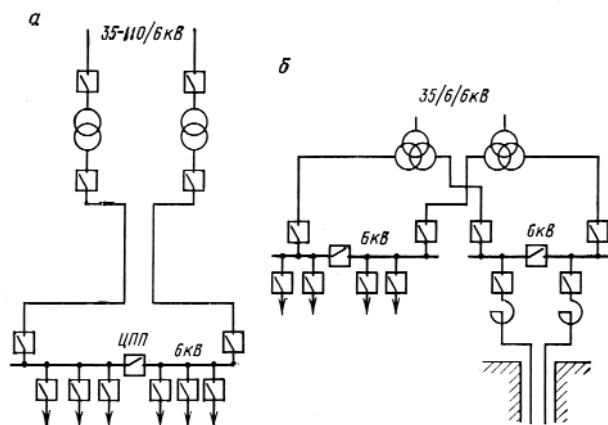


Рис. 9.3. Структурные схемы обособленного питания подземных электропотребителей:

а — от индивидуальных двухобмоточных трансформаторов; *б* — от трехобмоточных трансформаторов

делительных трансформаторов — совместно с высоковольтной ячейкой.

9.3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ ЧЕРЕЗ ШУРФЫ ИЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СКВАЖИНЫ

При относительно неглубоком залегании полезного ископаемого (до 350 м) электроснабжение подземных электроприемников осуществляется через шурфы или специально пробуренные энергетические скважины. При этом применяются два основных способа электроснабжения:

- трансформаторная подстанция располагается на поверхности;
- трансформаторная подстанция располагается под землей.

При первом способе электроснабжения (рис. 9.4, *а*) на поверхности около шурфа или специально пробуренной энергетической скважины устанавливается стационарная или передвижная комплектная трансформаторная подстанция наружной

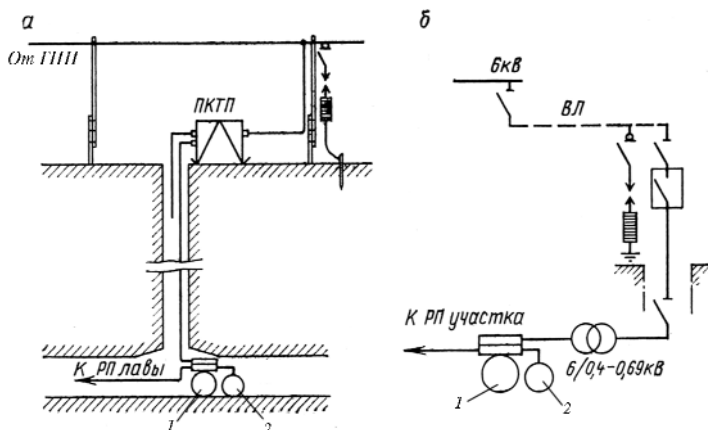


Рис. 9.4. Схемы электроснабжения подземных электропотребителей через шурфы или скважины:

а — с расположением ТП на поверхности; *б* — с расположением ТП под землей; 1 — автоматический выключатель; 2 — реле утечки типа АЗУР

установки (КТПН) в общепромышленном исполнении. Электроэнергия к КТПН подводится от ГПП по воздушной ЛЭП. Кабели от ПКТП к подземному РП прокладываются по скважине, закрепленной обсадной трубой с внутренним диаметром 125 — 150 мм. Каждый кабель крепится к стальному тросу диаметром 6 — 9 мм с помощью бандажей, накладываемых через каждые 1,5 — 2 м.

При питании подземных электропотребителей от трансформаторной подстанции, расположенной под землей (рис. 9.4, б), по шурфу или энергетической скважине прокладывается кабель высокого напряжения 6(10) кВ. Кабель подключается к воздушной ЛЭП через КРУ наружной установки с разьединителями или высоковольтными выключателями.

Опыт эксплуатации обеих схем показал, что экономически целесообразнее использовать трансформаторную подстанцию в подземных горных выработках, так как в этом случае примерно в два раза меньше расхода цветных металлов и на 60 % меньше требуется кабельной продукции.

9.4. СРАВНЕНИЕ СПОСОБОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

Достоинства системы электроснабжения подземных горных работ через ствол:

- осуществление глубокого ввода напряжения 35 — 220 кВ непосредственно на промплощадку горного предприятия, что способствует передаче подземным электроприемникам электроэнергии высокого качества;
- использование для прокладки кабельных линий готовых шахтных стволов;
- удобство профилактического обслуживания стационарно проложенных стволовых кабелей;
- возможность рационального использования промышленных площадей в комплексе с применением прогрессивных конструкторских решений для компоновок ГПП при проектировании электроснабжения предприятий горного профиля в зонах промышленной застройки.

Вместе с тем этот способ имеет некоторые недостатки:

- значительная протяженность подземных кабельных линий, что приводит к росту емкостных токов замыкания на землю, особенно при переводе подземных распределительных сетей на напряжение 10 кВ;
- необходимость применения большого количества стволовых кабелей максимального сечения в связи с тенденцией роста электрических нагрузок подземных электроприемников.

Основным достоинством электроснабжения подземных горных работ через шурфы или энергетические скважины является то, что значительная часть высоковольтной распределительной сети системы электроснабжения горного предприятия выносится на поверхность, где используется электрооборудование в нормальном исполнении.

К числу недостатков питания подземных горных работ через шурфы или скважины относятся:

- наличие дополнительных затрат, связанных с бурением скважин и креплением их обсадными трубами, которые повторно не используются;

- необходимость периодического перемещения скважин и соответствующего электрооборудования по технологическим условиям;
- нерациональное использование промышленной площади на поверхности горного предприятия в связи с необходимостью сооружения сети воздушных линий;
- необходимость согласования по отводу земель под строительство воздушной ЛЭП, что влечет за собой определенные затраты;
- трудность обслуживания воздушных линий и электрооборудования на поверхности в периоды распутицы.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Перечислите основные требования к электрооборудованию, применяемому в подземных горных выработках.
2. Какие требования предъявляются к системе электроснабжения подземных горных работ?
3. Какие способы электроснабжения подземных горных работ Вы знаете?
4. Приведите принципиальную схему электроснабжения подземных горных работ через ствол.
5. Как осуществляется распределение электроэнергии от ГПП до электропотребителей забойных машин и механизмов?
6. Перечислите типы участковых понизительных подстанций.
7. Чем отличается УТП от ПУПП?
8. Приведите схемы обособленного питания подземных электропотребителей.
9. Перечислите способы электроснабжения подземных горных работ через шурфы или энергетические скважины.
10. Какими достоинствами и недостатками обладает система электроснабжения подземных горных работ при способе питания через ствол?
11. Какими достоинствами и недостатками обладает система электроснабжения подземных горных работ при способе питания через шурфы или энергетические скважины?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Система электроснабжения подземных горных работ при питании электропотребителей через ствол.
2. Система электроснабжения подземных горных работ при питании электропотребителей через шурфы или энергетические скважины.
3. Схемы обособленного питания подземных электропотребителей.
4. Сравнение различных систем электроснабжения подземных горных работ.
5. Участковые понизительные подстанции.

10. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ (СТПС)

10.1. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1.1. Общие сведения

Система электроснабжения объекта состоит из питающих, распределительных, трансформаторных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабельных и воздушных электрических сетей. При выборе схемы распределения электроэнергии учитываются степень надежности, обеспечение качества электроэнергии, удобство и безопасность эксплуатации, возможность применения прогрессивных методов электромонтажных работ.

Основные принципы построения схем электроснабжения объектов:

- максимальное приближение источников высокого напряжения 35...220 кВ к электроустановкам потребителей с подстан-

циями глубокого ввода (ПГВ), размещаемыми рядом с энергоемкими производственными корпусами;

- резервирование питания для отдельных категорий потребителей должно быть заложено в схеме и элементах системы электроснабжения;

- секционирование шин всех звеньев системы распределения энергии, а при преобладании потребителей первой и второй категорий – установка на них устройств АВР.

Схемы электроснабжения строятся по уровневому принципу. Обычно применяются два-три уровня. Первым уровнем распределения электроэнергии является сеть между источником питания объекта и ПГВ, если распределение производится при напряжении 110...220 кВ, или между ГПП и распределительной трансформаторной подстанцией (РТП) напряжением 6...10 кВ, если распределение происходит при напряжении 6...10 кВ. Вторым уровнем распределения электроэнергии является сеть между РТП (или РУ вторичного напряжения ПГВ) и ТП (или отдельных электроприемников высокого напряжения).

На небольших и некоторых средних объектах чаще применяется только один уровень распределения электроэнергии – между центром питания от системы и пунктами приема энергии (ТП или высоковольтными электроприемниками).

10.1.2. Схемы электрических сетей внутри объекта напряжением 6...10 кВ

Электрические сети внутри поверхностного объекта СГПС выполняются по радиальным, магистральным или смешанным схемам.

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются в тех случаях, когда пункты приема электроэнергии расположены в разных направлениях от центра питания. Они могут быть двух- или одноступенчатыми. На небольших объектах и для питания крупных сосредоточенных потребителей используются одноступенчатые схемы. Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными распределительными пунктами (РП) выпол-

няются для крупных и средних объектов с подразделениями, расположенными на большой территории. При наличии потребителей первой и второй категорий РП и ТП питаются не менее чем по двум отдельно работающим линиям. Допускается питание электроприемников второй категории по одной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей.

При двухтрансформаторных подстанциях каждый трансформатор питается отдельной линией по блочной схеме линия — трансформатор. Пропускная способность блока в послеаварийном режиме рассчитывается исходя из категорийности питаемых потребителей. При однитрансформаторных подстанциях взаимное резервирование питания небольших групп приемников первой категории осуществляется при помощи кабельных или шинных перемычек на вторичном напряжении между соседними подстанциями.

Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП или ГПП, а на питаемых от них ТП предусматривается преимущественно глухое присоединение трансформаторов. Иногда трансформаторы ТП присоединяются через выключатель нагрузки и разъединитель.

На рис. 10.1 представлена радиальная схема с промежуточным РП.

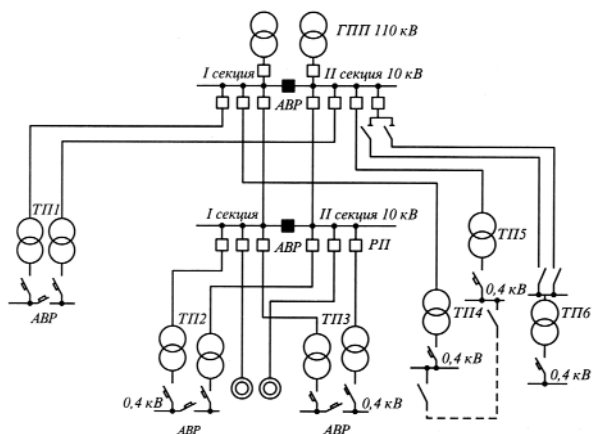


Рис. 10.1. Радиальная схема электроснабжения объектов

Радиальная схема питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации, так как повреждение или ремонт одной линии отражается на работе только одного потребителя.

Магистральные схемы напряжением 6...10 кВ применяются при линейном («упорядоченном») размещении подстанций на территории объекта. Магистральные схемы имеют следующие преимущества: лучшую загрузку кабелей при нормальном режиме, меньшее число камер на РП. К недостаткам магистральных схем следует отнести усложнение схем коммутации при присоединении ТП и одновременное отключение нескольких потребителей, питающихся от магистрали, при ее повреждении.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, обычно не превышает двух-трех при мощности трансформаторов 1000–2500 кВ·А и четырех-пяти при мощности 250–630 кВ·А.

Магистральные схемы выполняются одиночными и двойными, с односторонним и двухсторонним питанием.

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 10.2, *а*) применяются в тех случаях, когда отключение одного потребителя вызывает необходимость по условиям технологии производства отключения всех остальных потребителей (например,

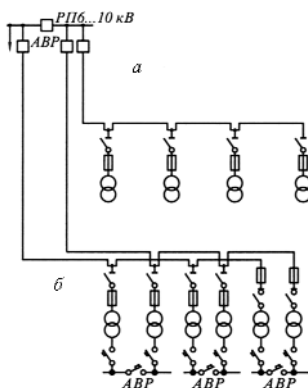


Рис. 10.2. Магистральные схемы с односторонним питанием: *а* — одиночные; *б* — двойные с резервированием на стороне НН

непрерывные технологические линии). При кабельных магистралях их трасса должна быть доступна для ремонта в любое время года, что возможно при прокладке в каналах, туннелях и т. п. Надежность схемы с одиночными магистралями можно повысить, если питаемые ими однотрансформаторные подстанции расположить таким образом, чтобы была возможность осуществить частичное резервирование по линиям низкого напряжения между ближайшими подстанциями.

Одиночные магистрали с глухими отпайками, т. е. без разъединителей на входе и выходе магистрали, применяются главным образом на воздушных линиях. На кабельных линиях глухое присоединение может быть применено лишь для питания неотвечественных подстанций мощностью не более 400 кВ·А.

Схемы с двойными («сквозными») магистралями (см. рис. 10.2, б) применяются для питания ответственных и технологически слабо связанных между собой потребителей одного объекта. Установки разъединителей на входе и выходе линии магистрали не требуется.

Смешанные схемы питания, сочетающие принципы радиальных и магистральных систем распределения электроэнергии, имеют наибольшее распространение на крупных объектах. Так, например, на первом уровне обычно применяются радиальные схемы. Дальнейшее распределение электроэнергии от РП к цеховым ТП и двигателям высокого напряжения на таких объектах производится как по радиальным, так и по магистральным схемам.

Степень резервирования определяется категорийностью потребителей. Так, потребители первой категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников. В качестве второго источника питания могут быть использованы не только секционные сборные шины подстанций, но также и переключки в сетях на низшем напряжении, если они подают питание от ближайшего распределительного пункта, имеющее независимое питание с АВР.

Для особо ответственных потребителей, отнесенных к особой группе первой категории, должно быть предусмотрено элек-

На некоторых объектах СГПС широкое распространение получила распределительная сеть напряжением 6...10 кВ, выполненная по петлевой схеме.

344

линии будет повреждение в точке K , так как питание всей нагрузки в послеаварийном режиме будет осуществляться по одной линии. Электрооборудование должно проверяться на нагрев в послеаварийном режиме. Кроме того, при этих условиях необходимо проверить линию по потерям напряжения. Число трансформаторов, присоединяемых к одной линии, не должно быть более пяти-шести. Резервная перемычка должна находиться под напряжением и при разомкнутой схеме.

Следует помнить, что петлевая схема не обеспечивает бесперебойное питание потребителей: при повреждении любого участка петлевой сети часть потребителей отключается на время, необходимое для отключения поврежденного участка и перевода на питание от неповрежденных участков сети.

Для повышения надежности электроснабжения большое распространение получили сети с устройством АВР на секционном выключателе распределительного устройства.

10.1.3. Схемы распределительных сетей объектов СГПС напряжением до 1 кВ

Основным условием рационального проектирования сети электроснабжения промышленного объекта является принцип одинаковой надежности питающей линии (со всеми аппаратами) и одного электроприемника технологического агрегата, получающего питание от этой линии. Поэтому нет смысла, например, питать один электродвигатель технологического агрегата по двум взаимно резервируемым линиям. Если технологический агрегат имеет несколько электроприемников, осуществляющих единый, связанный группой машин технологический процесс, и прекращение питания любого из этих электроприемников вызывает необходимость прекращения работы всего агрегата, то в таких случаях надежность электроснабжения вполне обеспечивается при магистральном питании (рис. 10.4, *а*). В отдельных случаях, когда требуется высокая степень надежности питания электроприемников в непрерывном технологическом процессе, применяется двустороннее питание магистральной линии (рис. 10.4, *б*).

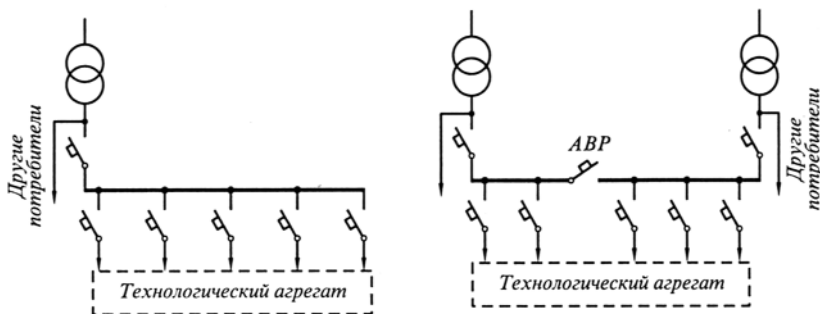


Рис. 10.4. Магистральная схема питания электроприемников объекта: *а* — с односторонним питанием; *б* — с двусторонним питанием

Магистральные схемы питания находят широкое применение не только для питания многих электроприемников одного технологического агрегата, но также большого числа сравнительно мелких приемников, не связанных единым технологическим процессом. К таким потребителям относятся металлорежущие станки в цехах механической обработки металлов и другие потребители, распределенные относительно равномерно по площади объекта.

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита. В этом случае возможно применение схемы блока трансформатор-магистраль, где в качестве питающей линии применяются токопроводы (шинопроводы), изготавливаемые промышленностью. Магистральные схемы, выполненные шинопроводами, обеспечивают высокую надежность, гибкость и универсальность цеховых сетей, что позволяет технологам перемещать оборудование внутри цеха без существенных переделок электрических сетей.

Для питания большого числа электроприемников сравнительно небольшой мощности, относительно равномерно распределенных по площади объекта, применяются схемы с двумя видами магистральных линий: питающими и распределительными (рис. 10.5). Питающие, или главные, магистрали подключа-

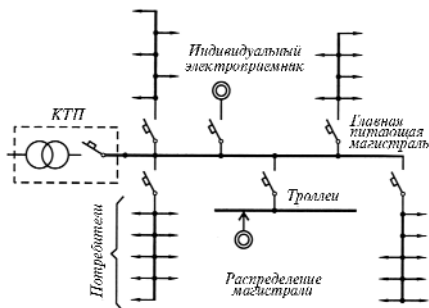


Рис. 10.5. Схема питающих и распределительных линий на объекте

ются к шинам шкафов трансформаторной подстанции, специально сконструированным для магистральных схем. Распределительные магистрали, к которым непосредственно подключаются электроприемники, получают питание от главных питающих магистралей или непосредственно от шин комплектной трансформаторной подстанции (КТП), если главные магистрали не применяются (рис. 10.6). К главным питающим магистралям подсоединяется как можно меньшее число индивидуальных электроприемников. Это повышает надежность всей системы питания.

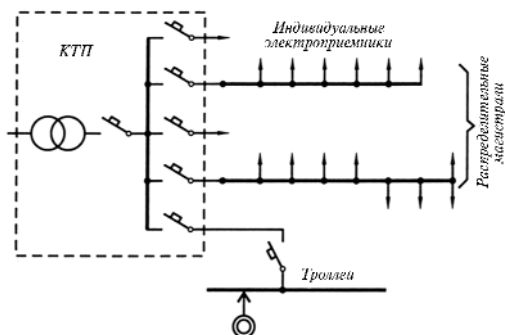


Рис. 10.6. Схема распределительных магистралей, подключенных непосредственно к шинам КТП

Радиальные схемы питания характеризуются тем, что от источника питания, например от КТП, отходят линии, питающие непосредственно мощные электроприемники или отдельные распределительные пункты, от которых самостоятельными линиями питаются более мелкие электроприемники (рис. 10.7).

Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания отдельных потребителей, так как аварии локализуются отключением автоматического выключателя поврежденной линии и не затрагивают другие линии. Все потребители могут потерять питание только при повреждении на сборных шинах КТП, что мало вероятно вследствие достаточно надежной конструкции шкафов этих КТП.

Радиальные схемы питающих сетей с распределительными устройствами или щитами следует применять при наличии на объекте нескольких достаточно мощных потребителей, не связанных единым технологическим процессом или друг с другом настолько, что магистральное питание их нецелесообразно.

В чистом виде радиальные и магистральные схемы применяют редко. Наибольшее распространение на практике находят смешанные схемы, сочетающие элементы радиальных и магистральных схем.

На поверхностных объектах строительства городских подземных сооружений широкое применение находят схемы маги-

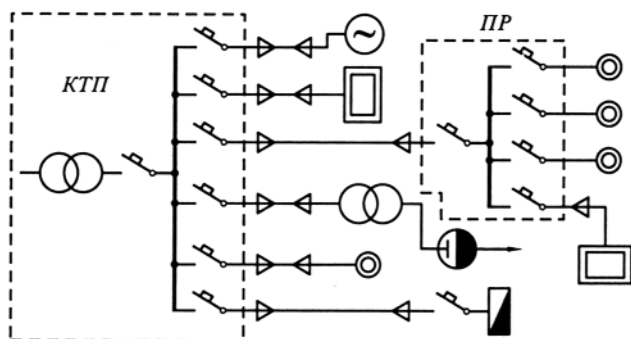


Рис. 10.7. Схема радиального питания электроприемников объекта

стрального питания с взаимным резервированием питания отдельных магистралей. Схема, представленная на рис. 10.8, позволяет вывести в ремонт или ревизию один из трансформаторов и, используя перегрузочную способность, обеспечить питание нескольких магистралей от одного, оставшегося в работе трансформатора. Такая схема позволяет безболезненно вывести в ремонт или ревизию один из трансформаторов во время ремонта технологического оборудования. При неравномерной загрузке технологического оборудования в течение суток (например, пониженная нагрузка в ночные или ремонтные смены) схемы с взаимным резервированием питания магистралей обеспечивают возможность отключения незагруженных трансформаторов.

Большое значение для повышения надежности питания имеют перемычки между отдельными магистралями или соседними КТП — при радиальном питании (рис. 10.9). Такие перемычки, обеспечивая частичное или полное взаимное резервирование, создают удобства для эксплуатации, особенно при проведении ремонтных работ. Проектирование сетей во всех случаях должно выполняться на основе хорошего знания проектировщиком-электриком технологии проектируемого предприятия, степени ответственности отдельных электроприемников в технологическом процессе.

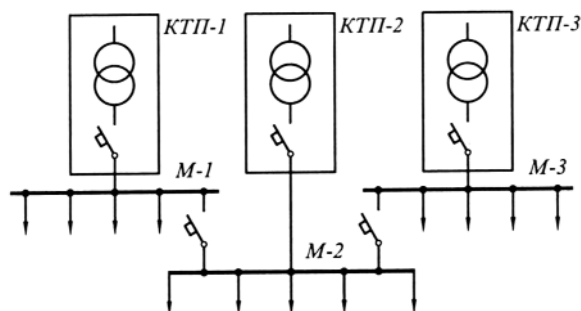


Рис. 10.8. Схема взаимного резервирования питающих магистралей

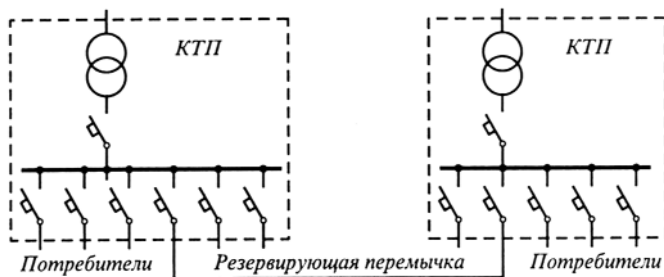


Рис. 10.9. Схема резервирования при радиальном питании потребителей

10.2. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ОБЪЕКТОВ СГПС

10.2.1. Трансформаторные подстанции

Трансформаторные подстанции служат для приема электроэнергии, преобразования напряжения и распределения электрической энергии на объекте. По назначению различают следующие виды трансформаторных подстанций:

- главные понизительные подстанции (ГПП), предназначенные для приема электроэнергии от энергосистем и преобразования ее напряжения для дальнейшего распределения по крупным объектам. Высокое напряжение таких подстанций обычно может быть 1150–35 кВ, низкое — 35–6 кВ (чаще всего 10 кВ);
- распределительные, или просто трансформаторные, подстанции (ТП), в которых электроэнергия, поступающая от ГПП, трансформируется с высшего напряжения 35–6 кВ на низшее 660/380 или 380/220 В, на которое и рассчитано большинство потребителей.

На строительстве объектов ГПС могут иметь место и мощные потребители электроэнергии на 6 и 10 кВ (землесосные снаряды, экскаваторы, компрессоры, подъемные установки, вентиляторы главного проветривания и др.).

По конструкции ТП подразделяются на открытые, закрытые и передвижные. Оборудование ТП состоит из тран-

сформаторов, аппаратов коммутации и защиты, устройств управления, контроля и учета электроэнергии. На рис. 10.10 представлена мачтовая открытая подстанция с одним трансформатором, установленным на деревянных или железобетонных опорах. С высокой стороны трансформатор присоединен к ЛЭП через разъединитель и высоковольтный предохранитель (вместо них могут установить выключатель нагрузки или масляный выключатель). Защита от перенапряжения осуществляется разрядником. Обмотки трансформатора соединены в «звезду», со стороны низшего напряжения, нейтраль глухо заземлена. Трансформатор и аппаратура высокого напряжения расположены на П-образной опоре на высоте 4 м, а распределительное устройство (распределительный щит) 380/220 В – внизу в шкафу. Для установки трансформаторов мощностью 160–400 кВ·А применяют А-образные и П-образные опоры. Открытые подстанции могут быть выполнены также с установкой трансформатора на помосте, а распределительного щита – в металлическом шкафу на уровне земли. На

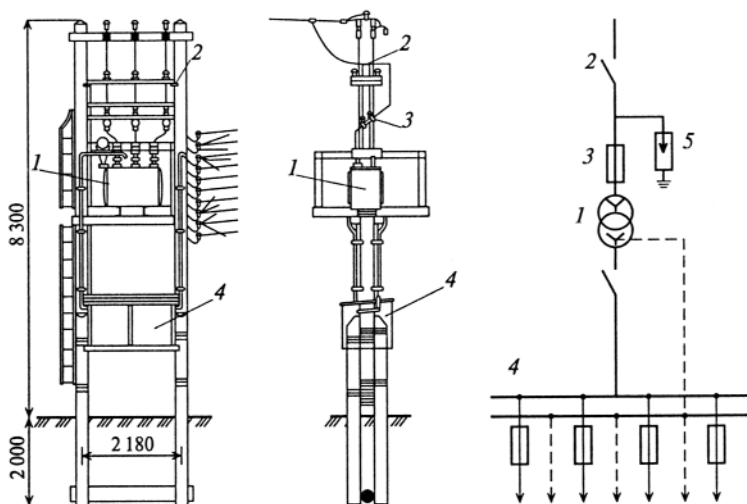


Рис. 10.10. Мачтовая открытая подстанция:

1 – трансформатор; 2 – разъединитель; 3 – предохранитель; 4 – распределительный шкаф; 5 – разрядник

таких ТП предусматривается ограждение и наружное освещение.

Закрытые ТП (рис. 10.11) располагаются в помещениях. В условиях строительства такими зданиями могут быть производственные объекты или специальные сооружения. К закрытым трансформаторным подстанциям относятся также комплектные подстанции КТП или СКТП (строительные комплектные трансформаторные подстанции). Электрооборудование КТП размещается в металлическом корпусе. Ввод 6...10 кВ может быть кабельным или воздушным.

В последнее время широкое применение получили передвижные подстанции. На рис. 10.12 представлена комплектная передвижная трансформаторная подстанция типа ПСКТП-Л мощностью 25 – 630 кВ·А, напряжением 6(10)/0,4 кВ Люберецкого электромеханического завода (ЛЭМЗ).

В распределительном устройстве подстанции ПСКТП-Л защита выполнена автоматическими выключателями токоограничивающими с электромагнитными расцепителями,

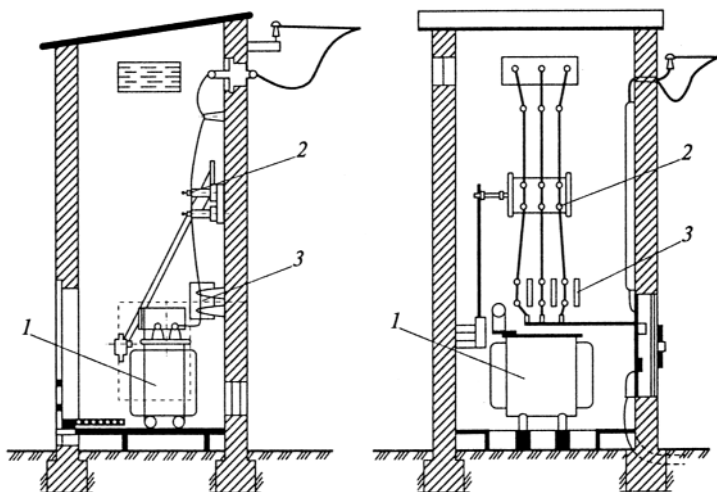


Рис. 10.11. Закрытая трансформаторная подстанция:
1 – трансформатор; 2 – разъединитель; 3 – предохранитель

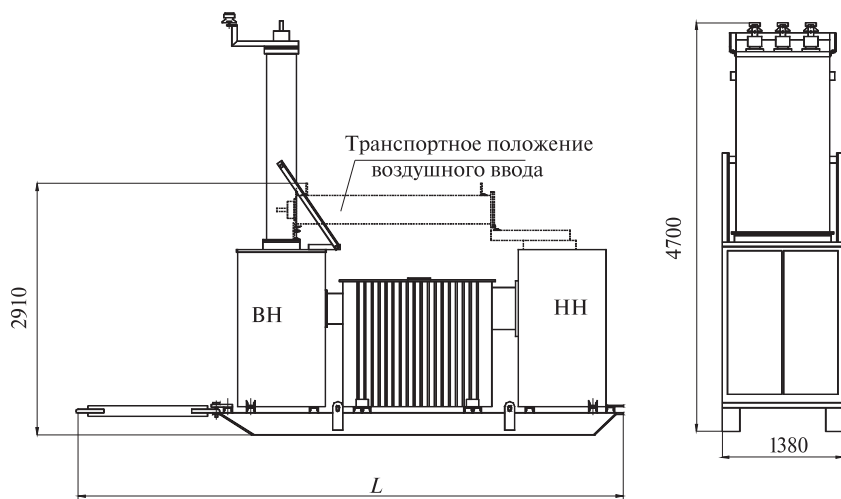


Рис. 10.12. Общий вид подстанции ПСКТП-Л

полупроводниковыми расцепителями, нулевыми расцепителями напряжения. Также применен аппарат защиты от токов утечки унифицированный рудничный (АЗУР), для защиты людей от поражения электрическим током и других опасных последствий утечек тока на землю. Разъединители снабжены механическими блокировками с заземляющими разъединителями. В подстанции предусмотрены следующие блокировки:

- включение ножей заземления при включенном разъединителе;
- включение разъединителя при включенных ножах заземления;
- отключение разъединителя при включенном вводном автоматическом выключателе;
- открытие двери отсека предохранителя при отключенном ноже заземления.

Конструктивно ПСКТП-Л представляет собой сани с прицепным устройством, на котором расположены высоковольтный шкаф (ВН) с воздушным вводом, низковольтный шкаф (НН) и трансформатор силовой сухой (см. рис. 10.12).

Техническая характеристика ПСКТП-Л

Номинальная мощность, кВ·А 25; 40; 63; 100; 250; 400; 630

Номинальное первичное напряжение, кВ.....6; 10

Номинальное вторичное напряжение, кВ0,4; 0,23

Тип трансформатораТСЗПП (сухой); ТМГ

Схема и группа соединений обмоток

силового трансформатора.....Y/Y_Н -0; Y/Y-0

Исполнение:

ввода воздушно-кабельный

вывода кабельный

Срок службы, лет, не менее 8

На рис. 10.13 приведена однолинейная схема электроснабжения передвижной комплектной трансформаторной подстанции типа ПСКТП-Л.

В табл. 10.1 представлена техническая характеристика оборудования комплектной передвижной трансформаторной подстанции типа ПСКТП-Л.

Таблица 10.1

Характеристика оборудования комплектной подстанции типа ПСКТП-Л (по схеме рис. 10.13)

Элемент	Мощность трансформатора		
	630 кВ·А	400 кВ·А	250 кВ·А
Разъединитель QS, QSG	PВЗ-10/400	PВЗ-10/400	PВЗ-10/400
Ограничитель перенапряжения FV1, FV2, FV3	ОПНР-6	ОПНР-6	ОПНР-6
Предохранитель FU1, FU2, FU3	ПКЭ108-6-80	ПКЭ107-6-40	ПКЭ106-6-31,5
Трансформатор силовой Т1	ТСЗПП-630/6/0,4	ТСЗПП-400/6/0,4	ТСЗПП-250/6/0,4
Выключатель QF2	BA55-41; 1000 А	A3794С; 630 А	A3794С; 630 А
Выключатель QF3	BA53-41; 1000 А	A3792Б; 630 А	A3792Б; 630 А
Выключатель QF4	A3792Б; 630 А	A3792Б; 630 А	BA57-35; 250 А
Выключатель QF5	BA57-35; 250 А	BA57-35; 250 А	A3712Б; 160 А

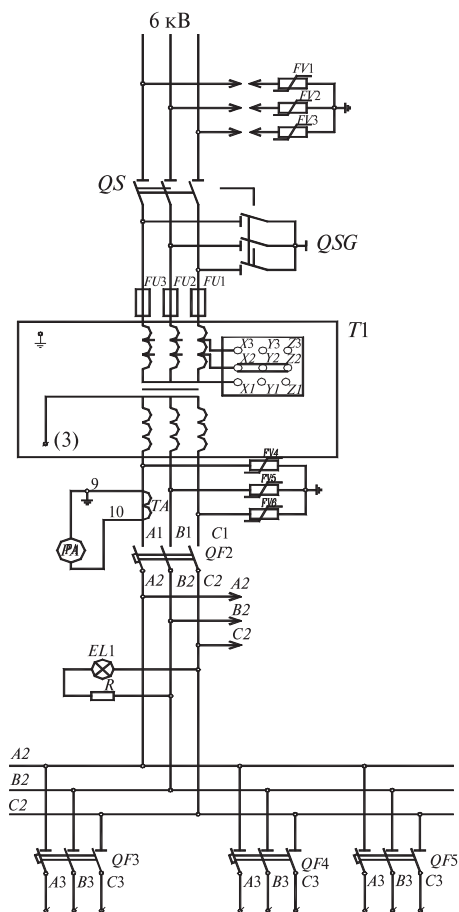


Рис.10.13. Схема электрическая однолинейная трансформаторной подстанции типа ПСКТП-Л-630/6, ПСКТП-Л-400/6, ПСКТП-Л-250/6

10.2.2. Комплексные распределительные устройства напряжением выше 1 кВ

Отечественные электроаппаратные заводы изготавливают комплексные распределительные устройства (КРУ) для напряжений 6...10 и 35 кВ с одной системой сборных шин для внутренней и наружной установки. Они получили широкое распространение в электроустановках различного назначения.

При применении КРУ значительно упрощается строительная часть электроустановок. Практика эксплуатации КРУ показала более надежную их работу по сравнению с обычными сборными распределительными устройствами. КРУ напряжением до 35 кВ имеют воздушную изоляцию; КРУ напряжением 110 кВ и выше выполняют с изоляцией элегазом.

Комплектные распределительные устройства на напряжение 6...10 кВ имеют два принципиально различных конструктивных исполнения в зависимости от способа установки аппаратов: выкатные (типа КРУ, КРУН), в которых аппарат напряжением выше 1 кВ с приводом располагается на выкатной тележке, и стационарные (типа КСО, КРУН), в которых аппарат, привод и все приборы устанавливаются стационарно.

Основные достоинства выкатных КРУ:

- возможность быстрой замены выключателя резервным выключателем, установленным на тележке;
- компактность устройств, так как вместо разъединителей применяются специальные скользящие контакты штепсельного типа;
- надежное закрытие токоведущих частей для защиты от прикосновения и чрезмерного запыления.

Конструкция стационарных комплектных распределительных устройств обеспечивает достаточную и безопасную обзорность и доступность оборудования без снятия напряжения со сборных шин. Стационарные камеры КСО более просты и дешевле по сравнению с выкатными камерами КРУ. По условию обслуживания комплектные распределительные устройства могут быть:

- одностороннего обслуживания (прислонного типа) — устанавливаются прислоненно к стене с обслуживанием с фасадной стороны ;
- двустороннего обслуживания (свободностоящие) — устанавливаются свободно с проходами с фасадной и задней сторон.

Стационарные камеры КСО следует устанавливать, как правило, с односторонним обслуживанием, а КРУН и выкатные КРУ — с двусторонним обслуживанием.

Выкатные комплектные распределительные устройства. На рис. 10.14 показана линейная камера серии К-ХП для внутренней установки с выключателем ВМП-10 и разъединителями штепсельного типа со втычными контактами.

Камера состоит:

- из неподвижного корпуса, в задней части которого размещены верхние и нижние неподвижные контакты 1 разъединителей, кабельная сборка 2 с концевыми заделками 3, трансформаторы 4 и заземляющие ножи 5;
- выкатной тележки с выключателем 6 и приводом;
- отсека сборных шин;
- отсека приборов для измерений, релейной защиты, управления и сигнализации.

Корпус камеры разделен горизонтальной стальной перегородкой 7 на два отсека: верхний — с контактами шинных разъединителей и нижний — с трансформаторами тока и кабельной сборкой. Предусмотрены также вертикальные подвижные металлические шторы, закрывающие при выкатывании тележки

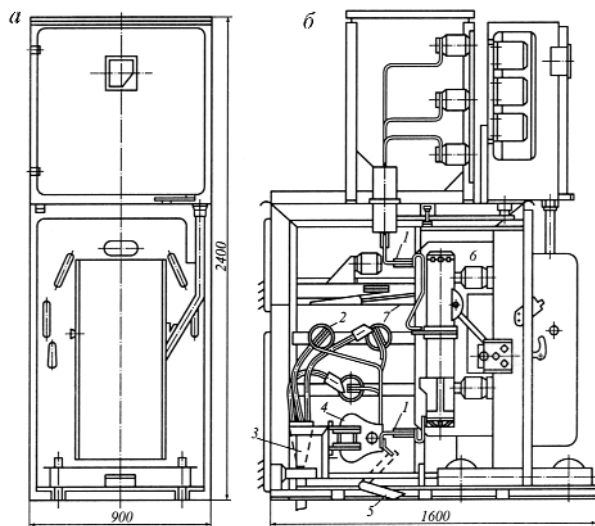


Рис. 10.14. Ячейка КРУ с выкатным выключателем:

а — вид спереди; *б* — поперечный разрез

заднюю часть камеры с аппаратами, находящимися под напряжением, во избежание случайного прикосновения к ним.

Тележка с выключателем может занимать три положения:

рабочее, когда тележка находится в камере, а втычные разъединители и контакты вторичных цепей сигнализации и напряжения разомкнуты;

испытательное, когда тележка выдвинута настолько, что втычные разъединители разомкнуты, а контакты цепей управления еще замкнуты;

ремонтное, когда тележка находится вне камеры.

Для опробования привода выключателя достаточно поставить тележку в испытательное положение. Для ремонта выключателя тележка должна быть полностью выдвинута из камеры. Необходимо также отсоединить цепи управления сигнализации от релейного отсека, с которым они соединены гибким шлангом и многоконтактным штепсельным соединением. Предусмотрена блокировка, не допускающая выкатывания тележки при включенном выключателе, а также вкатывание при включенном заземляющем разъединителе. Последний не может быть включен в рабочем положении тележки.

Стационарные комплектные распределительные устройства.

Основными стационарными типами комплектных распределительных устройств являются камеры типа КСО, они имеют открытое исполнение и предназначены для одностороннего обслуживания. Камеры разделены на три отсека. В верхнем отсеке камеры открыто размещены сборные шины и шинный разъединитель, в среднем отсеке — выключатель типа ВМГ или выключатель нагрузки, или предохранители и разъединители, в нижнем — линейный разъединитель, кабельная воронка и трансформаторы тока. На фасаде камеры имеются верхняя и нижняя двери.

Выкатные и стационарные комплектные распределительные устройства наружного исполнения. Шкафы ввода отходящих линий, трансформаторов напряжения и разрядников выкатных КРУН состоят из двух основных частей: корпуса и тележки. Кор-

пус шкафа представляет собой каркасную металлоконструкцию, выполненную из специальных штампованных профилей листовой стали. Он разделен металлическими перегородками на пять отсеков: сборных шин, тележки, приборов защиты и измерения, трансформаторов тока с кабельным или воздушным вводом и верхних неподвижных разъединяющих контактов. Отсек сборных шин отделен от остальных отсеков шкафа металлическими перегородками и проходными изоляторами, что обеспечивает более высокую степень надежности и локализацию возникших аварий в пределах одного электрического присоединения. Они комплектуются выключателями типа ВМП-10К или ВМП-10П на силу тока 600, 1000 и 1500 А.

Стационарные КРУН предназначены для ввода и секционирования в распределительных устройствах при нагрузках, превышающих силу тока 1500 А. Они комплектуются выключателями МГГ-10-3200.

10.3. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ СГПС

На распределительных подстанциях напряжением 6...10 кВ наибольшее распространение получили схемы коммутации с одной системой шин. От распределительной подстанции получают питание трансформаторы и другие установки с электроприемниками напряжением выше 1 кВ.

При одиночной системе шин надежность питания повышается вследствие сокращения числа коммутационных операций и возможных при этом ошибок. Разъединители здесь не являются оперативными и служат лишь для снятия напряжения с выключателя на время ревизии и ремонта. Одиночные системы шин бывают секционированные и несекционированные.

Для потребителей первой и второй категории применяются только секционированные схемы при помощи разъединителя или выключателя. Число секций определяется схемой электроснабжения, с одной стороны, и характером подключенных электроприемников, с другой стороны. Каждая секция шин распре-

делительной подстанции питается отдельной линией. Если одна из питающих линий отключается и питаемая ее секция обесточивается, то питание этой секции восстанавливается путем включения секционного аппарата. Параллельная работа линий применяется в виде редкого исключения.

На рис. 10.15 приведены схемы небольших распределительных подстанций, секционированных при помощи разъединителей. Крупный ответственный двигатель на рис. 10.15, *в* выделен на среднюю секцию, что обеспечивает его бесперебойное питание при любых режимах работы.

При применении секционных выключателей можно осуществить автоматическое включение резерва. Иногда АВР применяется на вводных выключателях. На рис. 10.16 и 10.17 даны примеры выполнения схем распределительных подстанций с одной системой шин, секционированной при помощи выключателей.

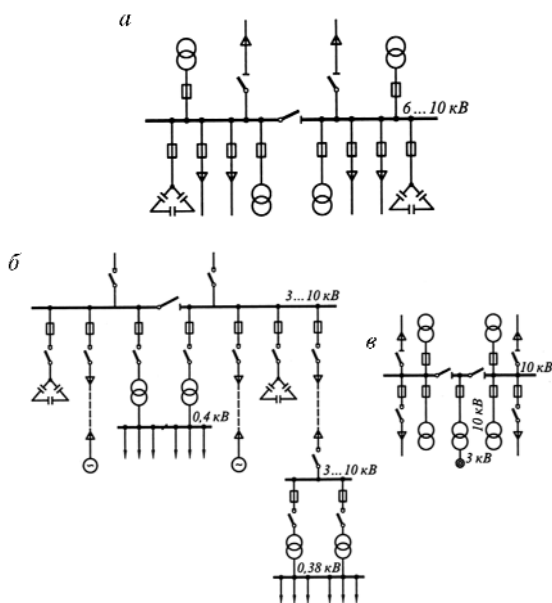


Рис. 10.15. Схемы небольших распределительных подстанций с одной системой сборных шин:

a — с разъединителями; *б* — с выключателями нагрузки; *в* — с тремя секциями

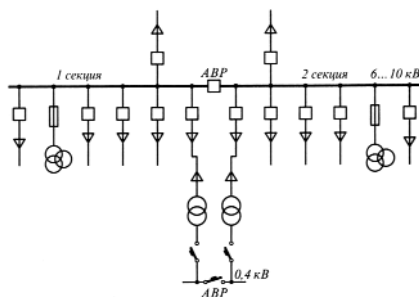


Рис. 10.16. Схема ответственной распределительной подстанции средней мощности, секционированной выключателем

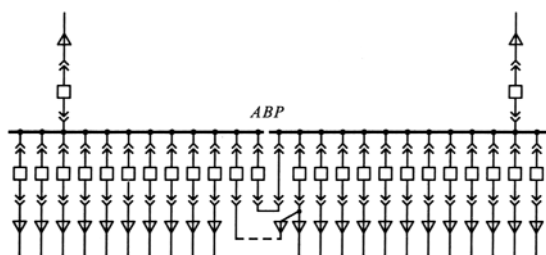


Рис. 10.17. Схема крупной распределительной подстанции с АВР на секционном выключателе с применением КРУ

На рис. 10.16 дана схема ответственной распределительной подстанции средней мощности, секционированной при помощи выключателя, с АВР на секционном выключателе напряжением 6...10 кВ и на секционном выключателе напряжением 0,4 кВ вторичной стороны двухтрансформаторной подстанции, питаемой от разных секций шин данной распределительной подстанции.

На рис. 10.17 приведена схема крупной подстанции с АВР на секционном выключателе с применением КРУ выкатного типа. Распределительная подстанция предназначена для питания электропотребителей на напряжение выше 1 кВ.

На рис. 10.18 представлена однолинейная схема электропитания поверхностного комплекса участка строительства городских подземных сооружений (СГПС) в условиях г. Москвы.

На главной понизительной подстанции расположены два трансформатора мощностью по 2500 кВ·А каждый, которые получают электроэнергию от подстанции энергосистемы городской электрической сети. Трансформаторы преобразовывают напряжение городской сети (10 кВ) в напряжение промышленной площадки участка строительства (6 кВ). Распределение электроэнергии на стороне 6 кВ осуществляется с помощью КРУ выкатного типа, резервирование производится перемычкой. На территории участка строительства расположены потребители: АБК, душкомбинат, ГВУ, компрессорная, мехцех, башенный кран и др., электроприемники которых питаются напряжением 380 В. Для питания этих электропотребителей на ГПП установлены два трансформатора мощностью по 630 кВ·А каждый, которые понижают напряжение с 6 на 0,4 кВ. Управление и защита электропотребителей 0,4 кВ осуществляются с помощью автоматических выключателей типа ВА 5135.

Подземные электропотребители, в частности тоннелепроходческий комплекс (ТПК) «Lovat», получают питание от КРУ 6 кВ.

По части электроснабжения поверхностных комплексов участков СГПС существует большое разнообразие схем электрического питания, которое обусловлено следующими факторами:

- удаленность строительной площадки от источников электроэнергии;
- возможность подключения электропотребителей строительных площадок к городской электрической сети;
- возможность резервирования питания и секционирования звеньев системы электроснабжения;
- временный характер большинства сооружений и установок электроснабжения строительства;
- изменение потребности в электроэнергии за время строительства;
- непостоянство схемы электроснабжения за время строительства, вызванное разной потребностью в механизмах и установках;

- тяжелые условия эксплуатации устройств электроснабжения вследствие нахождения этих устройств вне зданий.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Опишите основные принципы построения схем электроснабжения объектов СГПС.
2. Какие разновидности схем электрических сетей Вы знаете?
3. Чем отличается радиальная схема электроснабжения от магистральной?
4. Опишите схему петлевой распределительной линии.
5. Какие схемы распределительных сетей Вы знаете?
6. Назовите виды трансформаторных подстанций.
7. Перечислите конструктивные особенности открытых трансформаторных подстанций.
8. Назначение и устройство передвижной трансформаторной подстанции.
9. Назовите типы комплектных распределительных устройств (КРУ).
10. Нарисуйте варианты схем распределительных подстанций.
11. В чем заключается особенность электроснабжения поверхностного комплекса участка СГПС?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Схемы электроснабжения объектов строительства ГПС.
2. Схемы электроснабжения распределительных подстанций.
3. Конструкции трансформаторных подстанций при строительстве ГПС.
4. Комплектные распределительные устройства напряжением 6...10 кВ.
5. Распределительные подстанции поверхностного комплекса участка СГПС.

11. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ОБЪЕКТОВ СГПС

11.1. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНЫХ УСТРОЙСТВ

Согласно [1] подъемно-транспортное оборудование может быть подъемным, напольным и надземным. К подъемному оборудованию относятся блоки и тали (тельферы), подвешенные к неподвижным опорам, домкраты и другие механизмы. Напольным оборудованием являются лебедки, передвижные краны, тележки и другие устройства. Надземное оборудование включает в себя кран-балки, монорельсы, мостовые и другие грузоподъемные краны.

Блок (рис. 11.1, *а*) — это вращающийся на оси диск (ролик), по ободу которого сделан желоб для каната, поднимающего груз. Для выигрыша в силе пользуются двумя блоками: подвижным и неподвижным. Грузоподъемное устройство из двух блоков, огибаемых канатом или цепью, называют полиспастом (рис. 11, *б*). Поднимаемый груз подвешивают к обойме подвижного блока. С помощью блоков или полиспаста можно поднимать или перемещать грузы по горизонтальной или наклонной плоскости.

Таль (рис. 11.1, *в*) — это компактный подвесной подъемный механизм с ручным, электрическим или пневматическим приводом. Ее подвешивают над местом работы или монтируют на монорельсе на тележке. При этом груз может перемещаться как вверх-вниз, так и в горизонтальном направлении.

Для перемещения грузов на небольшую высоту и малые расстояния применяют реечные, винтовые и гидравлические домкраты.

Машинами для подъема или перемещения грузов канатом, навиваемом на барабан, являются лебедки с механическим или электрическим приводом. Они являются составной частью подъемных кранов, горных и других машин. При небольших объемах работ и малой скорости перемещения применяют ручные лебедки (рис. 11.2). Подъем и спуск груза с помощью элек-

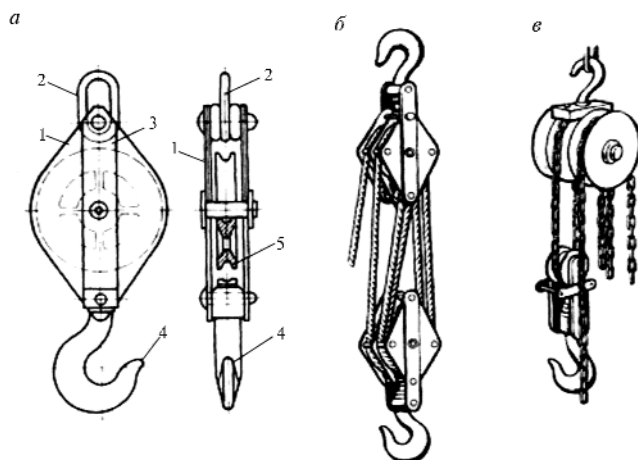


Рис. 11.1. Грузоподъемные устройства:

а – блок; *б* – полиспаст; *в* – таль; 1 – щека; 2 – проушина; 3 – обойма (скоба); 4 – крюк; 5 – ролик

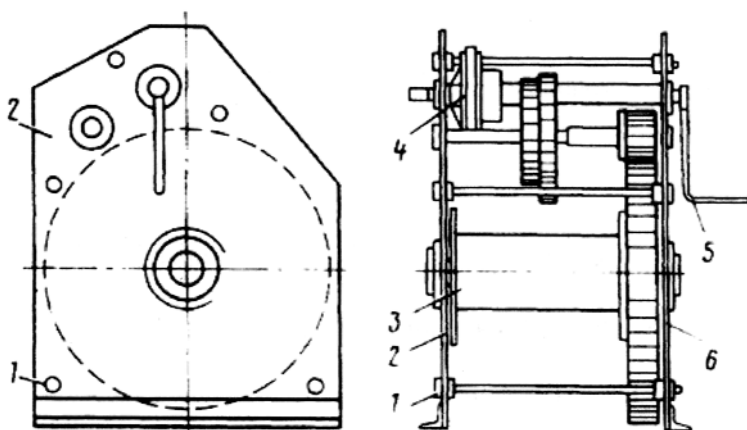


Рис. 11.2. Ручная лебедка:

1 – стяжные болты; 2 – щека; 3 – барабан; 4 – храповое колесо; 5 – рукоятка; 6 – зубчатое колесо

трической лебедки производится путем реверсирования (изменения направления вращения) ротора электродвигателя.

Кранами называют машины периодического действия, которые используют для подъема и перемещения грузов. Основой любого крана являются ферма и механизмы подъема и перемещения груза. Многие краны имеют механизмы передвижения и поворота, а также подъема своих собственных конструкций (самомонтирующиеся краны).

При строительстве объектов городских подземных сооружений краны используются для перемещения грузов при монтаже тоннельных конструкций открытого способа работ, строительных конструкций вестибюлей, депо, надшахтных, административных и жилых зданий. Для этих целей применяют козловые, башенные и стреловидные грузоподъемные краны (рис. 11.3).

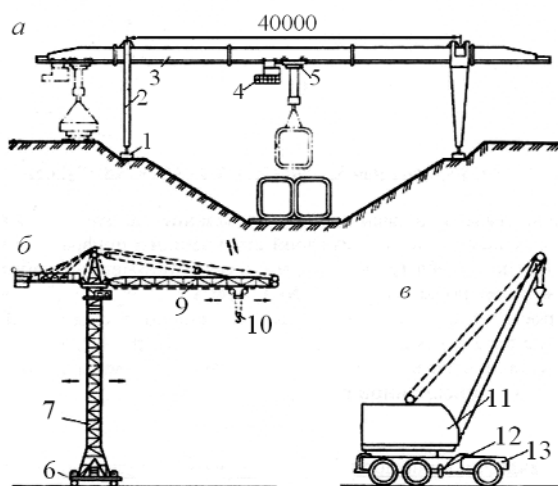


Рис. 11.3. Подъемные краны:

а — козловой ККТС-20; *б* — башенный; *в* — пневмоколесный;

1 — ходовая тележка; 2 — опоры; 3 — мост; 4 — кабина управления; 5 — грузовая тележка; 6 — опорная часть; 7 — башня; 8 — грузовая лебедка; 9 — стрела; 10 — крюковая подвеска; 11 — поворотная часть; 12 — выносные опоры; 13 — рама на колесном ходу

Для строительства открытым способом станций (реже — перегонных тоннелей) метрополитенов, а также для выполнения погрузочно-разгрузочных работ на строительных площадках применяют козловые самомонтирующиеся краны ККТС-20 пролетом до 40 м и грузоподъемностью 20 т. Такой кран (рис. 11.3, *а*) имеет две опоры 2, установленные на четырех ходовых тележках 1, и пролетное строение (мост) 3, по которому перемещается грузовая тележка с лебедкой. Ходовые тележки передвигаются по подкрановым путям. Кабина управления краном подвешена на дополнительной каретке, связанной с грузовой тележкой.

Башенным краном (рис. 11.3, *б*) называют поворотный кран со стрелой, закрепленной в верхней части вертикально расположенной башни. Находящаяся на верху башни кабина машиниста обеспечивает хороший обзор фронта работ. Груз поднимают с помощью грузовой лебедки. Грузозахватным органом крана является крюковая подвеска.

Мобильные стреловидные краны (рис. 11.3, *в*) широко применяют на строительно-монтажных и погрузочно-разгрузочных работах, особенно при строительстве объектов, удаленных один от другого на значительное расстояние. Такие краны, как правило, состоят из двух основных частей: ходовой — нижней несущей рамы, к которой крепятся ходовые устройства, и поворотной, в которую входит платформа с крановыми механизмами, стрелой, мачтой (стойкой) и ее оснасткой. По типу ходового устройства краны делятся на рельсовые и безрельсовые. Безрельсовые краны могут быть тракторные, гусеничные или на пневмоколесном ходу. Наиболее широко распространены самоходные стреловые краны на шасси грузовых автомобилей. Высокие транспортные скорости, хорошая проходимость и сменное рабочее оборудование делают их применение весьма эффективным.

Электрооборудование подъемно-транспортных устройств должно обладать повышенной прочностью, высококачественной изоляцией и надежной защитой от действий окружающей среды. Этим требованиям отвечают машины и аппараты специального кранового исполнения. Электрооборудование башен-

ного крана по назначению подразделяется на основное (оборудование электропривода) и вспомогательное (оборудование рабочего и ремонтного освещения и отопления).

К основному электрооборудованию относятся:

- электродвигатели;
- аппараты управления электродвигателями — контроллеры, комANDO-контроллеры, контакторы, магнитные пускатели, реле управления;
- аппараты регулирования частоты вращения электродвигателей — пускорегулирующие реостаты, тормозные машины;
- аппараты управления тормозами — тормозные электромагниты и электрогидравлические толкатели;
- аппараты электрической защиты — защитные панели, автоматические выключатели, максимальные и тепловые реле, предохранители, распределительные ящики и аппараты;
- аппараты механической защиты — конечные выключатели и ограничители грузоподъемности, обеспечивающие защиту крана и его механизмов от перехода крайних положений и перегрузки;
- полупроводниковые выпрямители (селеновые, германиевые и кремниевые), являющиеся преобразователями переменного тока в постоянный, которым питаются обмотки возбуждения тормозных машин, обмотки магнитных усилителей, а также силовые цепи и цепи управления некоторых типов башенных кранов;
- генераторы переменного и постоянного тока, применяемые на некоторых типах башенных кранов в качестве источников питания для всего электрооборудования или электрооборудования приводов отдельных механизмов;
- аппараты и приборы, используемые для различных переключений и контроля в силовых цепях и цепях управления, — кнопки, рубильники, выключатели, переключатели, измерительные приборы.

К вспомогательному электрооборудованию относятся:

- осветительные приборы (светильники, прожекторы);

- приборы электрообогрева (электроды, нагреватели);
- приборы звуковой сигнализации (звонки, сирены);
- аппараты управления и защиты (трансформаторы, выключатели, предохранители и т. д.), установленные в цепях освещения и отопления.

11.2. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОГРЕВА БЕТОНА

11.2.1. Методы прогрева бетона

При бетонировании в зимних условиях широко применяют изотермический прогрев смеси электрическим током. По способу внесения тепла в бетон различают два вида: электропрогрев и электрообогрев.

Электропрогрев бетонных и железобетонных конструкций основан на превращении электрической энергии в тепловую при прохождении электрического тока через свежесложенный бетон, который с помощью электродов включается в качестве сопротивления в электрическую цепь. Для электропрогрева применяют одно- или трехфазный переменный ток частотой 50 Гц, так как постоянный ток вызывает электролиз воды в бетоне. Электропрогрев бетона осуществляют при пониженном напряжении (50 – 100 В). Для прогрева малоармированных конструкций (с содержанием арматуры до 50 кг на 1 м³) в исключительных случаях применяют бестрансформаторный прогрев с напряжением электрического тока 120 – 220 В. При электропрогреве электрическое сопротивление бетонной смеси возрастает и для поддержания постоянной температуры необходимо сохранять постоянную силу тока. Для этого в процессе прогрева трансформаторами периодически повышают напряжение. Этот способ прогрева называют *ступенчатым прогревом*.

По способу расположения в прогреваемой конструкции различают электроды внутренние (стержневые, струнные) и поверхностные (нашивные, плавающие).

Стержневые электроды изготавливают из арматурной стали диаметром 6 – 10 мм. Их устанавливают через открытую поверхность бетона или отверстия в опалубке с выпуском на 10 – 15 см концов для подключения к электрической сети. Стержневыми электродами прогревают фундаменты, балки, прогоны, колонны, монолитные участки узлов пересечений сборных и других конструкций. Для обеспечения более равномерного температурного поля электроды в бетоне размещают группами, каждую из которых подключают к отдельной фазе. Расстояние между одиночными электродами для напряжения до 65 В должно быть не менее 20 – 25 см, а при более высоких напряжениях – не менее 30 – 40 см. Во избежание короткого замыкания должно быть исключено соприкосновение электродов с арматурой. Расположенная вблизи от электродов арматура может изменить характер электрического (и, следовательно, температурного) поля в бетоне, что приводит к местным перегревам. Допустимое расстояние между электродами и арматурой в зависимости от напряжения в начале прогрева составляет: от 5 см при напряжении 51 В до 50 см при напряжении 220 В. Концы одиночных электродов или группы электродов присоединяют к софиту, представляющему собой доску с укрепленными на ней изоляторами и натянутыми изолированными проводами марки ПР сечением от 16 до 25 мм² на каждую фазу. К софитам электроэнергия по изолированным проводам подводится от распределительного щита, который получает питание от понижающего трансформатора 380/(50 – 100) В. В свою очередь трансформатор через коммутационный аппарат получает питание от электрической сети переменного тока (рис. 11.4).

Струнные электроды изготавливают из арматурной стали диаметром 6 – 16 мм и применяют в основном для прогрева неармированных и слабоармированных колонн. Струнные электроды устанавливают звеньями длиной 2,5 – 3,5 м параллельно оси прогреваемой конструкции. Концы струнных электродов Г-образной формы выводят наружу для подключения к проводам.

Нашивные электроды через 10 – 20 см нашивают на плоскость опалубки, соприкасающуюся с бетоном, концы их выво-

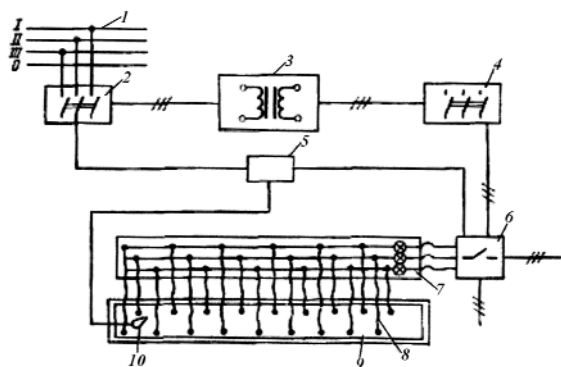


Рис. 11.4. Схема расположения оборудования при электропрогреве: 1 – сеть 380 В; 2 – щит первичного напряжения; 3 – трансформатор; 4 – щит вторичного напряжения; 5 – блок управления; 6 – коммутационный блок; 7 – софит; 8 – отводы; 9 – бетонлируемая конструкция; 10 – датчик

дят наружу (рис. 11.5). Нашивные электроды применяют для периферийного электропрогрева массивных конструкций с модулем поверхности, меньшим 5. В этом случае за счет прогрева наружных поверхностей, утепления опалубки и экзотермии цемента обеспечиваются благоприятные условия выдерживания бетонной смеси.

Плавающими электродами прогревают верхние поверхности бетонных и железобетонных конструкций. Их втапливают на 2 – 3 см в свежеложенный бетон.

Электрообогрев бетонных и железобетонных конструкций относится к контактным способам внесения в бетон тепла. Для электрообогрева применяют термоактивную опалубку, индукционный прогрев, радиационный метод прогрева.

Термоактивную опалубку (рис. 11.6) широко используют для прогрева горизонтальных и вертикальных поверхностей тонкостенной конструкции. Выполнена эта опалубка (греющая) в виде металлических утепленных щитов, в которые вмонтированы электрические нагреватели из кабеля, тканые, латунные или токопроводящие графитовые сетки, трубчатые электронагреватели и др. В настоящее время получили довольно широкое рас-

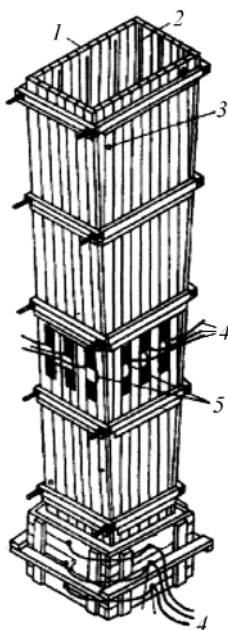


Рис. 11.5. Опалубка с нашивными электродами для прогрева колонны: 1 – щиты опалубки; 2 – нашивные электроды; 3 – отверстие для термометра; 4 – провода питания электрической сети; 5 – перемычки между электродами

пространение различные конструкции крупнощитовых и объемно-переставных опалубок с формирующими поверхностями в термоактивном исполнении.

Термоактивная опалубка работает от электрического тока напряжением 40 – 127 и 220 В, ориентировочный расход электроэнергии на 1 м³ прогреваемого бетона составляет 100 – 160 кВт·ч. При использовании термоактивной опалубки температура бетонной смеси в момент укладки не должна быть ниже +5 °С. Прогрев ведут в зависимости от модуля поверхности при 35 – 60 °С со скоростью подъема температуры 5 – 10 °С/ч.

Для уменьшения теплопотерь и создания в прогреваемой зоне режима пропаривания бетонируемые участки конструкций в процессе прогрева рекомендуется укрывать полиэтиленовой

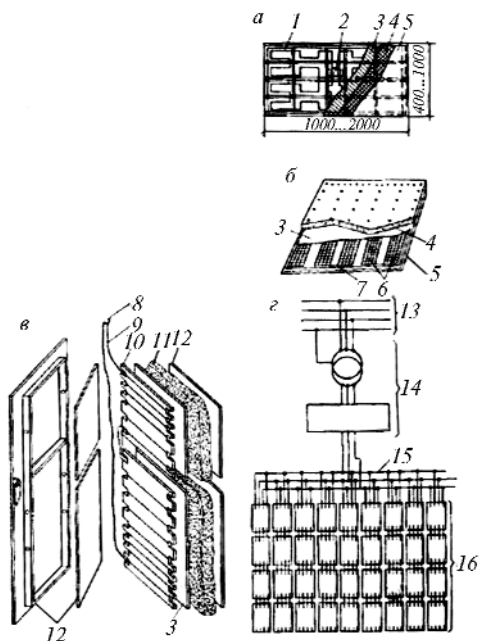


Рис. 11.6. Термоактивная опалубка:

а — панель опалубки с греющим кабелем; *б* — то же, с сетчатым нагревателем; *в* — панель электроопалубки; *г* — схема размещения панелей:

1 — кабель; 2 — клеммная коробка; 3 — листы асбеста; 4 — минеральная вата; 5 — лист фанеры; 6 — сетчатые нагреватели; 7 — разводящие шины; 8 — клеммник; 9 — проволоочный нагреватель; 10 — лист асбошифера; 11 — минераловатные пакеты; 12 — фанера; 13 — силовая сеть напряжением 380 В; 14 — понижающий трансформатор; 15 — шины софитов; 16 — электродные щиты опалубки

пленкой, брезентом или рубероидом. Это же рекомендуется и после снятия термоактивной опалубки, что исключает резкое охлаждение бетона и появление трещин в результате температурных напряжений. Стыки и другие участки железобетонных конструкций, где применение термоактивной опалубки неудобно, а прогрев электродами может привести к пересушиванию бетона, прогревают другими способами.

К ним, например, относится прогрев стыков колонн в опалубке, состоящей из короба, заполненного опилками, смочен-

ными токопроводящим раствором. В опилки устанавливают электроды. При прогреве опилки нагреваются и обеспечивают мягкий режим прогрева стыка. Этим же целям могут служить эластичные греющие опалубки (резиновые, пластиковые и др. смонтированными в них электродами).

Электрообогрев горизонтальных поверхностей тонкостенных конструкций можно осуществлять с помощью электрических отражательных печей, цилиндрических приборов сопротивления и других нагревательных приборов.

Инфракрасный обогрев относится к *радиационным методам прогрева*. Его применяют для прогрева монолитных заделов сложной конфигурации, густоармированных стыков старого бетона с вновь укладываемым и других труднодоступных для прогрева мест. Генератор выполнен в виде закрытой изоляцией электроспирали, помещенной в металлический рефлектор на расстоянии 5 — 8 см от отражающей поверхности. Продолжительность прогрева инфракрасным облучением до 70 — 80 °С — 15 ч, из которых около 5 ч приходится на изотермический прогрев. Имеется опыт использования инфракрасного обогрева и при возведении тонкостенных сооружений в скользящей опалубке, где из-за непрерывного бетонирования исключается контактный электропрогрев. При средней скорости подъема скользящей формы около 2,5 м в сутки инфракрасные установки обеспечивали прогрев бетона до 80 °С и прочность бетона (к моменту остывания до 0 °С) около 70 % проектной. При этом расход электроэнергии на 1 м³ прогреваемого бетона составил около 140 кВт·ч.

Индукционный метод прогрева бетона, или прогрев в электромагнитном поле, относится к контактным методам. Он сводится к тому, что вокруг прогреваемого железобетонного элемента устраивают обмотку-индуктор из изолированного провода и включают ее в сеть. Под воздействием переменного электромагнитного поля за счет перемагничивания и вихревых токов металлическая опалубка и арматура нагреваются и передают тепловую энергию бетону. При этом благодаря генерации тепла внутри

конструкции (в арматуре) и снаружи (в опалубке) в прогреваемом железобетонном элементе устанавливаются благоприятные термовлажностные условия для твердения бетона. Как показали исследования, наличие электромагнитного поля способствует более равномерному распределению влаги в прогреваемой конструкции и, следовательно, ее более равномерному прогреву.

Режим индукционного электропрогрева (рис. 11.7) зависит от конструкции, требуемой прочности бетона к концу прогрева, возможности менее интенсивного остывания и за счет этого наращивания прочности после отключения электрического тока, объема одновременно прогреваемых конструкций, наличия мощностей, необходимых для электропрогрева, максимальной (пиковой) нагрузки сети. Бетон выдерживают по трехступенчатому режиму.

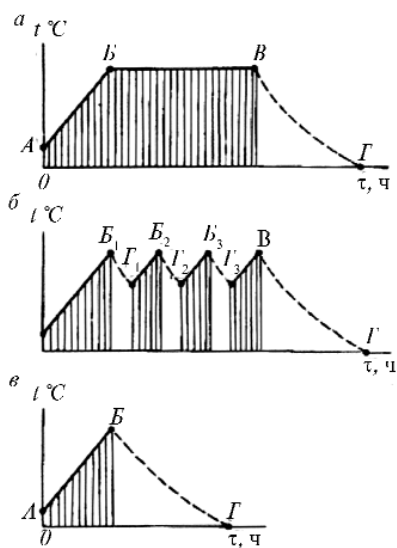


Рис. 11.7. Графики режимов выдерживания бетона при индукционном электропрогреве:

a — трехступенчатый режим; *б* — пульсирующий режим; *в* — двухступенчатый режим: *A-B* — участок разогрева до расчетной температуры; *Б-Б* — участок изотермического прогрева; *Б-Г* — участок остывания бетона; *Б1-Г1*, *Б2-Г2*, *Б3-Г3* — прогрев с попеременным включением и отключением тока

Первая ступень прогрева — плавный подъем температуры от начальной (t_A — см. рис. 10.4) до расчетной t ;

Вторая ступень прогрева — изотермический прогрев при поддержании постоянной расчетной температуры $t = \text{const}$;

Третий период характеризуется остыванием бетона от расчетной температуры t до 0°C .

Чем режим прогрева более интенсивен, тем он менее энергоемок. Однако при интенсивном подъеме температуры не исключено пересушивание бетона и появление трещин в поверхностных слоях его при остывании. Поэтому при электропрогреве индукционным методом необходимо учитывать следующие ограничения: скорость подъема температуры для массивных конструкций должна быть не более $10^\circ\text{C}/\text{ч}$. Для железобетонных каркасных и тонкостенных конструкций интенсивность подъема температуры может быть увеличена до 15°C в 1 ч.

11.2.2. Трансформаторная подстанция для обогрева бетона

Для прогрева бетона в зимнее время применяются трансформаторные подстанции типа КТПТО, ТМТО, ТСЗПБ, ТСЗПК.

Комплектная трансформаторная подстанция типа КТПТО-80 предназначена для подогрева бетона в зимнее время с регулированием температуры подогрева в ручном и автоматическом режимах. Кроме прогрева бетона подстанция может использоваться для питания временного освещения и ручного трехфазного электроинструмента на напряжение 42 В в условиях строительных площадок. Подстанция оснащается трехфазным трехобмоточным трансформатором ТМТО-80/0,38 с естественным охлаждением. В подстанции типа КТПТО имеются блокировки, обеспечивающие безопасность работ обслуживающего персонала при прогреве бетона.

Блокировки исключают возможность:

- переключения ступеней регулирования напряжения силового трансформатора под напряжением;

- открывания панели блока управления при включенном вводном автоматическом выключателе главной цепи.

В подстанции предусмотрено питание стороннего потребителя на напряжение 380 В и ток 10 А, а также ручное (дистанционное и автоматическое) управление работой силового трансформатора. В дистанционном режиме управление осуществляется кнопочным постом, который выносится за пределы зоны электропрогрева бетона.

Техническая характеристика подстанции прогрева бетона КТПТО-80

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	80
Напряжение на стороне ВН, В	380
Напряжение на стороне НН (на электроды по обогреву бетона), В.....	55–95
Ступени напряжения на стороне СН, В.....	55–65–75–85–95
Ток на стороне СН, А:	
при напряжении 55–65 В	520
при напряжении 75–85–95 В	471

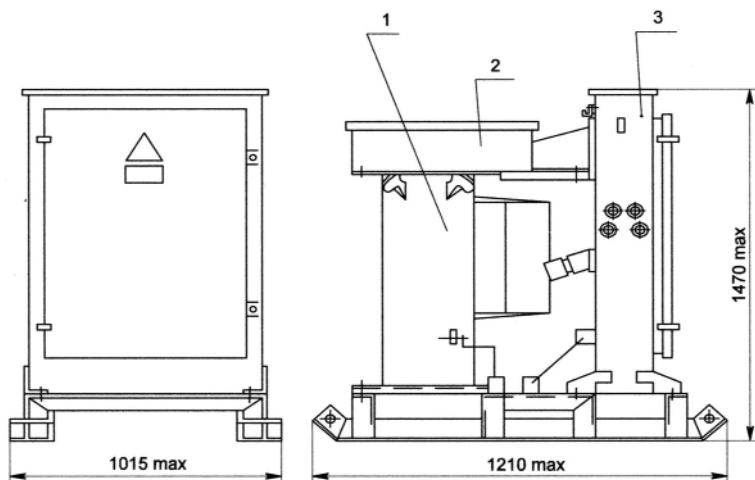


Рис. 11.8. Общий вид подстанции КТПТО-80:
1 – трансформатор; 2 – кожух; 3 – шкаф управления

пильная электрическая схема комплектной трансформаторной подстанции по прогреву бетона типа КТПТО-80.

Существуют несколько способов электропрогрева грунтов, из которых наиболее удобным, дешевым и безопасным является

NN	-90°	-45°	0°	+45°
КОНТАКТОВ	ОТКЛ.	ДИСТ.	АВТОМ.	РУЧН.
1-2	—	X	—	—
3-4	—	—	X	—
5-6	—	—	—	X

электродный способ с непосредственным подключением установок электропрогрева к существующим электросетям напряжением до 380 В.

Электродный способ прогрева грунта заключается в том, что через грунт пропускается электрический ток напряжением 220 или 380 В. Электропроводность грунта зависит от степени его влажности, состояния и температуры, наличия в грунте растворов солей, кислот, от строения грунта и т. п. Сложность строения грунта и происходящие в нем физические явления и изменения, связанные с тепловыми процессами, значительно влияют на его электрическое сопротивление.

Поверхность прогреваемого участка грунта засыпается на 15 – 25 см слоем опилок, смоченных водным раствором соли (поваренной, хлористого кальция) или заливается соляной кислотой, что позволяет первоначально проводить ток и утеплять грунт; даже при напряжении 380 В ток практически не проходит через мерзлый грунт.

При электропрогреве грунта горизонтальными электродами (рис. 11.10, *а*) тепло передается грунту главным образом от нагревающего слоя опилок, а участие самого грунта в цепи тока относительно небольшое. Только незначительный верхний слой грунта, прилегающий к электродам, включается в электроцепь и является сопротивлением, в котором выделяется тепло.

Горизонтальные электроды применяются при отоплении грунта на небольшую глубину (до 0,5 – 0,7 м), а также в тех случаях, когда вертикальные электроды неприменимы вследствие малой электропроводности грунта или невозможности забивки их в грунт, смешанный, например, с щебнем.

Прогрев вертикальными электродами (рис. 11.10, *б*) более эффективен и применяется при глубине мерзлого грунта более 0,7 м, а также при малом контакте между горизонтальными электродами и грунтом. В твердые грунты (глинистые и песчаные с влажностью более 15 – 20 %) электроды забиваются на глубину 20 – 25 см, а затем осаживаются по мере оттаивания грунта. При оттаивании на глубину 1,5 м рекомендуется иметь два комплекта

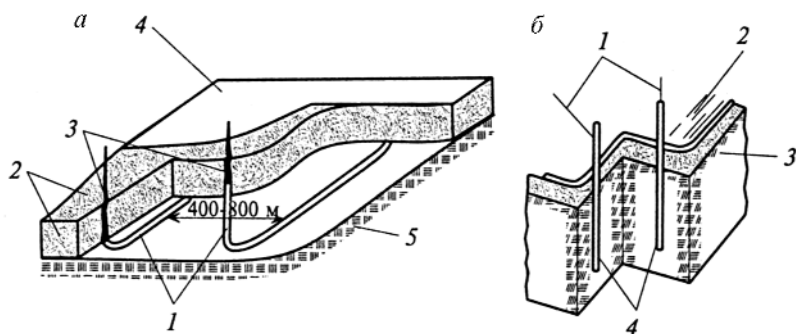


Рис. 11.10. Электропрогрев грунта:

a — горизонтальными электродами: 1 — электроды; 2 — опилки, смоченные раствором соли; 3 — подводка электроэнергии; 4 — верхнее утепление (толь, маты и т. п.); 5 — грунт; *б* — вертикальными электродами: 1 — подвод электроэнергии; 2 — опилки с утеплителем; 3 — грунт; 4 — электроды

электродов — коротких и длинных. По мере оттаивания грунта короткие электроды заменяются длинными. Отогрев грунта на глубину 2 м и более следует производить ступенями с периодическим удалением оттаивающих слоев (при снятом напряжении).

При вертикальных электродах грунт засыпается опилками, которые сначала служат побудителем к прогреву верхнего слоя грунта. По мере оттаивания слои грунта включаются в цепь, после чего опилки только уменьшают теплопотери оттаиваемого грунта. Вместо опилок побудителем могут служить бороздки, пробитые зубилом между всеми электродами на глубину 6 см и залитые раствором соли. При покрытии поверхности отогреваемого грунта слоем сухих опилок, как показывает практика, устройство бороздок дает очень хорошие результаты.

В целях экономии электроэнергии и максимального использования мощности средняя продолжительная температура прогреваемого грунта не должна превышать $2 \dots 5^\circ\text{C}$, в отдельных точках — $15 \dots 20^\circ\text{C}$; прогрев следует вести участками с перерывами в питании их током. Требуемая мощность и расход энергии при температуре грунта 15°C в среднем на каждый кубический метр составляют 3,5 кВт при расходе электроэнергии 30 кВт·ч.

В последние годы в северных районах страны широко используется отопление грунта электроэнергией напряжением до 10 кВ. По сравнению с напряжением 380 В применение для электропрогрева мерзлого грунта электродов с напряжением 10 кВ позволяет ускорить производство работ и сокращает их стоимость. Потребное количество электродов уменьшается, а расстояние между ними увеличивается. Сокращается объем подготовительных работ по погружению электродов в грунт. Основное количество тепла выделяется около электродов, остальная часть грунта прогревается до отрицательной температуры, близкой к 0°C , за счет тепловой энергии, аккумулированной около электродов. Грунт прогревается снизу вверх, за счет этого уменьшаются потери тепла в атмосферу. Прогрев мерзлого грунта до температуры $-1,5 \dots -0,5^{\circ}\text{C}$ создает весьма благоприятные условия для его разработки землеройными машинами, так как при полном оттаивании грунт примерзает к ковшу экскаватора или отвалу бульдозера. Кроме того, увлажненный грунт, удаленный в отвал, смерзается, что вызывает дополнительные затраты при его погрузке в транспортные средства или при обратной его засыпке.

При электропрогреве мерзлого грунта напряжением до 10 кВ необходимо обратить серьезное внимание электробезопасности: следует исключить попадание людей и животных в зону опасных шаговых напряжений. Исследованиями были установлены величины допустимых расстояний от электродов, участвующих в прогреве грунта, при безопасном шаговом напряжении 40 В, которые составляют 9 — 10 м. Напряжения измерялись между вертикальными контрольными электродами, заглубленными в грунт на 1,5 м и на 5 — 7 м. Для ограждения опасной зоны электропрогрева предусматривается расположение на расстоянии 15 м от крайних рабочих электродов многоярусного мягкого веревочного барьера, укрепленного на инвентарных деревянных опорах. Концы веревок крепятся к рычагам конечных выключателей, устанавливаемых на опорах. Конечные выключатели срабатывают при натяжении любой из горизонтальных веревочных

преград, что вызывает отключение напряжения подводимого к установке электропрогрева грунта.

11.4. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СВАРКИ

11.4.1. Общие положения

Сваркой называется процесс получения неразъемного соединения материалов путем местного нагрева свариваемых кромок деталей до пластического или расплавленного состояния. Прочность сварного соединения обеспечивается атомными или молекулярными связями. Важное значение имеет при этом взаимная диффузия атомов свариваемых материалов. Современная сварочная техника располагает большим разнообразием способов сварки. Наибольшее распространение получила электрическая дуговая сварка, при которой местный нагрев свариваемых кромок осуществляется теплом электрической дуги.

Электродуговая сварка, при которой расплавление металла свариваемых кромок деталей и электрода (или присадочного материала) производится за счет тепла, выделяемого электрической дугой, выполняется вручную, полуавтоматически и автоматически.

Ручная дуговая сварка может производиться двумя способами: способом Бенардоса и способом Славянова.

Сварку способом Бенардоса осуществляют следующим образом. Свариваемые кромки изделия приводят в соприкосновение. Между неплавящимися электродом (угольным, графитовым или вольфрамовым) и изделием возбуждают электрическую дугу. Кромки изделия и вводимый в зону дуги присадочный материал нагревают до плавления и получают ванночку расплавленного металла. После затвердевания ванночки образуется сварной шов. Данный способ используется, как правило, при сварке цветных металлов или их сплавов, а также при наплавке твердых сплавов.

Сварку способом Славянова выполняют с помощью плавящегося электрода. Электрическая дуга возбуждается между металлическим (плавящимся) электродом и свариваемыми кромками изделия. Получается общая ванна расплавленного металла, которая, охлаждаясь, образует сварной шов.

Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом осуществляется путем механизации основных движений, выполняемых сварщиком, подачи электрода вдоль его оси в зону дуги и перемещения его вдоль свариваемого шва.

Электрическая контактная сварка производится при помощи тепла, выделяемого током при прохождении через свариваемые кромки изделия. При этом в месте соприкосновения кромок выделяется наибольшее количество тепла, разогревающее их до сварочного состояния. Завершается сварка последующим сдавливанием свариваемых кромок.

11.4.2. Требования к источникам питания сварочной дуги

Для обеспечения устойчивого процесса сварки источники питания дуги должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Напряжение холостого хода должно быть достаточным для легкого возбуждения дуги и в то же время не должно превышать нормы техники безопасности. Для однопостовых сварочных генераторов напряжение холостого хода не должно быть более 80 В, а для многопостовых — не более 60 В. Для сварочных трансформаторов установлено наибольшее допустимое напряжение 70 В при сварочной силе тока более 200 А и напряжение 100 В при сварочной силе тока менее 100 А.

2. Напряжение горения дуги (рабочее напряжение) должно устанавливаться и изменяться в зависимости от длины дуги, обеспечивая устойчивое горение сварочной дуги. С увеличением длины дуги напряжение должно быстро возрасти, а с уменьшением — быстро падать. Время восстановления рабочего напряжения от 0 до 30 В после каждого короткого замыкания (при капельном переносе металла от электрода к свариваемой детали) должно быть менее 0,05 с.

3. Значение силы тока короткого замыкания не должно превышать сварочное значение силы тока более чем на 40 – 50 %. При этом источник тока должен выдерживать продолжительные короткие замыкания сварочной цепи. Это условие необходимо для предохранения обмоток источника тока от перегрева и повреждения.

4. Мощность источника тока должна быть достаточной для выполнения сварочных работ.

11.4.3. Сварочные преобразователи постоянного тока

Сварочные преобразователи постоянного тока подразделяют на следующие группы:

- *по количеству питаемых постов* — однопостовые, предназначенные для питания одной сварочной дуги; многопостовые, питающие одновременно несколько сварочных дуг;

- *по способу установки* — стационарные, устанавливаемые неподвижно на фундаментах; передвижные, монтируемые на тележках;

- *по роду двигателей, приводящих генератор во вращение*, — машины с электрическим приводом; машины с двигателем внутреннего сгорания (бензиновым или дизельным);

- *по способу выполнения* — однокорпусные, в которых генератор и двигатель вмонтированы в единый корпус; отдельные, в которых генератор и двигатель установлены на единой раме, а привод осуществляется через специальную соединительную муфту.

Наибольшее распространение в строительстве получили однопостовые генераторы с расщепленными полюсами, работающие по принципу использования магнитного потока якоря для получения падающей внешней характеристики. На рис. 11.11 показана схема сварочного генератора такого типа. Генератор имеет четыре основных и два дополнительных полюса. При этом одноименные основные полюсы расположены рядом, составляя как бы один раздвоенный полюс.

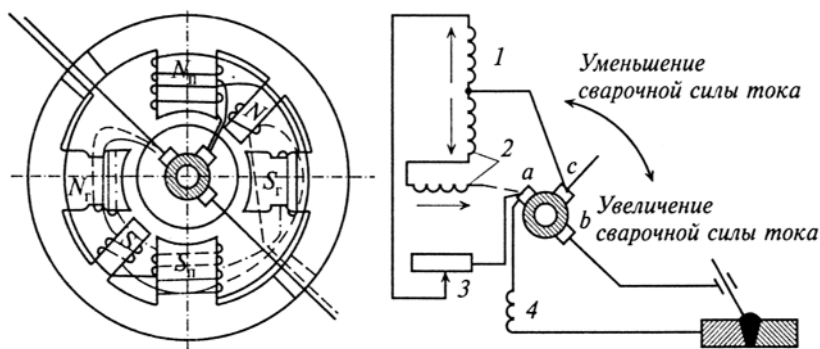


Рис. 11.11. Схема генератора с расщепленными обмотками:

1, 2 — соответственно регулируемая и нерегулируемая обмотки возбуждения; 3 — реостат; 4 — серийная обмотка; a, b, c — щетки

Обмотки возбуждения имеют две секции: нерегулируемую 2 и регулируемую 1. Нерегулируемая обмотка расположена на всех четырех основных полюсах, а регулируемая помещена только на поперечных полюсах генератора. В цепь управляемой обмотки возбуждения включен реостат 3. На дополнительных полюсах расположена серийная обмотка 4. По нейтральной линии симметрии между разноименными полюсами на коллекторе генератора расположены основные щетки a и b, к которым подключается сварочная цепь. Дополнительная щетка c служит для питания обмоток возбуждения. Грубое регулирование производится смещением щеточной траверсы, на которой расположены все три щетки генератора. Если сдвигать щетки по направлению вращения якоря, то размагничивающее действие потока якоря увеличивается и величина сварочной силы тока уменьшится. При обратном сдвиге размагничивающее действие уменьшается, а сварочная сила тока увеличивается. Более плавное и точное регулирование силы тока производят реостатом, включенным в цепь обмотки возбуждения. Увеличивая или уменьшая реостатом силу тока возбуждения в обмотке поперечных полюсов, изменяют магнитный поток Φ_d , тем самым изменяются напряжение тока генератора и величина сварочного тока.

В последнее время большое применение в сварочном производстве получили выпрямительные сварочные установки. Они преобразуют переменный ток в постоянный при помощи селеновых, германиевых или кремниевых выпрямителей. Выпрямительные установки имеют более высокий КПД. Кроме того, следует отметить их важные преимущества: отсутствие вращающихся частей, малую массу, небольшие габариты и дешевизна. Большим преимуществом являются также их высокие динамические свойства вследствие меньшей электромагнитной инерции. Сила тока и напряжение при изменении режима сварочной цепи изменяются практически мгновенно. Используемая трехфазная мостовая схема выпрямления обеспечивает меньшую пульсацию выпрямленного тока и более равномерную нагрузку фаз силовой сети переменного тока.

11.4.4. Сварочные аппараты переменного тока

Применяемые на предприятиях и на строительномонтажных площадках сварочные аппараты переменного тока подразделяют на четыре основные группы:

- с отдельным дросселем типа СТЭ;
- со встроенным дросселем типа СТН и ТСД;
- с подвижным магнитным шунтом типа СТАН;
- с увеличенным магнитным рассеянием и подвижной обмоткой типа ТС и ТСК.

Эти группы различаются по конструкции и по электрической схеме. Сварочные аппараты состоят из понижающего трансформатора и специального устройства. Трансформатор обеспечивает питание дуги переменным током напряжением 60 – 70 В, а специальное устройство служит для создания падающей внешней характеристики и регулирования величины сварочного тока.

Сварочные аппараты с отдельным дросселем (рис. 11.12) состоят из понижающего трансформатора и дросселя. Трансформатор Т имеет сердечник (магнитопровод) 2 из штампованных пластин, изготовленных из тонкой трансформаторной стали толщиной 0,5 мм. На сердечнике расположены первичная 1 и

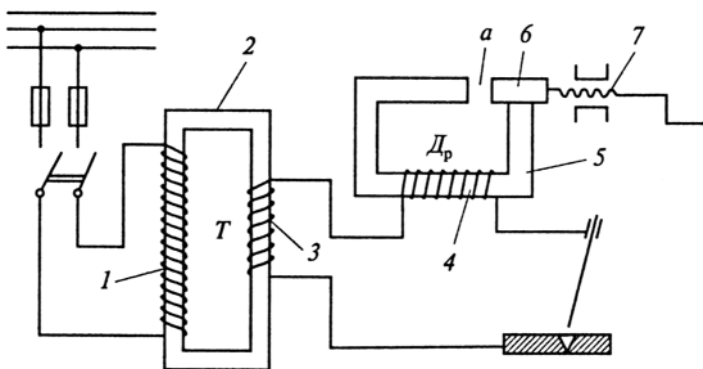


Рис. 11.12. Схема сварочного трансформатора с отдельным дросселем: 1, 3 — соответственно первичная и вторичная обмотки; 2 — сердечник; 4 — обмотка дросселя D_p ; 5, 6 — соответственно неподвижная и подвижная части сердечника; 7 — винтовое приспособление; a — зазор

вторичная 3 обмотки. Первичная обмотка из изолированной проволоки подключается к сети переменного тока напряжением 220 или 380 В. Во вторичной обмотке, изготовленной из медной шины, индуцируется ток напряжением 60 — 70 В. Небольшое магнитное рассеяние и малое омическое сопротивление обмоток обеспечивают незначительное внутреннее падение напряжения и высокий КПД трансформатора. Последовательно вторичной обмотке в сварочную цепь включена обмотка 4 дросселя D_p (регулятора тока). Сердечник (магнитопровод) дросселя набран из пластин тонкой трансформаторной стали и состоит из двух частей: неподвижной 5, на которой расположена обмотка дросселя, и подвижной 6, перемещаемой с помощью винтового приспособления 7.

Дроссель предназначен для регулирования сварочной силы тока и создания падающей внешней характеристики трансформатора на дуге. При возбуждении дуги (при коротком замыкании) большой ток, проходя через обмотку дросселя, создает мощный магнитный поток, наводящий ЭДС дросселя, направленную против напряжения трансформатора. Вторичное

напряжение, развиваемое трансформатором, полностью поглощается падением напряжения в дросселе. Напряжение в сварочной цепи почти достигает нулевого значения.

При возникновении дуги сварочная сила тока уменьшается; вследствие за этим уменьшается ЭДС самоиндукции дросселя, направленная против напряжения трансформатора, и в сварочной цепи устанавливается рабочее напряжение, необходимое для устойчивого горения дуги, меньшее, чем напряжение холостого хода. Изменяя величину зазора a между неподвижным и подвижным магнитопроводом, изменяют индуктивное сопротивление и тем самым силу тока в сварочной цепи. При увеличении зазора магнитное сопротивление магнитопровода дросселя увеличивается, магнитный поток ослабевает, уменьшаются ЭДС самоиндукции катушки и ее индуктивное сопротивление. Это приводит к возрастанию сварочной силы тока. При уменьшении зазора сварочная сила тока уменьшается.

По этой схеме изготовлены и эксплуатируются сварочные трансформаторы типа СТЭ, которые нашли широкое применение на промышленных предприятиях и строительных площадках.

Сварочный аппарат со встроенным дросселем представлен на рис. 11.13. Магнитопровод трансформатора состоит из основно-

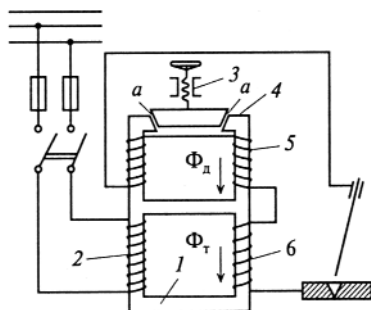


Рис. 11.13. Схема сварочного трансформатора со встроенным дросселем:

1 — сердечник; 2, 6 — соответственно первичная и вторичная обмотки трансформатора; 3 — винтовой механизм; 4 — добавочный сердечник; 5 — обмотка дросселя; a — зазор

го сердечника 1, на котором расположены первичная 2 и вторичная 6 обмотки трансформатора, и добавочного сердечника 4 с обмоткой дросселя 5 (регулятор силы тока). Добавочный магнитопровод расположен над основным и состоит из неподвижной и подвижной частей, между которыми при помощи винтового механизма 3 устанавливается необходимый воздушный зазор a .

Регулирование сварочной силы тока производится изменением воздушного зазора a : чем больше зазор a , тем больше сварочная сила тока.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите виды подъемно-транспортного оборудования.
2. Чем отличается таль от полиспаста?
3. Перечислите типы кранов, применяемые для объектов СГПС.
4. Что входит в состав основного и вспомогательного электрооборудования башенного крана?
5. Опишите методы электропрогрева бетона в зимнее время.
6. Чем отличается электропрогрев бетона от электрообогрева?
7. Опишите индукционный метод прогрева бетона.
8. Опишите устройство и принцип работы трансформаторной подстанции для обогрева бетона в зимнее время.
9. Перечислите способы электропрогрева грунтов.
10. Какие способы сварки Вы знаете?
11. Перечислите требования к источникам питания сварочной дуги.
12. Опишите принцип работы сварочного генератора с расщепленными обмотками.
13. В чем заключается принцип работы сварочного трансформатора с отдельным дросселем?
14. Назовите основные отличия в работе сварочного трансформатора со встроенным дросселем от других сварочных трансформаторов.

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Крановые механизмы, применяемые на объектах СГПС.
2. Козловой подъемный кран ККТС-20.
3. Электропрогрев бетона в зимнее время при строительстве ГПС.
4. Трансформаторная подстанция типа КТПТО-80.
5. Электропрогрев грунта.
6. Сварочные преобразователи постоянного тока.
7. Сварочные аппараты переменного тока.

12. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ СГПС

12.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Схема электроснабжения подземных объектов строительства городских подземных сооружений определяется технологическим процессом производства, уровнем напряжения, категорией надежности электроснабжения, расположением подстанций городской электрической сети, единичной мощностью электроприемников и их размещением.

Напряжение электрических сетей зависит от их назначения и основного источника электроснабжения. При строительстве горных тоннелей электроснабжение осуществляют от воздушной сети высокого напряжения (6, 10, 35 и 110 кВ) или от передвижных электростанций; при строительстве метрополитенов и коммунальных тоннелей — от городской кабельной сети напряжением 6 или 10 кВ.

Напряжение выше 1 кВ применяют при подсоединении электрических сетей объектов СГПС к энергосистеме, а также для питания мощных электроустановок (подъемные машины, насосы, компрессоры, проходческие машины и комплексы).

Напряжение до 1 кВ применяют для питания:

- силовых установок — 380 и 660 В;

- рабочего и аварийного освещения — 36, 42 и 220 В;
- ремонтного освещения (переносные светильники) — 12 В;
- цепей управления — 36, 42, 220 и 380 В;
- электровозной откатки — постоянный ток напряжением 275 В.

По категории надежности, согласно ПБ 03-428-02 «Правила безопасности при строительстве подземных сооружений» [16], электроснабжение наиболее ответственных групп электроприемников: шахтного подъема, водоотлива, водопонижающих установок, главной вентиляторной установки, освещения выработок и компрессорных установок низкого давления при работах в кессонах — должно осуществляться от двух независимых источников питания. Категория надежности электроснабжения потребителей технологического комплекса должна быть не ниже второй. Допускается электроснабжение строительства коммунальных тоннелей (коллекторов) со степенью надежности по третьей категории, если перерывы в питании электроустановок не вызывают угрозу безопасности работающих, состоянию горных выработок и окружающей среде. При необходимости повышения степени надежности электроснабжения допускается использовать в качестве резервного источника питания передвижные электростанции.

В подземных выработках согласно ПБ [16] следует применять сети с изолированной нейтралью источника напряжения. Запрещается в подземных выработках применять сети с глухозаземленной нейтралью трансформаторов и генераторов, за исключением специальных трансформаторов, предназначенных для питания преобразовательных устройств контактных сетей электровозной откатки, а также импортных тоннелепроходческих комплексов (ТПК), имеющих свою трансформаторную подстанцию. Подсоединение других потребителей и устройств к указанным трансформаторам запрещается.

При строительстве коммунальных тоннелей в городах, где возможно электроснабжение от действующих городских подстанций, допускается для электроснабжения подземных электростанций.

троустановок применение электрических сетей с глухозаземленной нейтралью питающих трансформаторов при выполнении следующих технических мероприятий:

- защита магистрали и ответвлений к токоприемникам от токов короткого замыкания должна осуществляться автоматами мгновенного действия, реагирующими на ток перегрузки в любой фазе. Уставка тока расцепителя автомата должна соответствовать верхнему пределу рабочего тока защищаемого участка сети;

- контроль за состоянием изоляции сетей и токоприемников должен осуществляться с использованием быстродействующих (0,05 с) защитно-отключающих устройств с уставкой по току утечки не более 0,01 А;

- обеспечение наличия на всех ответвлениях от магистральной линии повторных заземлений нулевых жил кабелей.

Согласно ПБ [16] в подземных выработках, не опасных по газу и пыли, к которым относятся объекты строительства ГПС, следует применять электрические машины, трансформаторы и аппараты в исполнении, указанном в табл. 5.11.

12.2. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ СГПС

В настоящее время при электрическом питании объектов строительства городских подземных сооружений отмечается многообразие схем электроснабжения, которое обусловлено наличием рядом с участком строительства подстанций городской электрической сети или других источников напряжения.

В общем виде способы электроснабжения подземных объектов СГПС можно классифицировать по уровню напряжения и способу размещению трансформаторной подстанции.

По уровню напряжения, используемого в подземных горных выработках, схемы электроснабжения можно разделить на электрические сети, в которых электропотребители подземных объектов питаются напряжением:

- до 1 кВ;
- выше 1 кВ;

- по комбинированной схеме.

В первом случае на территории промплощадки размещается главная понизительная подстанция ГПП с первичным напряжением 6, 10 или 35 кВ. Далее это напряжение сразу или через дополнительную ступень напряжения 35/10(6) и 10(6)/0,4 понижается на напряжение 380 В. Поверхностные потребители напряжением 380 В получают питание от отдельного трансформатора с глухозаземленной нейтралью. Подземные электропотребители напряжением 380 В получают электроэнергию от подземной электрокамеры, в которой располагаются разделительный трансформатор 0,4/0,4 кВ (для получения электрической сети с изолированной нейтралью), пусковая и защитная аппаратура, а также реле утечки типа АЗУР. Электропотребители подземных объектов строительства могут напрямую получать электрическую энергию от подземной электрокамеры по радиальной схеме или по магистральной схеме от собственного распределительного пункта РП-0,4 кВ.

Во втором случае схема электроснабжения представляет собой более классический вариант, при котором на поверхности располагается ГПП напряжением 35/10(6) или 35/10 и 10/6 кВ. От ГПП посредством трансформаторов с глухозаземленной нейтралью получают питание электропотребители поверхности, а в подземные выработки напряжение 6(10) кВ подается на шины центральной подземной подстанции ЦПП или к центральному распределительному пункту ЦРП-6. От ЦПП или ЦРП-6 по кабелям напряжением 6 кВ электрическая энергия поступает на трансформаторные подстанции подземных объектов СГПС или трансформаторные подстанции импортных ТПК.

Третий случай схемы электроснабжения применяется в случае крайней необходимости, когда на промплощадку поверхностного комплекса (из-за невозможности других способов) от городской электрической сети поступает электроэнергия напряжением только 0,4 кВ. Данное напряжение подается в подземные выработки, где оно с помощью трансформаторов повышается до уровня 6 кВ и поступает далее на трансформаторные подстанции

подземных объектов СГПС или трансформаторные подстанции импортных ТПК. Данный тип схемы электроснабжения характеризуется дополнительной ступенью напряжения и дополнительными потерями в электрической сети напряжением 0,4 кВ.

12.3. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ СГПС ПРИ ПИТАНИИ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

12.3.1. Схемы с разделительными трансформаторами

На рис. 12.1 представлен один из вариантов схемы электроснабжения объектов строительства городских подземных сооружений при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ с разделительными трансформаторами. На промплощадке предприятия находится ГПП, на которой расположены два масляных трансформатора с глухозаземленной нейтралью с мощностью согласно расчетной. При наличии потребителей первой категории (ВГП, насосы главного водоотлива и др.) каждый трансформатор выбирается на полную нагрузку предприятия в целом. На ГПП находится щит управления, в котором, согласно расчетам, расположены автоматические выключатели (1, 2, 3) общепромышленного исполнения, которые рассчитываются на всю нагрузку. Из них автоматы 1 и 3 являются вводными, а автомат 2 — секционным выключателем. При наличии потребителей первой категории секционный выключатель принимается с функцией АВР (автоматическое включение резерва).

В подземных выработках устраивается камера, в которой располагаются разделительные трансформаторы типа ТСЗ 0,4/0,4 с изолированной нейтралью и пусковая и защитная аппаратура.

Согласно правилам безопасности [16] аппараты должны быть рудничного нормального исполнения РН: ВР — автоматические рудничные выключатели, ПР — пускатели рудничные и АПР — агрегаты пусковые рудничные (для питания осветитель-

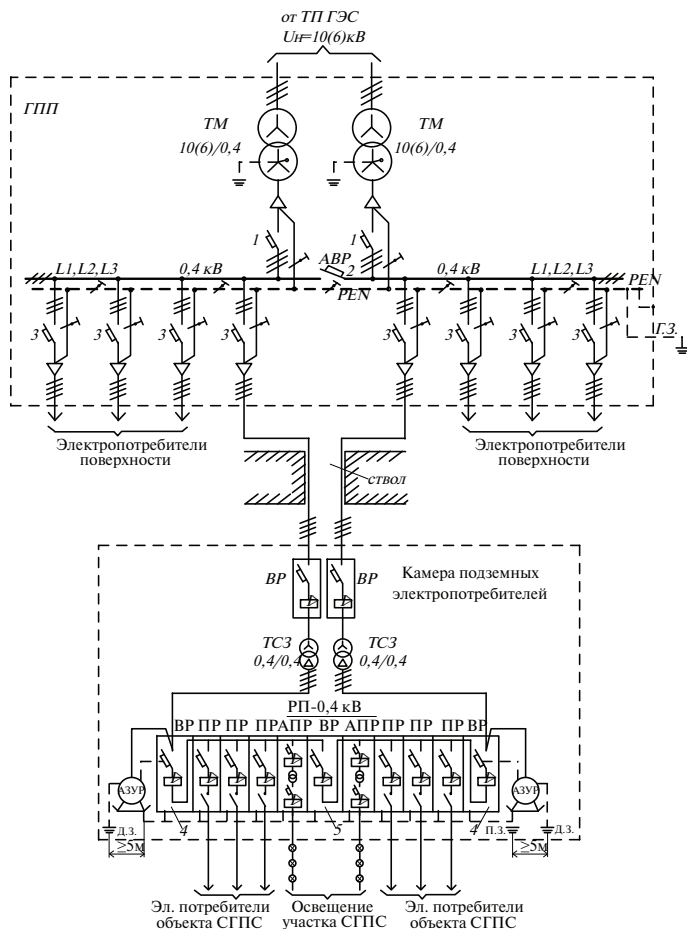


Рис. 12.1. Схема электроснабжения подземных объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ с разделительными трансформаторами:

ТП ГЭС – трансформаторная подстанция городской электрической сети; ГПП – главная понизительная подстанция; ТМ 10(6)/0,4 – трансформатор масляный силовой; ТСЗ 0,4/0,4 – трансформатор сухой разделительный; АВР – автоматическое включение резерва; РП-0,4 кВ – распределительный пункт на 0,4 кВ; ВР – выключатель рудничный; ПР – пускатель рудничный; АПР – агрегат пусковой рудничный; АЗУР – аппарат защиты от утечек тока рудничный; Г.З. – главный заземлитель; 1, 2, 3 – автоматические выключатели общепромышленного исполнения, соответственно вводные, секционный и отходящих линий; 4, 5 – автоматические выключатели рудничного исполнения, соответственно вводные и секционный

ной сети и ручного инструмента). На распределительном пункте РП-0,4 кВ расположены два вводных выключателя 4 и один секционный выключатель 5. Для защиты персонала от действия электрического тока устанавливаются аппараты защиты от утечек тока унифицированные рудничные типа АЗУР-3 (реле утечки). Реле при появлении тока утечки воздействуют своими сигналами на независимый расцепитель вводного автомата ВР.

На ГПП щит управления выполнен по типу системы заземления *TN-C*, где проводник *PEN* выполняет функции нулевого рабочего *N* и нулевого защитного *PE* проводников. Для повышения безопасности в РП каждого электропотребителя поверхности следует совмещенный проводник *PEN* разделить на отдельный рабочий проводник *N* и отдельный защитный проводник *PE*. В этом случае в части электропотребителя тип системы заземления будет *TN-C-S*. Как вариант можно выполнить систему заземления типа *TN-S*, где в щите управления совмещенный проводник *PEN* разделяется на нулевой рабочий *N* и нулевой защитный *PE* проводники. В последнем случае будет больше расхода материалов: в щите пять шин вместо четырех и к каждому электроприемнику следует вести пятипроводный кабель вместо четырехпроводного, но с установкой на каждом ответвлении устройств защитного отключения УЗО повышается уровень электробезопасности.

На территории ГПП устраивается главный заземлитель Г.З., который является общим заземлителем как для поверхностных, так и для подземных электроприемников. В подземных выработках в зумпфе и водосборнике шахты устраиваются повторные заземлители П.З. (местный заземлитель М.З.) (см. пункт 1.5). Для проверки работоспособности реле утечки на РП-0,4 кВ устраивается дополнительный заземлитель Д.З., который должен быть выполнен на расстоянии не менее 5 м от П.З. (М.З.).

Электроснабжение потребителей объектов СГПС от РП-0,4 кВ выполнено по радиальной схеме, когда к каждому электропотребителю подводится свой кабель. Может быть модификация данной схемы электроснабжения, когда на РП вместо пускателя

ПР может находиться рудничный автоматический выключатель ВР, который будет защищать магистральный кабель, подводящий электроэнергию к комплектному электропотребителю, например проходческому комбайну или проходческому щиту.

12.3.2. Схемы без разделительных трансформаторов

На рис. 12.2 представлена схема электроснабжения объектов строительства городских подземных сооружений при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ без разделительных трансформаторов. Отличие данной схемы электроснабжения от схемы, представленной на рис. 12.1, заключается в том, что на ГПП вместо трансформаторов с глухозаземленной нейтралью типа ТМ устанавливаются трансформаторы с изолированной нейтралью на вторичной обмотке типа ТСЗ. На РП-0,4 кВ поверхностного комплекса устанавливается реле утечки типа АЗУР с действием на сигнал (согласно ПБ при строительстве подземных сооружений [16]). Возможен другой вариант данной схемы, когда реле утечки устанавливается не на всю электрически связанную сеть, а только возле мощных электроприемников (ВГП, подъемная установка и т. п.).

Данная схема электроснабжения является с экономической точки зрения более выгодной, так как в ней (см. рис. 12.2) высвобождаются два силовых разделительных трансформатора, устанавливаемых в подземных выработках, но на объектах поверхностного комплекса возникают определенные трудности при электроснабжении потребителей бытового сектора, так как для питания данных потребителей необходимо устанавливать трансформаторы 380/220 В.

Схемы электроснабжения подземных объектов СГПС применяются при питании электропотребителей коммунального значения (кабельные и канализационные коллектора, подземные переходы и т. п.). В этом случае электрические сети данных потребителей характеризуются небольшой мощностью присоединяемых электроприемников (от нескольких десятков до нескольких сотен кВт) и небольшой протяженностью кабельных линий.

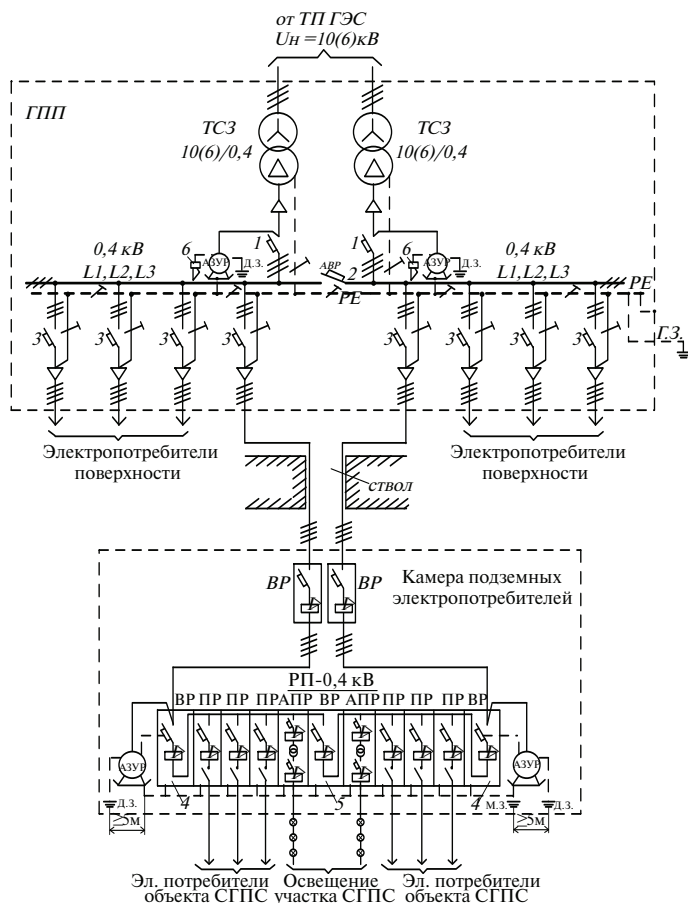


Рис. 12.2. Схема электроснабжения подземных объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ без разделительных трансформаторов:

ТП ГЭС – трансформаторная подстанция городской электрической сети; ГПП – главная понизительная подстанция; ТСЗ 10(6)/0,4 – трансформатор сухой силовой с изолированной нейтралью; АВР – автоматическое включение резерва; РП-0,4 кВ – распределительный пункт на 0,4 кВ; БР – выключатель рудничный; ПР – пускатель рудничный; АПР – агрегат пусковой рудничный; АЗУР – аппарат защиты от утечек тока рудничный; ГЗ. – главный заземлитель; М.З. – местный заземлитель; Д.З. – дополнительный заземлитель; 1, 2, 3 – автоматические выключатели общепромышленного исполнения соответственно; вводные, секционный и отходящих линий; 4, 5 – автоматические выключатели рудничного исполнения, соответственно вводные и секционный; 6 – сигнальный рожек

Представленные на рис. 12.1 и рис. 12.2 схемы электроснабжения характеризуются малыми токами КЗ и малыми потерями напряжения, поэтому вполне находят свое применение при электрификации объектов строительства городских подземных сооружений.

12.4. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ СГПС ПРИ ПИТАНИИ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Современные объекты строительства городских подземных сооружений в своем составе имеют мощные механизированные комплексы, проходческие комбайны, погрузочные машины, водоотливные установки, конвейерный и электровозный транспорт. Мощность крупных тоннелепроходческих комплексов отечественного и зарубежного производства составляет 4000 – 6000 кВт. Суммарная установленная мощность участков строительства подземных объектов может достигать нескольких десятков тысяч кВт.

Электроснабжение таких участков осуществляется по классической схеме от электрических сетей напряжением выше 1 кВ, когда на территории промплощадки поверхностного комплекса участка строительства проектируется ГПП напряжением 35/10(6) кВ, от которой посредством трансформации 10(6)/0,4 кВ получают питание потребители поверхности, а в подземных горных выработках рядом с околоствольным двором ОД устраивается центральная подземная подстанция ЦПП напряжением 10(6) кВ.

На рис. 12.3 представлена схема электроснабжения подземных объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением 10(6) кВ. На промплощадке поверхностного комплекса расположена главная понижительная подстанция ГПП, состоящая из двух силовых трансформаторов с глухозаземленной нейтралью типа ТМ, понижающих напряжение городской сети 10(6) кВ до напряжения 0,4 кВ – для питания электропотребителей поверхностного комплекса. Для управления и защиты на шинах ГПП расположены комплектные

распредустройства 10(6) кВ: 1 – вводные, 2 – секционное и 3 – отходящих линий. Выключатели 3 отходящих линий управляют электропотребителями, питающимися напряжением 10(6) кВ. В их числе могут быть: подъемная установка, вентилятор главного проветривания, компрессор и др.

Подземный комплекс объектов СГПС получает питание как минимум по двум независимым кабельным линиям по стволу шахты от ГПП. В специальной камере устраивается центральная подземная подстанция ЦПП, на которой расположены комплектные распределительные устройства КРУ 7, 8, 9 и силовые трансформаторы типа ТСЗ, понижающие напряжение с уровня 10(6) кВ до 0,4 кВ – для питания электропотребителей околоствольного двора. КРУ 7 являются вводными устройствами, КРУ 8 – секционным, а КРУ 9 – отходящих линий.

От КРУ отходящих линий по кабелям 10(6) кВ получают питание трансформаторные подстанции: ТП околоствольного двора, ТП электровозной откатки и ТП проходческого участка. Электропотребители проходческого участка напряжением 0,4 кВ получают питание от распределительного пункта РП-0,4 кВ. Управление и защита электропотребителей от ненормальных явлений осуществляются с помощью пускателей рудничного исполнения типа ПР. Защита всего электрооборудования участка производится автоматическим выключателем рудничного исполнения типа ВР. Защита людей от поражения электрическим током осуществляется реле утечки типа АЗУР-3.

Для электропотребителей поверхности, получающих напряжение от сети 0,4 кВ (АБК, электроцех, мехцех и др.), с целью обеспечения безопасности от действия электрического тока следует проектировать электрические сети с системой заземления типа *TN-S* или *TN-C-S*.

При наличии большого количества подземных электропотребителей и большой разветвленности в подземных горных выработках могут устраиваться центральные распределительные пункты на 10(6) кВ ЦРП-10(6), от которых будут получать питание трансформаторные подстанции нескольких участков (рис. 12.4).

Камеры электрических установок должны размещаться в специальных выработках. Допускается, если позволяют габариты, устройство центрального распределительного пункта в камере антресольного типа на перекрытии в околоствольном дворе. Камеры электрических установок должны быть выполнены из негорючих материалов и оборудованы в соответствии с требованиями норм противопожарной защиты.

В последнее время в городском подземном строительстве широко используются тоннелепроходческие комплексы ТПК зарубежного производства. Данные ТПК имеют в составе комплекса свою трансформаторную подстанцию, которая должна получать электроэнергию по отдельному вводу напряжением 10 или 6 кВ. Суммарная установленная мощность этих ТПК может составлять от 100 до 10 000 кВт, поэтому к их электроснабжению предъявляются специальные требования по надежности и по условиям электробезопасности. Допускается для питания потребителей ТПК применять свой силовой трансформатор с глухозаземленной нейтралью, находящейся на технологической площадке комплекса [16]. Данные трансформаторы выполняются сухими по специальному заказу типа ТСЗ российского производства или зарубежного производства – типа *TZEG*. При этом электробезопасность и защита от поражения электрическим током персонала должна соответствовать требованиям соответствующих государственных стандартов. Оценка соответствия применяемых электрических защит в таких ТПК требованиям национальных нормативов осуществляется в порядке, установленном системой экспертизы промышленной безопасности. Подсоединение других потребителей и устройств к указанным трансформаторам запрещается.

Для питания электрической энергией потребителей подземного комплекса вместо автоматических выключателей типа ВР и магнитных пускателей типа ПР могут применяться магнитные станции управления рудничного исполнения РН типа СУЭП (см. подразд. 5.3.4), которые характеризуются компактностью и наличием тех же видов защиты, что и у пускателей типа ПР.

Схемы электроснабжения подземных объектов СГПС при питании электрических сетей напряжением 10(6) кВ (см. рис. 12.3 и рис. 12.4) применяются при питании электроэнергией потребителей при строительстве перегонных тоннелей метрополитенов, при строительстве тоннелей горным способом, где подземные объекты характеризуются большим количеством электроприемников и большой суммарной установленной мощностью. В этом случае целесообразно подземные электрические сети запитывать напряжением 10(6) кВ и далее распределять электроэнергию посредством центральной подземной подстанции и центрального распределительного пункта на 10(6) кВ. В этом случае к электроприемникам подводится более качественное напряжение с наименьшими потерями и большей надежностью.

12.5. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ СГПС ПРИ ПИТАНИИ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПО КОМБИНИРОВАННОЙ СХЕМЕ

При электроснабжении подземных объектов СГПС могут возникать трудности при питании электропотребителей участка строительства: нет возможности получать электроэнергию по линиям 10(6) кВ от подстанции городской электрической сети. При наличии проходящей рядом с участком СГПС линии напряжением 0,4 кВ (от какого-либо производственного объекта или жилого сектора) питание подземных объектов организуют по комбинированной схеме, когда под землю по стволу заводят кабельную линию с глухозаземленной нейтралью на повышающий трансформатор типа ТСЗ 0,4/6 кВ, после которого электроэнергию по обычным схемам электроснабжения (см. рис. 12.3 или рис. 12.4) распределяют для питания электропотребителей подземного комплекса.

На рис. 12.5 представлена одна из разновидностей схем электроснабжения при комбинированном питании. От линии электропередачи ЛЭП-0,4 кВ (кабельной или воздушной) электроэнергия напряжением 0,4 кВ приходит в электрокамеру поверхностного комплекса участка СГПС. В электрокамере расположе-

ны автоматические выключатели общепромышленного назначения. При наличии потребителей первой категории выключатель 2 выполняется с функцией АВР. Один из автоматических выключателей отходящих линий запитывает кабельную линию напряжением 0,4 кВ, которая по стволу поступает на рудничный выключатель типа ВР, расположенный в подземной электрокамере. Далее питание поступает на повышающий трансформатор ТСЗ 0,4/10(6) кВ и комплектное распределительное устройство КРУ-РН 6 кВ. Если расстояние кабельной линии 10(6) кВ от подземной электрокамеры до трансформаторной подстанции ТП проходческого участка небольшое, используется только одно КРУ-РН, расположенное в подземной электрокамере.

Если расстояние от подземной электрокамеры до ТП участка составляет более 1 км, для надежности электроснабжения применяются два КРУ-РН.

По кабельной линии 10(6) кВ напряжение поступает на трансформаторную подстанцию ТП проходческого участка, где с помощью понизительного трансформатора ТСЗ 10(6)/0,4 через распределительный пункт РП-0,4 кВ запитывает электроэнергией электроприемники участка. Управление и защита электропотребителей от ненормальных явлений (КЗ, перегрузка, пропажа напряжения и др.) осуществляются рудничными пускателями типа ПР, выполненными в исполнении РН. Защита персонала от действия электрического тока выполняется с помощью аппарата защиты от утечек тока унифицированного рудничного типа АЗУР-3 (реле утечки).

Данная схема электроснабжения применяется крайне редко — для питания электроэнергией электроприемников при проходке тоннелей коммунального назначения и при проходке тоннелей проходческими комплексами или комбайнами небольшой мощности. У некоторых тоннелепроходческих комплексов, особенно зарубежного производства, на технологических площадках комплекса установлена своя трансформаторная подстанция с первичным напряжением 10(6) кВ, поэтому данная схема находит свое применение.

12.6. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОХОДЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Как отмечалось выше, при строительстве объектов городских подземных сооружений в настоящее время используется большой перечень проходческого оборудования, из которого широкое применение нашли механизмы известных фирм: канадской «Lovat»; западно-германской «Herrencnecht»; японских «Mitsui Mike», «Kawasaki», «Saga Kogio»; финской «Sandvik Tamrok»; австрийской «Voest-Alpine» и др.

Наиболее подробно рассмотрим ТПК канадской фирмы «Lovat» как наиболее широко используемого в тоннелестроении Российской Федерации.

Комплекс «Lovat» предназначен для проходки перегонных тоннелей в сложных (в т.ч. сильно обводненных) грунтах. Комплекс снабжен четырьмя степенями защиты от прорыва воды и плывуна в тоннель и позволяет вести работы под давлением воды за щитом до трех атмосфер.

От аналогичной отечественной техники комплекс отличается так называемым грунтопригрузом забоя, который не допускает просадки поверхности. Комплекс имеет систему нагнетания бетона за обделку прокладываемого тоннеля. Длина комплекса – 96 м, наружный диаметр – 5,63–5,74 м, полная масса – 549 т. Диаметр прокладываемого тоннеля – 5,6 м. Динамика резания породы 12 гидравлическими роторами (15 мл/мин) обеспечивает скорость проходки тоннелей до 250–300 м/мес. Общая подведенная мощность – 2100 кВт. Точность лазерной теодолитной системы прицеливания – 5–6 мм. Конвейер передачи породы в вагонетки имеет длину 55 м. Управляется комплекс машинистом щита при помощи бортового компьютера, в который заносится программа сооружения перегонного тоннеля. Холодильная машина для охлаждения так называемых зубьев щита изготовлена на компрессорном заводе в Казани.

В состав комплекса входят два поезда, каждый из которых имеет четыре платформы для перевозки блоков обделки, один растворовоз, пять вагонеток для перевозки грунта. Объем пере-

возимого грунта одним поездом — $25,5 \text{ м}^3$ в плотном состоянии. Поезд тянет дизелевоз фирмы «Shoema». Его сцепной вес — 80 т, мощность двигателя — 171 л.с., скорость движения по тоннелю — до 30 км/ч.

Тоннелепроходческий комплекс «Lovat RME242SE» полностью автономен, снабжен конвейером для удаления породы, системой монтажа обделки и интегрированными блоками питания. Тоннелепроходческий комплекс «Lovat» состоит из трех основных частей, а именно из передней оболочки с породоразрушающим исполнительным органом и главным приводом; из неподвижной оболочки, в которую заключены органы управления, силовые электро- и гидроагрегаты, система перемещения комплекса и конвейерная система, и из хвостовой части с укладчиком элементов обделки тоннеля. Расположение основных узлов и компонентов представлено на рис. 12.6, а их перечень дан в табл. 12.1.

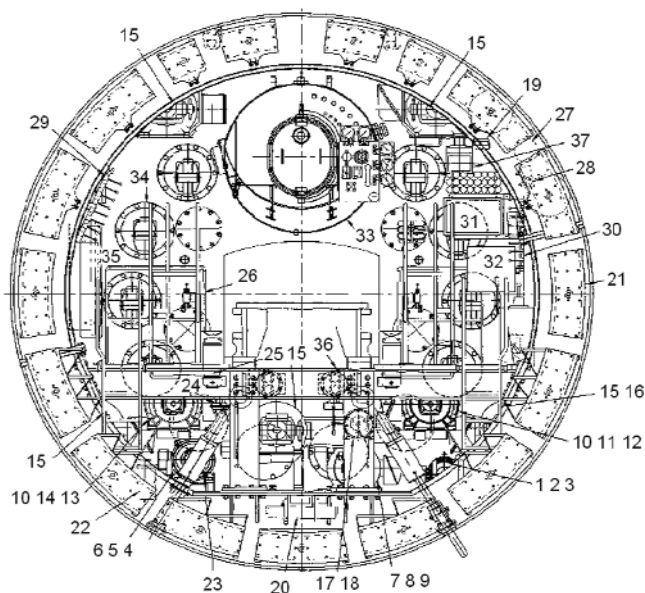


Рис. 12.6. Расположение основных узлов и компонентов

Перечень узлов и компонентов ТПК «Lovat»

№ позиции	Кол-во	Узел, компонент
1	1	Электромотор М1
2	1	Центробежный насос
3	1	Насос управления гидр. давлением
4	1	Электромотор М2
5	1	Лопастной насос
6	1	Лопастной насос
7	1	Электромотор М3
8	1	Поршневой насос
9	1	Шестеренчатый насос
10	2	Электромотор М4-М5
11	1	Поршневой насос
12	1	Шестеренчатый насос
13	1	Поршневой насос
14	1	Поршневой насос
15	5	Электромотор М6-М10
16	5	Поршневой насос
17	1	Электромотор М11
18	1	Шестеренчатый насос
19	5	Флуоресцентная лампа
20	1	Лебедка
21	17	Упорные башмаки
22	1	Корпус фильтра
23	2	Стабилизатор
24	1	Ревун
25	10	Корпус главного фильтра
26	2	Управление блокоукладчиком
27	2	Сигнальный звонок
28	2	Пульт управления
29	1	Коллектор подачи раствора
30	1	Главная панель управления гидравликой
31	1	Компьютер
32	1	Электрощит
33	1	Декомпрессионная камера
34	12	Гидромотор, редуктор
35	1	Главный электрощит
36	3	Теплообменник
37	1	Лазерная мишень

Управление перемещением комплекса ведется при помощи системы «активной артикуляции», которая соединяет переднюю и неподвижную оболочки. Отклоняя породоразрушающий исполнительный орган на угол до 1,4 градуса в любом направлении, эта система позволяет тоннелепроходческому комплексу преодолевать криволинейные участки трассы как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости.

Работа с грунтопригрузом забоя обеспечивается регулированием действия системы продвижения тоннелепроходческого комплекса и шнекового конвейера в ручном или автоматическом режиме. Давление породы постоянно контролируется сетью датчиков, которые передают данные на пульт оператора и на электронную систему управления тоннелепроходческим комплексом. Система уплотнения рассчитана на максимальное давление грунта/воды до 6 бар.

Все органы управления и контрольно - измерительные приборы комплекса сосредоточены на пульте оператора, расположенном внутри неподвижной оболочки комплекса таким образом, что позволяет без помех наблюдать за выходом породы из породоразрушающего исполнительного органа и за монтажом обделки тоннеля. Для предотвращения горизонтального перекоса предусмотрена электроблокировка системой датчиков для автоматического останова комплекса при превышении установленных пределов.

На рис. 12.7 представлена схема электроснабжения электроприемников тоннелепроходческого комплекса «Lovat RME242SE». Электроприемники ТПК получают питание электроэнергией от своего трехобмоточного трансформатора, у которого первичная обмотка выполнена на напряжение 10(6) кВ, обмотка среднего напряжения — на 600 В, обмотка нижнего напряжения — на 380 В. Трансформатор располагается на технологической площадке проходческого комплекса и передвигается по мере продвижения забоя совместно с ТПК. Трансформатор запитывается напряжением 10(6) кВ от центральной подземной подстанции ЦПП или от центрального распределительного

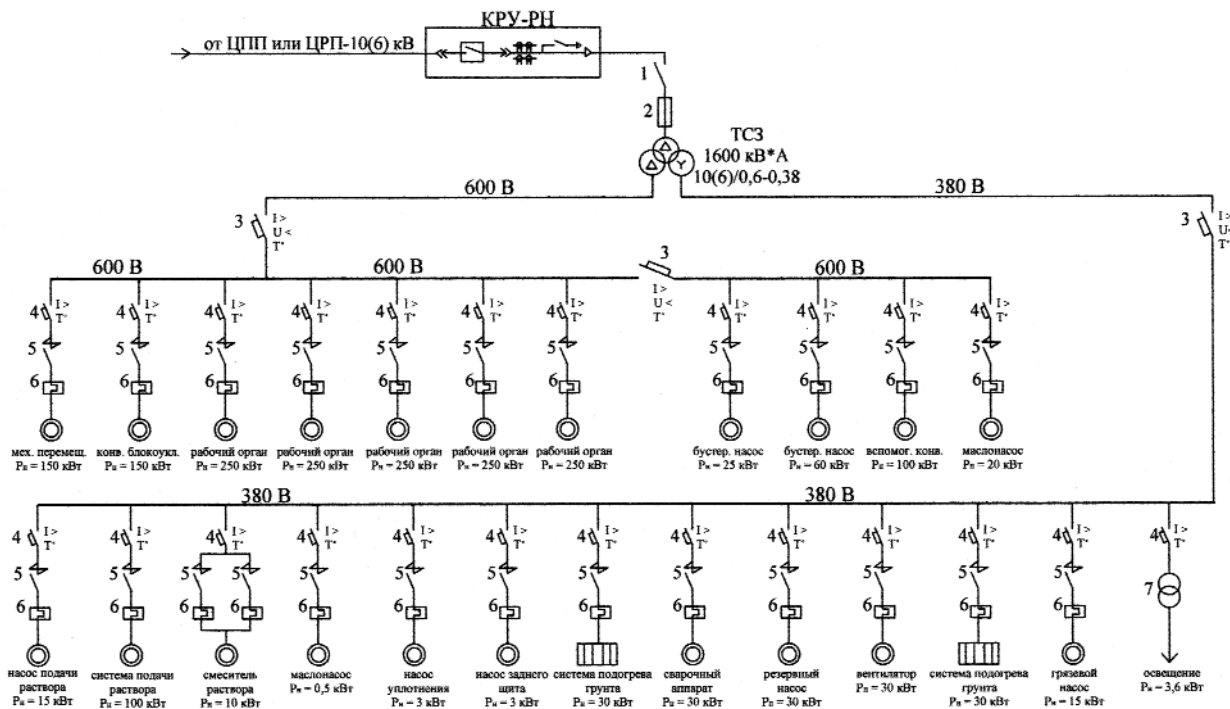


Рис. 12.7. Схема электроснабжения ТПК «Lovat» RME242SE:

КРУ-РН — комплектное распределительное устройство исполнения РН; ТСЗ — трансформатор сухой; 1 — разъединитель; 2 — предохранитель; 3 — автоматические выключатели вводные; 4 — автоматические выключатели отходящих линий; 5 — магнитные контакторы; 6 — тепловые реле; 7 — осветительный трансформатор

пункта ЦРП-10(6) кВ. Защита ТПК и высоковольтного кабеля, питающего комплекс, осуществляется комплектным распределительным устройством КРУ-РН. Защита обмоток трансформатора первичного напряжения от токов КЗ осуществляется предохранителем 2. С помощью разъединителя 1 можно отключить ТПК от электрической сети.

От секции шин на 600 В получают питание электродвигатели (5 шт.) рабочего органа ТПК, электродвигатели механизма перемещения, конвейера блокоукладчика и другие мощные электроприемники.

От секции шин на 380 В получают питание электродвигатели насосов, вентилятор, системы подогрева грунта и осветительный трансформатор.

Аппаратура управления и защиты выполнена электрическими аппаратами общепромышленного исполнения. Вводные автоматы 3 оборудованы защитой от токов КЗ, защитой от перегрузки и минимальной защитой. Автоматические выключатели отходящих линий 4 осуществляют защиту от токов КЗ и защиту от перегрузки. Управление электроприводами механизмов производится с помощью контакторов 5, а защита от перегрузки — тепловыми реле 6.

На ТПК «Lovat» применяется система сбора и обработки данных, которая выполнена на базе микропроцессора, снабжена цветным жидкокристаллическим дисплеем высокой контрастности, модемом ближней связи и клавиатурой, расположенными внутри тоннелепроходческого комплекса. Данные с комплекса передаются на поверхность через модем ближней связи на компьютер, на котором можно просматривать информацию в режиме реального времени или записывать для последующего использования.

Система сбора и обработки данных отслеживает и ведет запись следующей информации с ряда точек проходческого комплекса:

- скорость вращения породоразрушающего исполнительного органа;

- крутящий момент породоразрушающего исполнительного органа;
- направление породоразрушающего исполнительного органа;
- скорость удлинения цилиндра продвижения проходческого комплекса;
- давление в цилиндре продвижения проходческого комплекса;
- центр усилия тяги;
- данные датчиков грунтового давления;
- скорость вращения шнекового конвейера;
- крутящий момент шнекового конвейера;
- открывание гильотинных перегородок шнекового конвейера;
- давление гидравлической системы приводного двигателя ленточного конвейера;
- давление гидравлической системы двигателя главного привода;
- температура и уровень рабочей жидкости гидравлической системы;
- общая электрическая нагрузка (ток) тоннелепроходческого комплекса;
- поток и давление смазки главного подшипника;
- поток и давление смазки систем уплотнения;
- давление нагнетания раствора;
- расход при нагнетании раствора.

Основная контрольно-измерительная система включает в себя ряд световых индикаторов, которые показывают состояние ключевых параметров комплекса. Панель индикаторов располагается на операторском пульте. Упомянутые параметры включают: давление подпитки гидравлической системы, уровень рабочей жидкости (масла), температуру рабочей жидкости (масла), наличие смазки шестерен главного привода, управляющее давление, наличие консистентной смазки. В случае изменения какого-либо из параметров выше или ниже заданного порогово-

го уровня оператор получает соответствующий сигнал. В зависимости от характера возникающей проблемы контрольно-измерительная система может обесточить определенные электродвигатели в соответствующих цепях до устранения возникшей неисправности.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каким напряжением питаются электроприемники объектов СГПС?
2. Перечислите технические мероприятия при питании электрической энергией объектов строительства коммунальных тоннелей с применением электрических сетей с глухозаземленной нейтралью.
3. Приведите классификацию систем электроснабжения объектов СГПС.
4. Опишите схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ с разделительными трансформаторами.
5. Опишите схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ без разделительных трансформаторов.
6. Опишите схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением выше 1 кВ.
7. Опишите схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей по комбинированной схеме.
8. В чем заключается особенность электроснабжения «ТПК Lovat RME242SE»?
9. Назовите основные узлы «ТПК Lovat RME242SE».
10. Перечислите технические возможности системы сбора и обработки данных «ТПК Lovat RME242SE».

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ.

2. Схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением выше 1 кВ.
3. Электроснабжение тоннелепроходческих комплексов отечественного производства.
4. Электроснабжение тоннелепроходческих комплексов зарубежного производства.

13. ОБОРУДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ КОМПЛЕКСОВ ОБЪЕКТОВ СГПС

13.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Согласно [2] в городском подземном строительстве различают строительство подземных сооружений тоннельного и камерного типа. Строительство можно осуществлять открытым способом, подземным и бесшахтным. Открытый способ — котлованный или траншейный; подземный — щитовой или микрощитовой, бестраншейный, горный и комбайновый.

Котлованным называют способ работ, при котором конструкцию подземного сооружения возводят в предварительно вскрытом на полную глубину котловане. После завершения монтажа подземного сооружения и устройства гидроизоляции котлован засыпают, восстанавливают и благоустраивают поверхность земли. Глубина котлованов может быть от 3 до 10 м и более, ширина — до 20 м и более.

Траншейным называют способ работ, при котором сначала в узких траншеях возводят стены подземного объекта (тоннеля или камеры), затем вскрывают поверхность земли на всю ширину этого объекта, устраивают перекрытие и осуществляют засыпку котлована. Затем под защитой перекрытия вынимают породу в центральной части. Траншейный способ применяют в условиях плотной застройки для быстрого восстановления движения по улицам.

Для строительства *коллекторных тоннелей* открытым способом с глубиной заложения до 12 м в условиях плотной городской

застройки применяют способ строительства с передвижной механизированной крепью ПМК. Цикл работ при строительстве тоннелей с применением ПМК состоит из следующих основных процессов:

- выемка грунта экскаватором и погрузка его в автосамосвалы;
- перемещение ПМК и экскаватора;
- устройство дренажного слоя основания и монолитного железобетонного днища коллектора;
- монтаж сборной железобетонной обделки тоннеля;
- засыпка заизолированного участка тоннеля.

При строительстве тоннелей щитовым способом основным элементом технологии является *проходческий щит*, представляющий собой передвижную временную крепь в виде цилиндрической оболочки, под прикрытием которой выполняют проходческие операции: выемку и погрузку грунта, доставку его за пределы щита, возведение обделки тоннеля. Выемку грунта осуществляют в головной части щита, которую называют ножевой, возведение обделки — в хвостовой. По мере подвигания забоя щит перемещают, при этом ножевая часть защищает кровлю и борта тоннеля от обрушений. Как только щит переместят на расстояние, равное ширине кольца обделки, возводят очередное кольцо. Таким образом, цикл работ постоянно повторяется: выемка грунта — передвижение щита — возведение обделки.

Бестраншейные способы строительства подземных сооружений применяют для прокладки различных подземных инженерных коммуникаций, тоннелей разнообразного назначения в местах пересечения препятствий в виде фундаментов зданий, автомобильных и железнодорожных магистралей, рек, каналов, дамб и т. п., где строительство другими способами, например открытым или щитовым, трудновыполнимо или экономически невыгодно. К бестраншейным способам строительства подземных сооружений относятся микротоннелирование, продавливание, прокол, направленное бурение.

При *горном способе* строительство подземных сооружений тоннельного и камерного типа осуществляется буровзрывным способом с возведением временной и постоянной крепи. Площадь поперечного сечения подземных сооружений тоннельного типа составляет от 40 до 200 м² и более. Поэтому их строительство ведут с постепенным увеличением разрабатываемой площади поперечного сечения.

13.2. ОБОРУДОВАНИЕ БЕСТРАНШЕЙНОГО СПОСОБА СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ СГПС

13.2.1. Оборудование микрощитов

Микротоннели диаметром 250 — 800 мм и протяженностью от нескольких десятков до сотен метров проводят с помощью микрощитовых комплексов, в состав которых входят проходческий микрощит, оборудование для транспортирования породы, оборудование управления и контроля движения щита, силовое оборудование — домкратная станция, оборудование для монтажа продуктопроводов и другие приводы и агрегаты. Основным элементом комплекса является микрощит — полый цилиндр диаметром 250 — 800 мм. Микрощит оснащен рабочим органом для выемки грунта, микродробилкой для измельчения твердых включений в грунте до размеров, необходимых по условиям транспортирования, а также механизмом ведения по трассе, шнеком или трубопроводами для гидротранспортирования грунта.

На рис. 13.1, *а* представлена конструкция микрощита со шнековым транспортером, а на рис. 13.1, *б* — конструкция микрощита с гидравлическим трубопроводом.

На глубине заложения микротоннеля сооружают две камеры: стартовую и конечную. Стартовая камера представляет собой колодец обычно диаметром 2,5 — 3,5 м или колодец прямоугольного поперечного сечения с размерами 7х3,5 м или 5х3,5 м; конечная камера имеет размеры 3х2,8 м или 3,5х3,5 м. Подачу микрощита вперед по трассе осуществляют посредством прода-

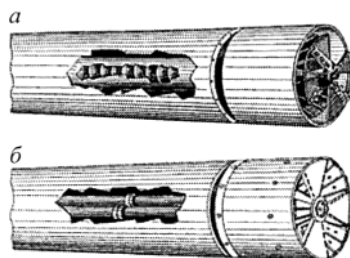


Рис. 13.1. Конструкции микроштитов

вливания става труб гидродомкратами от домкратной станции, расположенной в стартовой камере (рис. 13.2).

В настоящее время в городском подземном строительстве применяется большое разнообразие микроштитов для микротоннелирования, где широкое применение нашли тоннелепроходческие комплексы фирмы «Lovat». Далее приведена техническая характеристика системы для микротоннелирования Lovat MTS-1000.

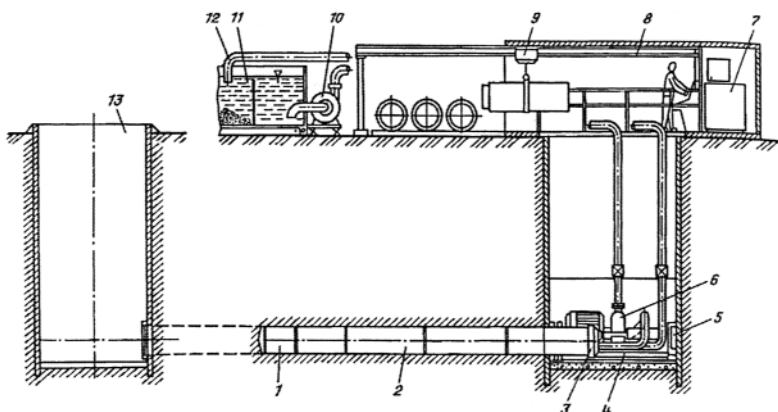


Рис. 13.2. Схема прокладки трубопровода микроштитом:

1 – микроштит; 2 – секция трубы; 3 – упорное кольцо; 4 – домкратная станция; 5 – прессиупорная рама; 6 – грязевой насос; 7 – пульт управления; 8 – моно-рельс; 9 – тельфер; 10 – водяной насос; 11 – резервуар для приема пульпы; 12 – труба для подачи пульпы в отстойник; 13 – конечная камера

Техническая характеристика Lovat MTS-1000

Тип грунта	для смешанных пород
Режим проходки	с грунтопригрузом
Диаметр резания, м	0,85
Общая длина щита, м	6
Установленная мощность, кВт	200
Производительность, пог. м/мес.....	300
Обделка — металлические трубы:	
диаметр, мм	820
длина, м	2

13.2.2. Оборудование объекта строительства при методе продавливанием

Продавливание — это способ прокладки трубопроводов, образования скважин, строительства тоннелей и других подземных сооружений путем последовательного вдавливания в грунт сопряженных между собой по длине звеньев труб, тоннельных конструкций либо готовых цельнозамкнутых элементов (секций) подземного сооружения с удалением грунта из контура выработки в процессе ее проведения. Продавливанием чаще всего прокладывают металлические трубопроводы-футляры диаметром от 600 до 2000 мм и протяженностью до 40 — 60 м. Продавливанием со шнековым бурением прокладывают трубопроводы или образуют скважины диаметром от 325 до 1420 мм на длину 60 — 70 м.

Строительство тоннелей диаметром от 2 до 5,6 м, длиной до 100 м осуществляют путем продавливания тоннельной обделки из сборных элементов, блоков, тубингов или колец вслед за работающим автономно проходческим щитом.

Различают продавливающие установки немеханизированные и механизированные. В немеханизированных установках выемку и погрузку грунта в забое выполняют вручную (рис. 13.3), а другие проходческие операции осуществляют с различным уровнем механизации. В механизированных установках горную породу в забое разрушают специальными рабочими органами различного, в основном скреперно-ковшового типа (рис. 13.4).

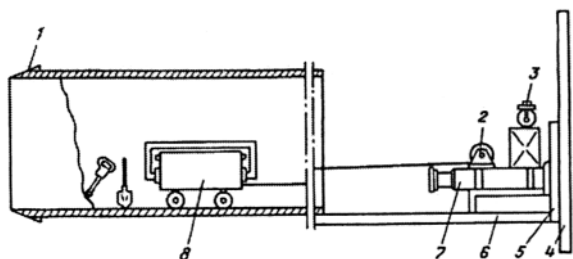


Рис. 13.3. Немеханизированная продавливающая установка:

1 — направляющий оголовок; 2 — тяговая лебедка; 3 — насосная станция; 4 — упорная стенка; 5 — опорная плита; 6 — направляющая рама; 7 — гидродомкрат; 8 — вагонетка

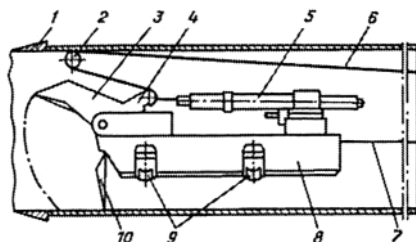


Рис. 13.4. Механизированная продавливающая установка:

1 — направляющий оголовок; 2 — отклоняющий блок; 3 — ковш; 4 — поворотный рычаг ковша; 5 — пружинные стабилизаторы положения ковша; 6 — рабочий трос; 7 — тяговый трос; 8 — тележка; 9 — ходовые ролики; 10 — откидной грунтовой клапан-скребок

13.2.3. Оборудование объекта при методе строительства проколом и направленным бурением

Проколом называют способ прокладки трубопроводов или образования скважин без удаления грунта за счет его сжатия и уплотнения вокруг трубы или в стенке скважины. Различают статический и динамический проколы. При статическом проколе прокладку трубопроводов или образование скважин выполняют с помощью пневмопробойников или пневмо- и гидромолотов за счет их ударно-импульсного воздействия на грунт.

При статическом проколе необходимы большие напорные усилия, поэтому диаметр прокладываемых трубопроводов огра-

ничен 300 — 400 мм, а длина должна быть до 40 — 60 м. Отечественные пневмопробойники позволяют прокладывать трубопроводы или скважины диаметром 70 — 240 мм за один проход. При повторном проходе пневмопробойника можно увеличить диаметр скважины от 100 до 300 — 400 мм. Длина прокола — до 20 — 40 м.

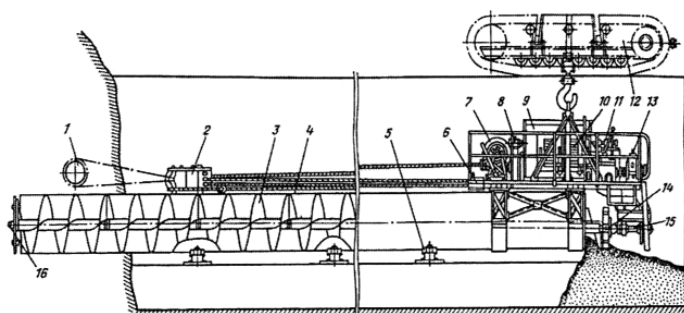


Рис. 13.5. Установка горизонтального бурения типа УГБ:

1 — упорный якорь; 2 — неподвижный блок; 3 — шнек; 4 — продавливаемая труба-футляр; 5 — направляющая рама с роликами; 6 — рабочая площадка; 7 — привод лебедки; 8 — ограждение площадки; 9 — двигатель; 10 — коробка передач лебедки; 11 — муфта включения; 12 — трубоукладчик; 13 — двухступенчатый редуктор; 14 — муфта; 15 — приводной вал шнека; 16 — режущая головка

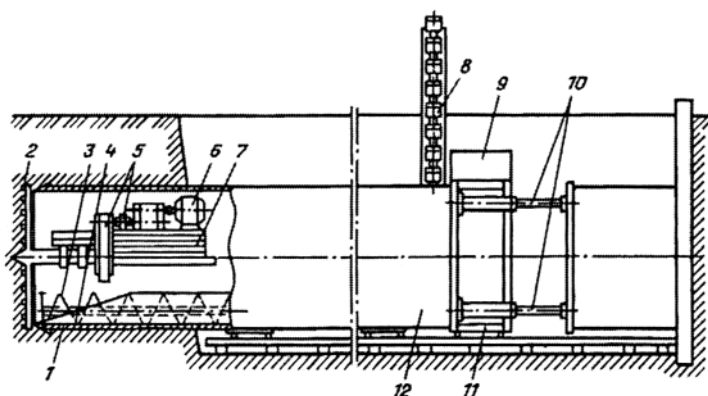


Рис. 13.6. Установка горизонтального бурения типа ГБ-1621:

1 — обечайка; 2 — режущая головка; 3 — шнек; 4 — грунтовый лоток; 5 — редукторы; 6 — электродвигатель; 7 — винтовой домкрат; 8 — одноковшовый элеватор; 9 — двигатель с редуктором и коробкой передач; 10 — гидродомкраты; 11 — тележка; 12 — труба-футляр

Для направленного бурения созданы механизированные установки горизонтального бурения, принцип действия которых основан на сочетании выемки грунта рабочим органом режущего типа и транспортирования его шнеком с одновременным вдавливанием трубопровода-футляра. На рис. 13.5 представлена механизированная установка горизонтального бурения типа УГБ, а на рис. 13.6 — установка горизонтального бурения типа ГБ-1621.

13.3. ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ ГОРНОМ СПОСОБЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

При сооружении подземных объектов горным способом проходческие работы ведут обычно с временным креплением выработок, на котором они выдерживаются иногда длительное время. Основным материалом обделок является монолитный бетон и набрызг-бетон. В зависимости от отставания возведения обделки от проходческих работ различают три схемы организации работ: последовательную, параллельную и совмещенную.

При последовательной схеме проходку выработки на временном креплении осуществляют на всю длину тоннеля и только после этого возводят обделку. Такая схема используется при строительстве коротких тоннелей в устойчивых скальных грунтах. При последовательной схеме упрощается организация работ и облегчается применение высокопроизводительной техники и оборудования для бетонирования обделки.

При параллельной схеме проходку и возведение обделки ведут одновременно на разных участках тоннеля. Эта схема применяется при сооружении протяженных тоннелей, когда отведенное для строительства время не позволяет расчленить работы полностью на две независимые фазы.

При совмещенной схеме обделку возводят на призабойном участке тоннеля. Эта схема принимается в тех случаях, когда вследствие быстрого нарастания горного давления обделку необходимо возводить с наименьшим отставанием от забоя.

При строительстве тоннелей горным способом в мягких трещиноватых породах раскрытие сечения осуществляют способом

раскрытия сечения на полный профиль по частям, способом опертого свода и способом опорного ядра.

При строительстве тоннелей горным способом в крепких горных породах применяют следующие варианты отработки пород: сплошным, уступным или ступенчатым забоями, а также способом строительства тоннеля с передовой штольной или пилот-тоннелем.

Способ сплошного тоннеля применяют в устойчивых породах с коэффициентом крепости $f > 4$ в тоннелях высотой до 10 – 12 м, шириной до 8 – 10 м и площадью поперечного сечения до 110 – 130 м².

Уступный способ применяют в тоннелях с площадью поперечного сечения > 120 м² и высотой > 10 м в скальных породах с коэффициентом крепости $f > 4$. Уступный способ характеризуется разделением сечения тоннеля на две части, каждая из которых разрабатывается отдельным забоем на различных высотных отметках и в разное время. Различают два варианта уступного способа: с верхним уступом и с нижним уступом. Более распространен в практике тоннелестроения вариант нижнего уступа (рис. 13.7).

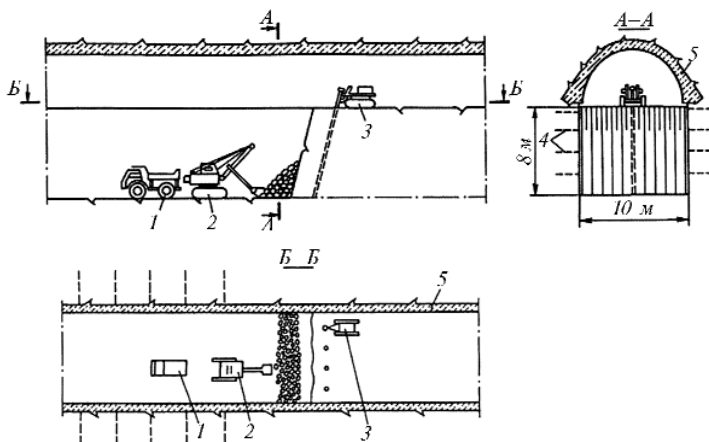


Рис. 13.7. Схема разработки нижней части тоннеля:

1 – автосамосвал; 2 – экскаватор; 3 – буровой станок; 4 – анкера крепления стен; 5 – постоянная обделка свода

При строительстве тоннеля ступенчатым забоем его сечение разделяют на 2 – 4 ступени и разработку каждой нижерасположенной ступени ведут с отставанием по длине на 30 – 80 м от забоя вышерасположенной ступени. Отработку каждой ступени осуществляют сплошным забоем (рис. 13.8).

Сущность способа пилот-тоннеля состоит в том, что при строительстве основного тоннеля параллельно его оси с опережением в 100 – 250 м проводят вспомогательный тоннель или штольню небольшого поперечного сечения. Способ целесообразно использовать для строительства протяженных тоннелей глубокого заложения в массиве крепких пород, в которых детальные геологоразведочные изыскания затруднены и отсутствуют сведения для достоверного прогнозирования горно-геологических условий по трассе.

Для сооружения транспортных тоннелей различного назначения со сборной чугунной тубинговой обделкой и сборной железобетонной обделкой в устойчивых породах с частично и полностью механизированной разработкой забоя фрезерным рабочим органом или буровзрывным способом с машинным

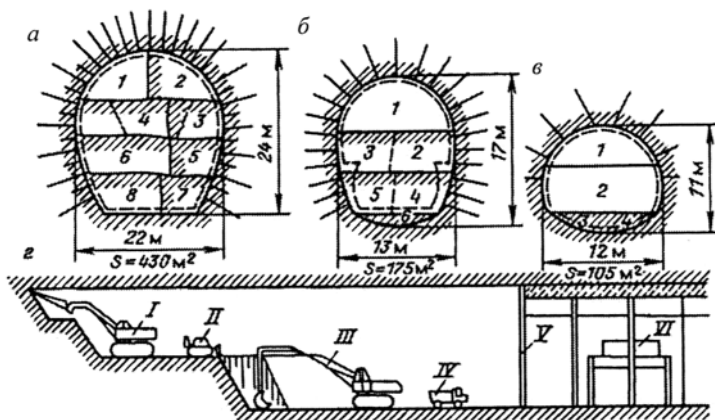


Рис. 13.8. Схема работ способом ступенчатого забоя:

a, б, в – формы поперечного сечения тоннелей; *z* – продольный разрез тоннеля; *I* – комбайн со стреловидным рабочим органом; *II* – бульдозер; *III* – экскаватор; *IV* – автосамосвал; *V* – опалубка; *VI* – перестановщик опалубки; *1* – 8 – последовательность выемки пород в забое

обуриванием забоя применяются *горные (бесщитовые) частично и полностью механизированные комплексы.*

В табл. 13.1 приведена техническая характеристика горных (бесщитовых) механизированных комплексов, а на рис. 13.9 — общий вид бесщитового механизированного комплекса АБТ-5,5М.

Основными элементами этих комплексов являются проходческий комбайн или бурильная установка, укладчик тоннельной обделки, тележка для первичного нагнетания, подвижные платформы, платформа со стрелочным переводом, платформы со вспомогательным оборудованием, подвижные звенья пути, соединяющие откаточные пути комплекса с временными путями в комплексе.

Таблица 13.1

Характеристика горных (бесщитовых) механизированных комплексов

Техническая характеристика	Комплексы для перегонных тоннелей		Комплекс для станционных тоннелей
	АБТ-5,5М	КПМ-11	КПМ-21
Длина, м	28,7	23,4	22,0
Диаметр проходимой выработки, м	5,6	5,6	8,5
Диаметр монтируемой обделки, м	5,1	5,1	7,8
Монтируемая обделка	Чугунные тубинги с плоским лотком, железобетонные блоки		Чугунные тубинги, железобетонные блоки
Коэффициент крепости грунта	6 — 16	6 — 16	6 — 16
Способ разработки	Буровзрывной, машинное обуривание забоя		
Рабочий орган	Бурильные установки		
Растворонасос:			
тип	РН-1; РН-2	ПБН-1,5	ПБН-1,5
число, шт.	2	2	2
Общая установленная мощность, кВт	200	220	214,5
Масса, т	89,5	80,0	110,0

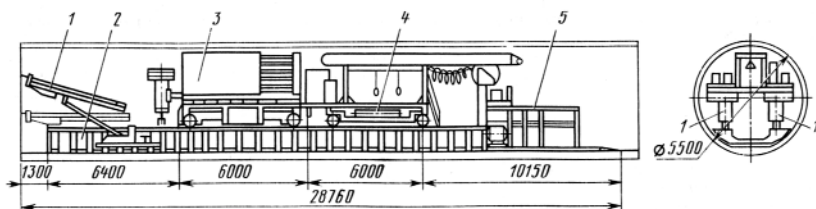


Рис. 13.9. Механизированный проходческий комплекс АБТ-5,5М:

1 – бурильная установка; 2 – платформа; 3 – укладчик; 4 – оборудование для первичного нагнетания раствора за обделку; 5 – платформа со стрелочным переводом

13.4. ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ КОМБАЙНОВОМ СПОСОБЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

В тоннелестроении используют преимущественно комбайны со стреловидным рабочим органом, позволяющие проходить выработки переменного поперечного сечения. Промышленность изготавливает проходческие комбайны трех типоразмеров, предназначенные для проведения горизонтальных и наклонных (до $\pm 10^\circ$) выработок площадью сечения от 4 до 35 м² в грунтах с коэффициентом крепости $f \leq 7$.

В табл. 13.2 приведена техническая характеристика проходческих комбайнов.

На рис. 13.10 дан общий вид наиболее распространенного комбайна 4ПП-2М, электрооборудование которого выполнено в рудничном взрывозащищенном исполнении.

На рис. 13.11 представлена однолинейная принципиальная электрическая схема силовых цепей проходческого комбайна 4ПП-2М.

На схеме показаны электродвигатели: М1 – исполнительного органа; М2 – вентилятора пылеотсоса; М3 – маслонасоса; М4 – питателя; М5 – скребкового конвейера; М6 – прицепного перегружателя; М7 – мостового перегружателя; М8 – левой гусеницы; М9 – правой гусеницы; М10 – насосной установки.

Установленные на комбайне электрические и гидравлические аппараты, а также аппаратура автоматизации позволяют

Таблица 13.2

Характеристика проходческих комбайнов со стреловидным рабочим органом

Техническая характеристика	Тип комбайна					
	4ПУ	КПКС	4ПП-2М	4ПП-5	КП-25	П160
Коэффициент крепости разрабатываемых грунтов	4	5	7	7	6	7
Размеры сечения выработки, м ²	4,0 – 8,2	4,7 – 15,0	9,0 – 25,0	14,0 – 35,0	7,0 – 25,0	9,9 – 33,0
Вид рабочего органа	Продольная резцовая коронка	Профильная или две поперечные резцовые коронки	Подвижная резцовая коронка	Продольная резцовая коронка	Коническая двухскоростная резцовая коронка	Профильная или две поперечные резцовые коронки
Мощность привода рабочего органа, кВт	32	55	120	200	140/70	120
Суммарная мощность электродвигателей, кВт	63	99	365	440	215	237,2
Напряжение питающей сети, В	380; 660	380; 660	660	660	380; 660	380; 660
Масса, т	10,5	19	64	75	40	50

обеспечить управление механизмами комбайна в одном из трех режимов:

- ручном с местного пульта управления;
- дистанционном с переносного пульта управления;
- автоматическом, в процессе которого обработка забоя и погрузка горной массы на скребковый конвейер производится по программе, заданной машинистом комбайна при выполнении образцового цикла управления.

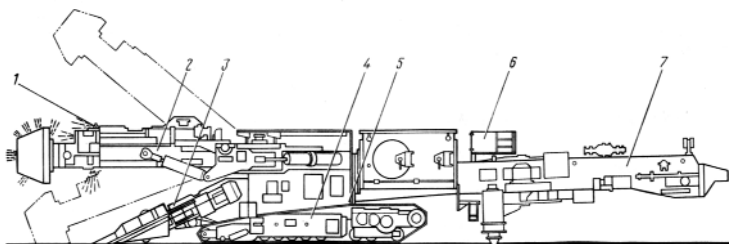


Рис. 13.10. Проходческий комбайн 4ПП-2М:

1 — система орошения; 2 — стреловидный рабочий орган; 3 — питатель; 4 — ходовая гусеничная тележка; 5 — корпус; 6 — пульт управления; 7 — конвейер

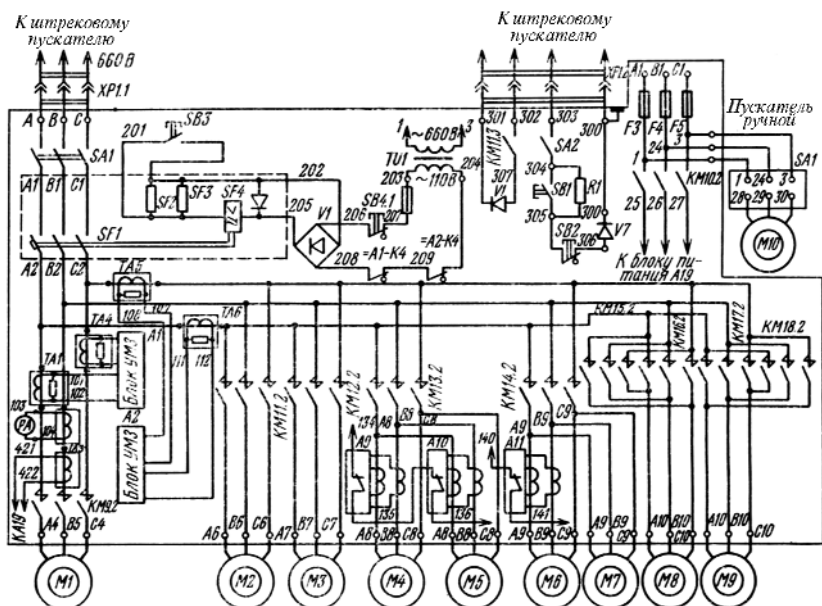


Рис 13.11. Схема электрическая принципиальная силовых цепей проходческого комбайна 4ПП-2М

13.5. ОБОРУДОВАНИЕ ЩИТОВОГО СПОСОБА СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ГПС

Щит проходческий — это подвижная металлическая крепь, предназначенная для защиты зоны проходческих работ от обрушения грунта на период от разработки забоя до возведения обделки тоннеля. Применяют щиты двух типов: частично механизированные и механизированные.

В частично механизированных щитах разработку забоя и его крепление выполняют с применением ручного труда, а остальные процессы механизированы. Погрузку грунта в транспортные средства, как правило, осуществляют автономными погрузочными машинами.

В механизированных щитах все основные процессы механизированы. Вместо выдвижных рабочих платформ и забойных гидроцилиндров механизированные щиты имеют рабочий орган для разработки забоя и встроенные механизмы для выдачи грунта за пределы щита и погрузки его в транспортные средства. Механизированные щиты могут оснащаться системой пылеподавления.

Щиты для сооружения тоннелей закрытым способом имеют круглую форму поперечного сечения, а щиты для открытого способа работ — прямоугольную форму. Щиты в зависимости от размера наружного диаметра делят на малые (до 3,2 м), средние (от 3,2 до 6,0) и большие (более 6,0 м). Для сооружения тоннелей в сложных гидрогеологических условиях применяют щиты с герметическими призабойными камерами, в которых гидростатическое давление в забое уравнивается гидравлической (в том числе тиксотропной), грунтовой или шламовой пригрузкой (грунтовой с тиксотропной добавкой).

На рис. 13.12 представлен общий вид механизированного щита роторного типа КТ-5,6Е21.

В табл. 13.3 приведена характеристика частично механизированных проходческих щитов, а в табл. 13.4 — механизированных щитов с роторным рабочим органом.

Отдельные виды горно-проходческого оборудования объединяют в технологические комплексы, позволяющие механизировать основные операции по сооружению тоннеля (разработка грунта, его погрузка и транспортировка, возведение обделки, транспортировка материалов), максимально повысить производительность труда и темпы работ.

В зависимости от наличия или отсутствия проходческого щита комплексы делятся на щитовые и бесщитовые. В свою оче-

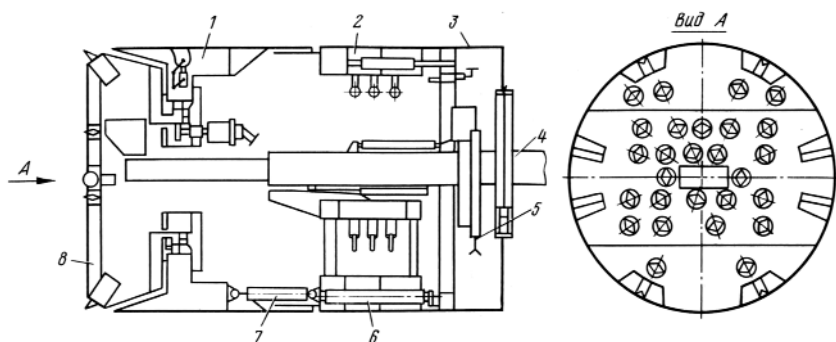


Рис. 13.12. Механизированный щит КТ-5,6Е21:

1 – ножеопорное кольцо; 2 – промежуточная секция; 3 – оболочка; 4 – транспортер; 5 – укладчик обделки; 6 – щитовой гидроцилиндр; 7 – промежуточный гидроцилиндр; 8 – рабочий орган (ротор)

Таблица 13.3

Характеристика частично механизированных проходческих щитов

Показатели	Щиты для перегонных тоннелей метрополитенов				Щиты для станционных тоннелей метрополитенов, для горных тоннелей		
	Щ-19	ШН-1С	ЩН-1Х	Щ-21	Щ-15	СЩ-8,5	СЩ-9,5
Наружный диаметр, мм	5730	5684	5712	6184	8764	8744	9750
Общая длина, мм	5000	5135	4965	5134	5346	4760	4660
Внутренний диаметр оболочки, мм	5560	5560	5560	6060	8590	8570	9576
Число щитовых гидроцилиндров, шт.	18	18	18	19	30	30	36
Число забойных гидроцилиндров, шт.	22	20	20	20	30	28	36
Число платформенных гидроцилиндров, шт.	4	4	4	4	10	10	20
Насосная установка:							
число, шт.	2	2	2	2	2	2	2
мощность электродвигателя, кВт	17	17	17	17	17	17	17
Общая установленная мощность, кВт	36	36	36	36	43	43	39
Масса, т	112,2	102,3	156	115,5	284,9	219,4	286,5

Таблица 13.4

Характеристика механизированных щитов с роторным рабочим органом

Показатели	Тип щита				
	ЩМР-1	КТ1-5,6	КТ-5,6Е21	КТ-6А21	КЩМ-11
Наружный диаметр, мм	5684	5630	5630	6200	5650
Общая длина, мм	5940	5780	9320	9500	7470
Внутренний диаметр оболочки, мм	5560	5560	5100	5300	5100
Привод рабочего органа:					
число	2	2	1	1	1
электродвигателей					
тип электродвигателя	ДП-92	АОП2-92-4	н/д	н/д	н/д
мощность	160	100	1200	500	640
электродвигателя, кВт					
Число гидроцилиндров подачи ротора, шт.	2	1	н/д	н/д	н/д
Число щитовых гидроцилиндров, шт.	16	19	н/д	н/д	н/д
Насосная установка для щита:					
число установок	2	4	н/д	н/д	н/д
мощность электро-	17	22	н/д	н/д	н/д
двигателя, кВт					
Общая установленная мощность, кВт	388	390	1800	1350	850
Напряжение питания комплекса, В	380	380	6000	6000	6000
Масса, т	187,2	154,7	500	380	370

редь и щитовые, и бесщитовые комплексы бывают частично механизированными и механизированными.

Щитовые частично механизированные комплексы состоят из проходческого щита, породопогрузочных машин, блокоукладчиков, технологической тележки для первичного нагнетания раствора за обделку тоннеля и гидроизоляционных работ, плат-

формы со стрелочным переводом и выдвижным звеном. Оборудование, входящее в эти комплексы, связано между собой только технологически и тип его может меняться.

Щитовые механизированные проходческие комплексы состоят из проходческого механизированного щита, укладчика сборной обделки тоннеля с приспособлением для ее обжатия в грунт, технологических тележек, на которых расположено гидро- и электрооборудование комплекса, устройств для вентиляции и пылеподавления, конвейеров и бункеров для выдачи грунта из забоя и погрузки в транспортные средства. Все механизмы этих комплексов конструктивно взаимосвязаны между собой и замене на другие типы оборудования не подлежат.

В комплексах для сооружений тоннелей с монолитно-прессованной бетонной обделкой вместо укладчиков сборной обделки применяют опалубки с механизмом для ее перемещения и устройства для подачи за опалубку бетона и его прессования.

В табл. 13.5 приведена техническая характеристика щитовых проходческих комплексов для сооружения тоннелей со сборной обделкой.

Для сооружения тоннелей открытым способом применяют комплекс КМО 2х5, общий вид которого представлен на рис. 13.13.

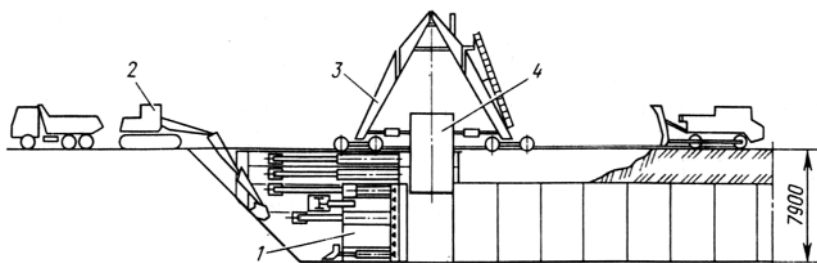


Рис. 13.13. Щитовой механизированный комплекс КМО 2х5:

1 — проходческий щит; 2 — экскаватор; 3 — козловой кран; 4 — цельносекционная обделка

Таблица 13.5

Характеристика щитовых проходческих комплексов для сооружения тоннелей со сборной обделкой

[illegible]

Продолжение табл. 13.5

Техническая характеристика	Частично механизированные комплексы			Механизированные комплексы									
	КМ-22Гп	КМ-34	КМ-34Т	КМ-24.0	КТ1-5,6	КТ-5,6Д2	КТ-5,6Б2	КМ-42	КМ-43	КМ-42М1	КТ-5,6Е2	КТ-6А21	КТ-8,5Д2
Длина комплекса, м	26,9	26,6	27,4	48	39,5	51,3	29,5	26,8	26,9	33,3	70,0	50,0	54,8
Конвейер:													
число, шт.	—	—	—	2	2	2	1	1	1	2	2	—	3
тип	—	—	—	ленточ.	ленточ.	скр.+ ленточ.	ленточ.	ленточ.	ленточ.	ленточ.	ленточ.	—	ленточ.+ 2 скр.
мощность привода, кВт	—	—	—	17; 10	30	7,5; 30	—	7,5	7,5	7,5; 22	—	—	3,2; 15; 28
Растворонагнетатель:													
тип	РН-1	РН-1	РН-1	РН-1	РН-1	РН-1	РН-1	РН-1	РН-1	РН-1	—	—	РН-1
число, шт.	2	2	2	2	1	2	1	2	2	2	—	—	2
мощность эл.двиг., кВт	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	—	—	5,5

Окончание табл. 13.5

Техническая характеристика	Частично механизированные комплексы			Механизированные комплексы									
	КМ-22Гп	КМ-34	КМ-34Т	КМ-24.0	КТ1-5,6	КТ-5,6Д2	КТ-5,6Б2	КМ-42	КМ-43	КМ-42М1	КТ-5,6Е2	КТ-6А21	КТ-8,5Д2
Напряжение питания, В	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	660	660	660
Общая установленная мощность, кВт	57	57	57	450	390	80	95	152	122	151	1800	1350	1200/765
Проектная скорость сооруж. тоннеля, м/мес	75	75	75	150	250	150	120 – 150	120 – 150	120 – 150	120 – 150	300	140 – 200	90
Масса, т	164,4	147,5	160,5	294	200	400	300	188	182	190	500	380	1150

Характеристика щитового комплекса КМО 2х5

(в скобках приведены показатели для двухпутного тоннеля)

Марка проходческого щита КМО 2х5

Тоннельная обделка:

ширина на прямой, мм4530 (9060)

ширина на кривой, мм 4840 (9680)

высота, мм 5080

длина, мм 1480

масса на прямой, т 16,2 (32,4)

масса на кривой, т 16,75 (33,5)

В последнее время при строительстве городских подземных сооружений широко используется проходческая техника известных фирм зарубежного производства: НМЗ (г. Новокраматорск, Украина), Lovat (Канада), Сандвик Тамрок (Финляндия), Херренкнехт (Германия), Кадей и Мицубиси (Япония) и др.

В табл. 13.6 приведена техническая характеристика тоннелепроходческих комплексов зарубежного производства.

Таблица 13.6

Тоннелепроходческие комплексы зарубежного производства

Показатели	Тип тоннелепроходческого комплекса							
	Lovat RME-106	Lovat RME-139	Lovat RME-167	Lovat RME-232	Lovat RME-242	Lovat RME-375	Lovat RME-394	Robbins DS1413
Тип	для смешанных пород		для твердых пород	для смешанных пород				
Режим проходки	с грунтопригрузом		открытый	с грунтопригрузом			открытый	
Диаметр резания, м	2,728	3,562	4,252	5,914	6,164	9,544	10,2	4,3
Общая длина ТПК, м	55	67	62,5	70	85	125	123	260
Масса, т	131	160	160	374	330	1115	1500	600
Установленная мощность, кВт	428	800	1500	1398	1952	3500	7000	2530
Тип обделки	Сборная железобетонная обделка							

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие способы строительства объектов ГПС Вы знаете?
2. В чем заключается способ строительства коллекторного тоннеля с передвижной механизированной крепью?
3. Объясните схему прокладки трубопровода микрошитом.
4. Чем отличается метод продавливания от прокола при строительстве объектов ГПС?
5. Перечислите состав оборудования установки горизонтального бурения типа УГБ.
6. Перечислите схемы организации работ при горном способе строительства объектов ГПС.
7. Приведите характеристики горных (бесщитовых) механизированных комплексов.
8. Приведите характеристики проходческих комбайнов со стреловидным рабочим органом.
9. Опишите принципиальную электрическую схему силовых цепей проходческого комбайна 4ПП-2М.
10. Дайте понятие проходческого щита.
11. Перечислите состав механизированного щита КТ-5,6 Е21.
12. Приведите характеристики частично и полностью механизированных проходческих щитов отечественного производства.
13. Приведите состав щитового механизированного комплекса КМО 2х5.
14. Дайте характеристику проходческих щитов зарубежного производства.

РЕФЕРАТЫ

1. Способы строительства объектов ГПС.
2. Бесщитовые горные механизированные комплексы.
3. Проходческие комбайны при строительстве объектов ГПС.
4. Частично механизированные проходческие щиты.
5. Проходческие комплексы зарубежного производства.

6. Механизированные проходческие щиты отечественного производства.

14. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СГПС

14.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основными потребителями электрической энергии являются промышленные предприятия. Они расходуют более половины всей энергии, вырабатываемой в нашей стране. Ввод в действие новых предприятий, расширение существующих, рост энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологии во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения.

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

Рост концентрации горных работ и производственной мощности современных горных предприятий влечет за собой увеличение мощности электроустановок и потребления электроэнергии. На объектах строительства городских подземных сооружений в настоящее время используются мощные проходческие комплексы с единичной мощностью до 7000 — 10 000 кВт и более. Поэтому рациональное использование электроустановок и максимальная экономия электроэнергии имеют большое значение. Значительное потребление электрической энергии на предприятиях горного профиля оказывает влияние на себестоимость продукции.

Основными энергетическими показателями предприятий горного профиля являются коэффициент мощности $\cos \varphi$, степень компенсации реактивной мощности $\tan \varphi$, стоимость электроэнергии, удельный расход на единицу продукции и электровооруженность труда.

14.2. КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ

Все процессы в электрических системах можно охарактеризовать тремя параметрами: напряжением U , силой тока I и мощностью P . Но для удобства расчетов и учета применяются и другие параметры, в том числе реактивная мощность Q . Существует несколько определений реактивной мощности. Например, в курсе ТОЭ сказано, что реактивная мощность, потребляемая индуктивностью и емкостью, идет на создание магнитного и электрического полей. Индуктивность рассматривается как потребитель реактивной мощности, а емкость — как ее генератор.

Мощность в цепи постоянного тока равна произведению силы тока I и напряжения U :

$$P = I \cdot U.$$

Для характеристики мощности цепи переменного тока требуется дополнительный указатель, отражающий разность фаз тока и напряжения, — угол φ (рис. 14.1, *a*).

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 основании этих выражений полная мощность S представляется гипотенузой прямоугольного треугольника (рис. 14.1, *б*), один катет которого представляет собой активную мощность $P = S \cos \varphi$, а другой катет — реактивную мощность $Q = S \sin \varphi$. Из треугольника мощности получают следующие зависимости:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (14.1)$$

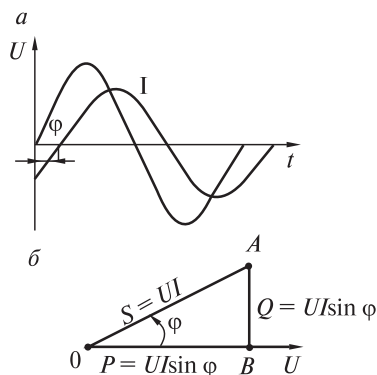


Рис. 14.1. Соотношение полной, активной и реактивной мощностей в цепи переменного тока:

a — изменение тока и напряжения; b — треугольник мощностей

$$\cos \varphi = P / S; \quad \operatorname{tg} \varphi = Q / P, \quad (14.2)$$

где $\cos \varphi$ — коэффициент мощности; $\operatorname{tg} \varphi$ — коэффициент реактивной мощности.

Итак, для характеристики мощности в цепи переменного тока введены понятия полной S , активной P и реактивной Q мощностей и $\cos \varphi$. Для расчета реактивной мощности удобнее пользоваться не $\cos \varphi$, а $\operatorname{tg} \varphi$, так как расчетное значение реактивной мощности можно легко найти из выражения

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (14.3)$$

Величина $\operatorname{tg} \varphi$ с приближением угла φ к нулю позволяет найти значение Q_p с меньшей погрешностью, чем величина $\cos \varphi$, так как в зоне малых углов φ , где $\cos \varphi = 0,95$, изменение коэффициента мощности на 1 % приводит к изменению коэффициента реактивной мощности на 10 %. Поэтому в настоящее время $\operatorname{tg} \varphi$ в основном и используют для характеристики Q .

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 состав-

вляющую P , но и реактивную составляющую индуктивного характера Q , необходимую для создания магнитных полей, без которых процессы преобразования энергии, рода тока и напряжения невозможны. Выражение реактивной мощности асинхронного двигателя (АД) можно представить в виде выражения

$$Q_{\text{АД}} = Q_0 + Q_{\text{н}} K_3^2, \quad (14.4)$$

где Q_0 — реактивная мощность намагничивания (т. е. холостого хода АД); $Q_{\text{н}}$ — потери реактивной мощности в АД на рассеяние при номинальной нагрузке; K_3 — коэффициент загрузки АД, $K_3 = P/P_{\text{н}}$.

Реактивная мощность, потребляемая трехфазными силовыми трансформаторами $Q_{\text{т}}$, расходуется, как и в АД, на намагничивание магнитопровода трансформатора $Q_{\text{то}}$ и на создание полей рассеяния $Q_{\text{т.р}}$:

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{то}} + Q_{\text{т.р}} K_{3,\text{т}}^2, \quad (14.5)$$

где $K_{3,\text{т}}$ — коэффициент загрузки трансформатора.

Потребление реактивной мощности трансформаторами 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 достигает 3 — 4, а в некоторых случаях до 5 — 6, суммарная мощность трансформаторов во много раз больше, чем АД. Поэтому расходы реактивной мощности в АД и в трансформаторах в энергосистеме соизмеримы.

На рис. 14.2, *а* показан пример распределения потерь $\Delta Q_{\text{п}}$ реактивной мощности в эквивалентной электропередаче: электростанция — потребитель, а на рис. 14.2, *б* приведены векторные диаграммы токов I и напряжений U для узлов *А, Б, В, Г, Д* этой конкретной передачи, на которой показано изменение угла φ от 22 до 38,5° по мере приближения от шин электропотребителя, где $\cos \varphi = 0,785$, к шинам генераторного напряжения электростанций, где $\cos \varphi = 0,927$. Вырабатываемая на электростанциях реактивная мощность при $\cos \varphi = 0,927$ составляет около 80 % суммарной активной мощности системы. Даже при таком $\cos \varphi$ все

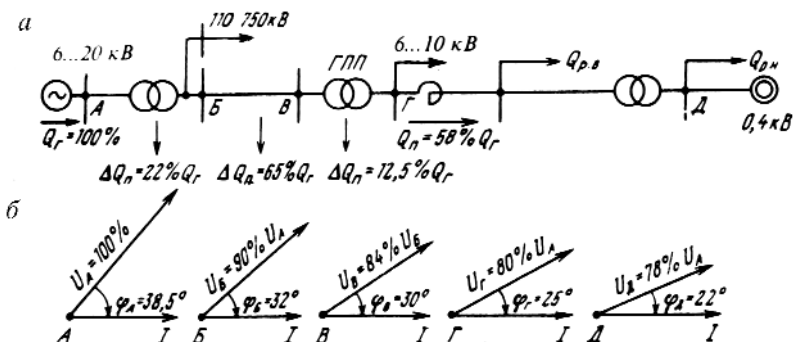


Рис. 14.2. Распределение потерь ΔU_{Π} реактивной мощности в эквивалентной схеме энергосистемы (а) и изменение угла φ и напряжения в цепи электростанция – потребитель в узлах А, Б, В, Г, Д (б)

участки электропередачи очень сильно загружены реактивной мощностью: на каждую 1 тыс. кВт мощности от станции требуется передача 800 квар реактивной мощности в начале передачи и 400 квар — в конце. Это приводит к повышенным токовым нагрузкам сетей и, как следствие, к увеличению затрат на сооружение сети и к повышенным потерям электроэнергии, а также к ухудшению качества напряжения вследствие больших его потерь.

Передача значительной реактивной мощности по элементам системы электроснабжения СЭС невыгодна по следующим основным причинам:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах СЭС, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной P и реактивной Q мощностей через элемент сети с сопротивлением R потери активной мощности определяются по формуле

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_P + \Delta P_Q. \quad (14.6)$$

Дополнительные потери активной мощности ΔP_Q , вызванные передачей реактивной мощности, 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

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_P + \Delta U_Q, \quad (14.7)$$

где ΔU_P , ΔU_Q — потери напряжения, обусловленные соответственно активной и реактивной мощностью.

Дополнительные потери напряжения приводят к снижению качества напряжения и к дополнительным затратам на ввод средств регулирования напряжения.

3. Загрузка реактивной мощностью линий электропередачи и трансформаторов требует увеличения площади сечений проводов воздушных и кабельных линий, номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и оборудования ячеек распределительных устройств.

Из сказанного следует, что технически и экономически целесообразно предусматривать дополнительные мероприятия по уменьшению потребляемой реактивной мощности.

14.3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

14.3.1. Мероприятия по уменьшению потребления реактивной мощности

Основные причины повышенного потребления реактивной мощности и, как следствие, снижения величины $\cos \varphi$:

- работа асинхронных двигателей и трансформаторов при неполной загрузке;
- несовершенство конструкций асинхронных двигателей (большой воздушный зазор между статором и ротором);
- некачественный ремонт двигателей;
- повышение напряжения сети.

Для уменьшения потребления реактивной мощности следует предусмотреть дополнительные мероприятия, которые можно

разделить на две группы: снижение потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии без применения компенсирующих устройств и с применением компенсирующих устройств.

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности должны рассматриваться в первую очередь, поскольку для их осуществления, как правило, не требуется значительных, капитальных вложений. К ним относятся:

- повышение загрузки незагруженных двигателей. Если нагрузка двигателей составляет менее 40 % номинальной, то они должны быть заменены менее мощными. Если нагрузка двигателей составляет более 70 % номинальной, то замена двигателя нецелесообразна. Если нагрузка колеблется в пределах 40 – 70 %, то целесообразность замены подтверждается технико-экономическими расчетами;

- ограничение времени работы двигателей на холостом ходу с помощью специальных ограничителей;

- уменьшение сферы применения асинхронных двигателей с фазным ротором и, если позволяет технологический процесс, замена их двигателями с короткозамкнутым ротором;

- широкое применение синхронных двигателей и замена ими асинхронных двигателей там, где это возможно и экономически выгодно, с учетом того что при работе с перевозбуждением синхронный двигатель имеет отрицательный сдвиг по фазе (ток опережает напряжение) и становится генератором реактивной энергии, компенсируя тем самым реактивную мощность;

- повышение качества ремонта двигателя;

- замена или временное отключение недозагруженных трансформаторов. Если трансформатор постоянно работает с недогрузкой и средняя нагрузка его составляет менее 30 %, его следует заменить на трансформатор меньшей мощности.

Мероприятия второй группы по уменьшению передачи реактивной мощности предприятиями от энергосистемы предусматривают установку специальных компенсирующих устройств на предприятиях для выработки реактивной мощности в местах ее

потребления. В качестве компенсирующих устройств могут использоваться синхронные двигатели большей мощности, чем это требуется для привода рабочей машины, синхронных компенсаторов и статических конденсаторов.

Синхронные компенсаторы представляют собой синхронные двигатели облегченной конструкции, вращающиеся вхолостую (без нагрузки на валу) и используемые как генераторы реактивной энергии.

На рис. 14.3 представлена векторная диаграмма, поясняющая принцип компенсации реактивной мощности с помощью конденсатора.

Из диаграммы видно, что подключение конденсатора C уменьшило угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки и соответственно повысило коэффициент мощности нагрузки. Уменьшился потребляемый из сети ток от I_1 до I_2 , т. е. на ΔI .

Реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы Q_3 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 применяют счетчики с указателями 30-минутного максимума. При отсутствии специальных счетчиков для контроля за наибольшей потребляемой реактивной энергией используются записи обычных счетчиков. Записи под-

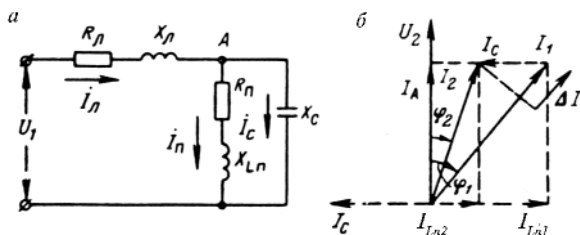


Рис. 14.3. Схема замещения (а) и векторная диаграмма цепи линия — приемник электроэнергии (б) при параллельном включении конденсатора

лежат 30-минутные показания счетчиков в часы максимума системы и их показания к началу и концу суточного ночного провала активной нагрузки данной энергосистемы.

Задачи компенсации реактивной мощности должны решаться в соответствии с Указаниями по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях комплексно с энергосистемами с учетом регулирования напряжения района, в котором расположено промышленное предприятие. Выбор параметров компенсирующих устройств, их размещение в системе электроснабжения представляют собой технико-экономическую задачу и определяются условиями наибольшей экономичности по минимуму приведенных затрат.

В настоящее время при расчете за потребление электроэнергии предприятие не оплачивает показатели за расход реактивной мощности. Ранее для стимулирования проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности на действующих предприятиях Госэнергонадзором была 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:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{э}} = Q_{\text{э}} / P_{\text{м.э}}; \operatorname{tg} \varphi_{\text{м}} = Q_{\text{м.ф}} / P_{\text{м.э}},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{э}}$ – оптимальный коэффициент реактивной мощности, заданный энергосистемой; $P_{\text{м.э}}$ – заявленная предприятием активная мощность, участвующая в максимуме энергосистемы и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией, кВт; $Q_{\text{э}}$ – оптимальная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума активной нагрузки, заданная энергосистемой на границе раздела сетей системы и предприятия и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией, квар; $Q_{\text{м.ф}}$ – фактическая реактивная нагрузка предприятия, участвующая в максимуме энергосистемы, квар; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{м}}$ – фактический коэффициент реактивной мощности.

14.3.2. Компенсирующие устройства

Для компенсации реактивной мощности используются батареи конденсаторов, синхронные машины и специальные статические источники реактивной мощности.

Батареи конденсаторов — специальные емкостные компенсирующие устройства, предназначенные для выработки реактивной мощности. Основным недостаток конденсаторов — при понижении напряжения в сети они снижают выдачу реактивной мощности пропорционально квадрату напряжения, в то время как требуется ее повышение. Регулирование мощности конденсаторной батареи 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 емкости и индуктивности. Известно, что при перевозбуждении синхронной машины генерируется реактивная составляющая тока статора и ее значение растет при увеличении силы 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 конденсаторной батарее (см. рис. 14.3, б). Перевозбужденная синхронная машина генерирует передающий ток, подобно емкости. В системах электроснабжения предприятий используют синхронные машины всех видов. Наиболее широкое применение находят синхронные двигатели в приводах производственных машин и механизмов, не требующих регулирования частоты вращения. Синхронные генераторы обладают, как и синхронные двигатели, плавным и автоматическим регулированием генерации реактивной мощности в функции напряжения сети. В отличие от синхронного двигателя передача реактивной мощности от генераторов осуществляется на значительное расстояние, поэтому использование генераторов в качестве источников реактивной мощности ограничивается технико-экономическими условиями режима энергосистемы.

Синхронные компенсаторы предназначены специально для выработки и потребления реактивной мощности. Удельная стоимость (руб/квар) и удельные потери (кВт/Мвар) в синхронных компенсаторах значительно больше, чем в синхронных двигателях, так как они целиком приходятся на реактивную мощность, кроме того, добавляются расходы на их эксплуатацию. При большом дефиците реактивной мощности в точке подключения потребителей, когда требуется в некоторых случаях плавное и быстродействующее средство регулирования напряжения, оказывается выгодным применение синхронных компенсаторов.

Недостатки синхронного компенсатора связаны с его худшими по сравнению с конденсаторами экономическими показателями:

- повышенные потери активной мощности;
- повышенные удельные капитальные вложения;
- большая масса и вибрация, из-за чего необходима установка синхронных компенсаторов на массивных фундаментах;
- необходимость применения водородного и воздушного охлаждения с водяными охладителями; необходимость постоянного дежурства эксплуатационного персонала на подстанциях с синхронными компенсаторами.

Кроме того, заданную мощность конденсаторов можно дробить для максимального приближения их к потребителям или при необходимости наращивать мощность конденсаторных батарей в процессе роста нагрузок, что невозможно при применении синхронных компенсаторов.

С целью компенсации реактивной мощности с 70-х годов прошлого века на предприятиях широко использовались конденсаторные установки (КУ). Они состояли из группы громоздких косинусных конденсаторов, размещенных в одном корпусе. Подключение КУ к сети обычно производил с помощью рубильника штатный электрик. В соответствии с первыми инструкциями по компенсации реактивной мощности предприятия не были заинтересованы в отключении активизированных КУ в часы

минимальных нагрузок. Активное состояние КУ при отключенной нагрузке приводило к перекомпенсации реактивной мощности в энергосистеме (в ночные и обеденные часы, в праздничные и выходные дни). Кроме того, необходимость постоянного контроля со стороны человека за функционированием КУ являлось их узким местом. Перекомпенсация реактивной мощности приводит к потерям мощности в электросети, перенапряжению сети и усложнению средств регулирования напряжения. Эффект перекомпенсации часто крайне нежелателен. Минэнерго СССР старалось автоматизировать управление КУ и исключить явления перекомпенсации, однако появившиеся аналоговые блоки управления КУ (регуляторы реактивной мощности) характеризовались невысокой надежностью.

Спад промышленного производства в России в 90-х годах привел к снижению потребления электроэнергии большинством предприятий. Энергетики по указанию сверху либо по собственной инициативе стремились отключить от сети КУ, хлопотные с точки зрения регулирования и обслуживания. Постепенно КУ устаревали и выходили из строя. В настоящее время ситуация быстро меняется. Современное массовое производство в России характеризуется повышенным потреблением электроэнергии. Многие предприятия загружены на полную мощность, развитие энергосистемы не успевает компенсировать эту нагрузку. Пытаясь решить проблему недостатка мощности, ОАО «Мосэнерго», к примеру, активно проектирует и вводит в строй все новые трансформаторные подстанции, однако оборудование большинства существующих ТП сильно изношено и не может соответствовать всем требованиям.

Повсеместная компенсация реактивной мощности в значительной степени поможет решить проблемы пропускной способности сети, снизить потери электроэнергии в подводящих линиях и трансформаторах, повысить напряжение сети и улучшить качество электроэнергии за счет фильтрации гармоник и импульсных помех. Компенсация реактивной мощности позволит потребителям получать при той же полной мощности тран-

сформатора большую полезную мощность при том же сечении кабелей и номиналах трансформаторов.

В настоящее время готовятся к выпуску Методические указания, устанавливающие новые скидки и надбавки к тарифу по оплате электроэнергии потребителем в зависимости от степени компенсации реактивной мощности, в том числе в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию, поставляемую ему по договору электроснабжения.

Согласно Приказу № 49 Минпромэнерго РФ от 22 февраля 2007 г. «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)» установлены предельные коэффициенты реактивной мощности ($\operatorname{tg} \varphi$ и $\cos \varphi$) в зависимости от точки присоединения потребителя к электрической сети (табл. 14.1).

Современные низковольтные установки реактивной мощности УКРМ-0,4 (рис. 14.4, а) работают в автоматическом режиме благодаря микропроцессорным контроллерам (регуляторам). Такой блок управления автономно поддерживает заданный в его памяти пользователем коэффициент мощности нагрузки, например $\cos \varphi = 0,94$, и подключает к сети либо отключает необходимое число конденсаторных ступеней. Коммутация конденсаторов в современных УКРМ-0,4 осуществляется посред-

Таблица 14.1

Предельные значения коэффициентов $\operatorname{tg} \varphi$ и $\cos \varphi$

Точка присоединения потребителя на напряжение (кВ)	Коэффициенты	
	$\operatorname{tg} \varphi$	$\cos \varphi$
0,4	0,35	0,94
6-20-35(60)	0,4	0,93
110(154)	0,5	0,89



Рис. 14.4. Модульная автоматическая конденсаторная установка УКРМ-0,4 (а) и сухие (газонаполненные) конденсаторы (б)

ством специализированных конденсаторных контакторов. Применение таких контакторов исключает обычные броски тока, сопровождающие коммутацию конденсаторов (бросок тока уменьшается примерно на порядок) за счет коммутации опережающих контактов контактора, имеющих большое омическое сопротивление.

Компоненты изготавливаемых ранее КУ, в особенности конденсаторы и аналоговые блоки управления, имели большие габариты. Соответственно и сами КУ занимали большое пространство в ТП. Современные технологии обеспечивают компактность УКРМ: они проектируются в навесном исполнении при номинальной реактивной мощности примерно до 200 квар. Для сравнения: чтобы повысить коэффициент мощности трехфазного двигателя мощностью 75 кВт от 0,6 до 0,93 требуется УКРМ мощностью всего 70 квар. В случае групповой нагрузки (например, несколько двигателей), обладающей реактивной мощно-

стью более 200 квар, комплектующие УКРМ монтируются в напольном шкафу, который обычно имеет модульную конструкцию (см. рис. 14.4, *а*). Модульный принцип упрощает процедуру наращивания реактивной мощности КУ, а также замены в случае необходимости комплектующих.

Микропроцессорные регуляторы УКРМ снабжаются жидкокристаллическим (ЖКИ) либо светодиодным дисплеем. ЖКИ более информативен, так как на нем отображается большее число элементов/символов. Обычно он используется для поддержки разветвленного меню регулятора. С другой стороны, ЖКИ боится более низких температур: обычно -10°C — нижний предел рабочей температуры регуляторов с ЖКИ. Регуляторы со светодиодным дисплеем рассчитываются на низкие температуры: до -40°C . Кроме того, символы дисплея таких регуляторов лучше видны в условиях плохой освещенности. Для измерения $\cos \varphi$ сети, а также вспомогательных параметров к регулятору УКРМ-0,4 подводят напряжение сети и ток (через измерительный трансформатор тока).

Современные компактные конденсаторы производятся по пленочной технологии и имеют цилиндрическую форму (см. рис. 14.4, *б*). Клеммная колодка обеспечивает возможность простого присоединения кабеля со втулочным наконечником. Вместо традиционного масла в конденсаторах применяется смесь на основе эпоксидной смолы. После пропитки конденсаторов эта смесь застывает, поэтому конденсаторы принято называть "сухими". Но наиболее совершенными являются сухие конденсаторы, наполненные инертным газом. Дело в том, что в случае возникновения локального пробоя диэлектрика конденсатора инертный газ заполняет образовавшуюся полость, предупреждая тем самым доступ воздуха, который мог бы поддержать горение.

Современные конденсаторы снабжаются встроенными предохранителями и разрядными резисторами. Кроме того, они обладают функцией самовосстановления — не повреждаются даже при значительных скачках напряжения и перегрузках сети.

Трехфазный конденсатор состоит из трех однофазных. Наибольшая величина реактивной мощности современных косинусных конденсаторов составляет 50 квар. Поэтому наиболее рентабельной и простой в исполнении является реализация УКРМ со ступенями регулирования, реактивная мощность которых является результатом деления 50 или 25 квар пополам. Таким образом, рационально использовать конденсаторы и конденсаторные контакторы с реактивной мощностью, равной или кратной 50, 25 и 12,5 квар.

Кроме низковольтных регулируемых (автоматических) УКРМ в последнее время получают распространение также регулируемые УКРМ на напряжение 6,3 и 10,5 кВ. Коммутация конденсаторов в этих УКРМ осуществляется посредством вакуумных контакторов, а регулятор подключается к сети (по напряжению) через измерительный трансформатор напряжения. УКРМ-6,3 и УКРМ-10,5 комплектуются трехфазными конденсаторами соответствующего напряжения. Однофазные косинусные конденсаторы производятся и на более высокое напряжение (например, на 24 кВ). Они в основном используются для построения батарей статических конденсаторов, рассчитанных на напряжение 35, 110 кВ и выше.

14.3.3. Схемы присоединения конденсаторных установок

Конденсаторные установки классифицируют по номинальному напряжению, числу фаз, роду установки, виду пропитки и габаритам [30].

Отечественная промышленность выпускает конденсаторы на следующие номинальные напряжения: 220, 380, 500, 660, 1050, 3150, 6300, 10 500 В. Конденсаторы выпускают в однофазном или трехфазном исполнении как для наружных, так и для внутренних установок серий КМ (с пропиткой синтетическими диэлектриками) мощностью от 12 до 100 квар. Конденсаторы собираются в комплектные конденсаторные установки (ККУ) серии УК-0,38 на напряжение 380 В мощностью 110 – 900 квар и серии УК-6/10 на напряжение 6/10 кВ мощностью 450 –

1800 квар. ККУ размещаются в специальных шкафах с аппаратурой контроля, защиты и автоматического управления. Для управления конденсаторами напряжением до 1 кВ применяют контакторы и автоматические выключатели, а напряжением более 1 кВ — выключатели нагрузки или разъединители. Современные КУ на напряжение до 1 кВ типа УКРМ рассмотрены в п. 14.3.2.

На рис. 14.5 приведены схемы присоединения КУ 0,4 кВ в сетях напряжением 380 В.

В осветительных сетях с лампами типа ДРЛ используют трехфазные КУ (рис. 14.5, *а*), в силовых сетях — одно- и трехфазные КУ, соединенные треугольником, которые подключают под общий выключатель с электроприемником или через отдельные выключатели непосредственно к шинам распределительных щитов напряжением 380 В (рис. 14.5, *б* — *д*).

КУ напряжением 6 — 10 кВ комплектуют и соединяют по схеме треугольника или звезды (рис. 14.6, *а*, *б*). Для регулирования мощности крупных КУ 6 — 10 кВ применяют секционированные схемы. Схемы соединений отдельных секций КУ могут иметь выключатель на каждой секции или один главный выключатель В для нескольких секций, каждая из которых оборудована выключателем облегченного типа ВС, предназначенным для коммутации секций при автоматическом регулировании (рис. 14.6, *в*).

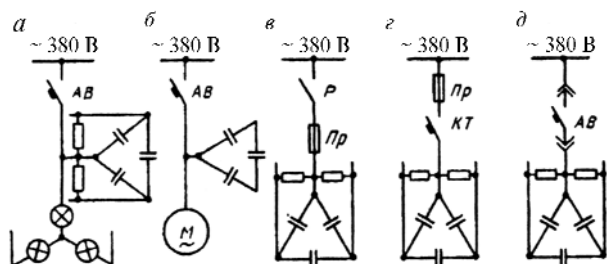


Рис. 14.5. Схемы присоединения конденсаторных установок 0,4 кВ в сетях напряжением 380 В

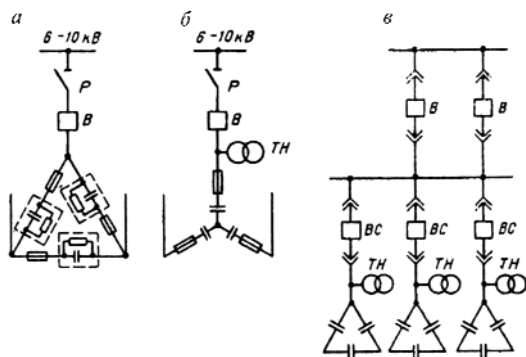


Рис. 14.6. Схемы присоединения конденсаторных установок в сетях напряжением 6 – 10 кВ

При отключении КУ от сети в ней остается электрический заряд, напряжение которого примерно равно напряжению сети в момент отключения. Для быстрого снижения напряжения на зажимах отключаемой от сети КУ предусматривают специальные активные или индуктивные резисторы, которые подключают параллельно конденсаторам.

Каждая КУ имеет общую защиту от токов КЗ. Для этого на три фазы устанавливают максимальную токовую защиту мгновенного действия. Отдельные конденсаторы защищаются плавкими предохранителями.

14.3.4. Автоматическое регулирование мощности КУ

При минимальной нагрузке потребителя мощность КУ должна быть уменьшена, так как поступление избыточной емкостной нагрузки в сеть вызывает повышение напряжения и увеличивает потери электроэнергии. При максимальной нагрузке и недостаточной мощности КУ наблюдается недокомпенсация реактивной мощности, снижение уровня и качества напряжения и увеличение потерь электроэнергии. Для более экономичной работы КУ применяют автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей и других видов КУ.

Регулирование может осуществляться в зависимости от силы тока нагрузки, времени суток, коэффициента мощности и напряжения. Наибольшее применение получило регулирование по напряжению, применяемое в тех случаях, когда кроме повышения коэффициента мощности требуется поддержать напряжение потребителей на уровне номинального.

На рис. 14.7 представлена схема автоматического одноступенчатого регулирования мощности конденсаторной установки по уровню напряжения в сети. Схему можно использовать в КУ напряжением выше 1 кВ, но преимущественно — в сетях напряжением до 1 кВ. В последнем случае реле напряжения подключают непосредственно к сети. При понижении напряжения срабатывает реле напряжения 1Н и, замкнув свой контакт в цепи реле времени 1В, с выдержкой времени включает конденсаторную установку. При повышении напряжения срабатывает реле 2Н и реле 2В отключает установку от сети. Для более точной настройки схемы в цепи реле 1Н и 2Н включены добавочные сопротивления ДС. Для отстройки от кратковременных колебаний напряжения выдержки времени реле принимаются равными 2 — 3 мин.

Для ручного управления установкой ключ управления переводится в положение Р. Подача напряжения на соленоид включе-

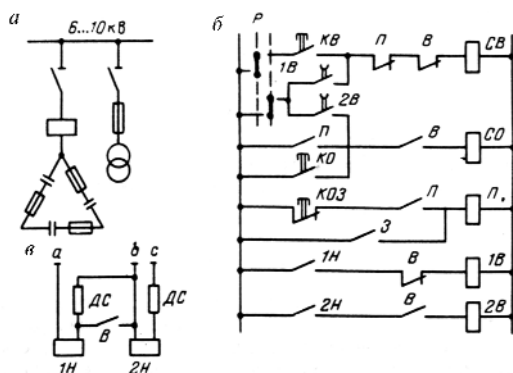


Рис. 14.7. Схема одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной установки:

а — цепи трансформатора напряжения; *б* — цепи питания реле 1В и 2В при регулировании по времени суток; *в* — цепи оперативного тока

ния СВ привода выключателя осуществляется кнопкой включения КВ, отключение выключателя — кнопкой КО в цепи соленоида отключения СО. Отключение защитой осуществляет промежуточное реле П, которое срабатывает при кратковременном замыкании контакта 3 реле защиты. Замкнув контакты в цепи своей обмотки и в цепи СО, реле П самоудерживается, обеспечивая надежное отключение выключателя, и предотвращает включение на короткое замыкание, разомкнув контакт П в цепи СВ. Схема возвращается в исходное положение после срабатывания релейной защиты нажатием кнопки КОЗ, в результате чего реле П теряет питание.

Многоступенчатое автоматическое регулирование комплектными конденсаторными установками обеспечивается устройством типа АРКОН, структурная схема которого показана на рис. 14.8.

Регулятор АРКОН позволяет осуществлять регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению или по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними. Регулятор состоит из командного блока и представляющего собой набор приставок программного блока. Одна программная приставка обеспечивает коммутацию от одного до трех секций КУ. При регулировании по напряжению на командный блок подается входное напряжение $U_{вх}$ и напряжение питания $U_{пит}$. При регулировании же с коррекцией по току нагрузки, кроме того, подается

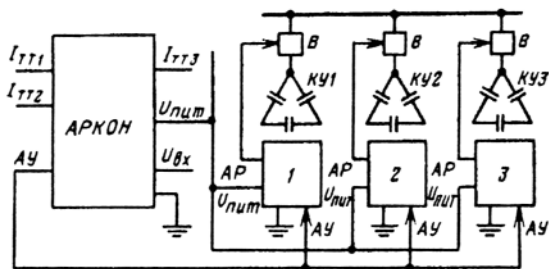


Рис. 14.8. Структурная схема регулятора типа АРКОН

ток свободной фазы с трансформатора тока ввода $I_{\text{тт1}}$ (или же $I_{\text{тт1}}$ и $I_{\text{тт2}}$) и ток $I_{\text{тт3}}$ от трансформатора тока КУ. Командный блок в соответствии с полученным входным сигналом подает программному блоку команду на включение или отключение секции КУЗ.

14.4. УЧЕТ И ТАРИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

14.4.1. Учет электроэнергии

В настоящее время объем и стоимость поставляемой потребителю электрической энергии (мощности) регулируются Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода [19] и Правилами функционирования розничных рынков электрической энергии в период реформирования электроэнергетики [23].

Фактический объем электрической энергии, потребленной Абонентом в расчетном периоде, определяется средствами учета. Существует два вида учета потребления электрической энергии: коммерческий и технический. При коммерческом учете объем потребленной электроэнергии определяется по расчетным счетчикам для финансового расчета с энергоснабжающей организацией. Технический учет электроэнергии происходит по контрольным счетчикам и производится для анализа расхода электроэнергии внутри предприятия на отходящих присоединениях или отдельных электроустановках.

В настоящее время электротехнической промышленностью Российской Федерации выпускается большое количество приборов учета электрической энергии. Так, для условий Москвы и Московской области ОАО «Мосэнергосбыт» для организации учета электроэнергии рекомендует «Перечень приборов учета электрической энергии», который включает в себя более 300 приборов. Все представленные приборы учета электрической энергии (счетчики) можно разбить на три группы:

- однофазные (однотарифные и многотарифные) счетчики, рассчитанные на работу в сети 0,22 кВ (220 В);

- трехфазные (однотарифные и многотарифные) счетчики, рассчитанные на работу в сетях 0,4 кВ (3х220/380 В);
- трехфазные (однотарифные и многотарифные) счетчики, рассчитанные на работу в сетях (6 ÷ 750) кВ.

Однотарифные счетчики выбираются по классу точности, по климатическим условиям, по объединению приборов учета в АСКУЭ по телеметрическому выходу или определенному типу интерфейса (при необходимости), по заводу-изготовителю и другим параметрам.

Многотарифные приборы учета подразумевают организацию многотарифного режима благодаря наличию встроенного в счетчик тарификатора и выбираются по классу точности, по климатическим условиям, по объединению счетчиков в АСКУЭ по типу интерфейсов. При выборе многотарифного счетчика помимо технических характеристик необходимо обращать внимание на функциональные возможности программного обеспечения: глубину задания тарифного расписания, возможность построения графика нагрузки, глубину чтения накопленной информации и др. Помимо технических характеристик необходимо обращать внимание на возможность программирования, проверки программы и т. п.

В последнее время широкое распространение получили трехфазные многофункциональные счетчики типа Меркурий.

Счетчики Меркурий 230 ART предназначены для учета активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных трех-, и четырехпроводных сетях переменного тока частотой 50 Гц через измерительные трансформаторы или непосредственно с возможностью тарифного учета по зонам суток, учета потерь и передачи измерений и накопленной информации об электропотреблении по цифровым интерфейсным каналам. Данные счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе любых информационно-измерительных систем технического и коммерческого учета.

Техническая характеристика счетчиков типа Меркурий

Класс точности при измерении:

активной энергии	0,5S или 1,0S
реактивной энергии	1,0 или 2,0

Номинальное напряжение, В	3·57,7/100 или 3·230/400
Номинальный (макс.) ток, А	5(7,5); 5(60); 10(100)
Максимальный ток в течение 0,5 с, А:	
для $I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$	150
для $I_{\text{НОМ}} = 10 \text{ А}$	200
Стартовый ток (чувствительность), А:	
для $I_{\text{НОМ(макс)}} = 5(7,5) \text{ А}; U_{\text{НОМ}} = 57,7$ или 230 В	0,005
для $I_{\text{НОМ(макс)}} = 5(60) \text{ А}; U_{\text{НОМ}} = 230 \text{ В}$	0,020
для $I_{\text{НОМ(макс)}} = 10(100) \text{ А}; U_{\text{НОМ}} = 230 \text{ В}$	0,040
Активная/полная потребляемая мощность каждой параллельной цепью счетчика, Вт/В·А, не более.....	..0,5/7,5
Полная мощность, потребляемая цепью тока, В·А, не более	0,1
Количество тарифов	4
Количество тарифных сезонов (месяцев).....	12
Скорость обмена, бит/с:	
по интерфейсу CAN и RS-485 300, 600, 1200, 2400, 4800	9600
через инфракрасный порт	9600
Передаточное число основного/поверочного выхода, имп/кВт, имп/квар:	
для ART-00 ($U_{\text{НОМ}} = 57,7 \text{ В}; I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$).....	5000/160 000
для ART-01 ($U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ В}; I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$).....	1000/32 000
для ART-02 ($U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ В}; I_{\text{НОМ}} = 10 \text{ А}$).....	500/16 000
для ART-03 ($U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ В}; I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$).....	1000/160 000
Диапазон температур, °С	от –40 до +55
Межповерочный интервал, лет	10
Масса, кг, не более.....	1,5
Габариты (длина×ширина×высота), мм.....	258x170x74
Счетчик типа Меркурий производит измерение, учет, хранение, вывод на ЖКИ и передачу по интерфейсам <i>IrDA</i> , <i>CAN</i> , <i>RS-485</i> активной и реактивной электроэнергии отдельно по каждому тарифу и суммирование по всем тарифам за следующие периоды времени:	
• всего от сброса показаний;	

- за текущие сутки и на начало суток;
- за предыдущие сутки и на начало суток;
- за текущий месяц и на начало месяца;
- за каждый из 11 предыдущих месяцев и на начало каждого месяца;
- за текущий год и на начало года;
- за предыдущий год и на начало года.

Тарификатор счетчика обеспечивает возможность учета по 4 тарифам в 16 временных зонах суток для четырех типов дней. Каждый месяц программируется по индивидуальному тарифному расписанию. Минимальный интервал действия тарифа в пределах суток — 1 мин.

Возможен учет активной энергии прямого направления в каждой фазе сети.

Возможен учет технических потерь в линиях электропередачи и в силовых трансформаторах.

Дополнительно счетчик обеспечивает измерение следующих параметров электрической сети:

- мгновенных значений активной, реактивной и полной мощности по каждой фазе и по сумме фаз с указанием направления вектора полной мощности;
- действующих значений фазных токов, напряжений, углов между фазными напряжениями;
- частоты сети;
- коэффициентов мощности по каждой фазе и по сумме фаз.

С помощью счетчика осуществляется:

- задание лимитов активной мощности и энергии и программируемое управление внешними устройствами отключения нагрузки потребителя при превышении лимитов;
- передача результатов измерений и учетных данных через интерфейсы *CAN*, *RS-485*, *IrDA*;
- функционирование счетчиков в режиме суммирования фаз «по модулю» для предотвращения хищения электроэнергии при нарушении фазировки подключения токовых цепей счетчика.

14.4.2. Тарификация электроэнергии

Тарифы на электроэнергию устанавливают Региональные энергетические комиссии (РЭК). Такие комиссии существуют во всех регионах России. Они формируются местными органами власти (в Москве — мэрией Москвы, в Подмосковье — правительством Московской области), которые и контролируют работу этих комиссий.

Тариф для конечных потребителей складывается из тарифа на покупку (генерацию), услуги транспорта энергии, сбытовые и прочие услуги. Компании, осуществляющие производство, передачу, сбыт электроэнергии, направляют в РЭК все необходимые материалы с соответствующими расчетами, содержащие информацию о производственных затратах, необходимой для развития прибыли, балансе электроэнергии. Поступившие документы изучаются членами РЭК на предмет обоснованности. Помимо сотрудников комиссии оценкой требований энергетиков занимается специальный экспертный совет, в состав которого входят независимые ученые-экономисты. Начиная с 2003 г. тарифы на электрическую энергию изменяются раз в год.

Тарифы на электроэнергию дифференцируются по категории потребителей исходя из соответствия тарифов по указанным реальным затратам энергоснабжающей организации по производству, передаче и распределению электроэнергии для конкретных групп потребителей, а также равноприбыльности энергоснабжения различных категорий потребителей. В качестве критерия принимается уровень напряжения в точке подключения потребителя к электрической сети электроснабжающей организации с учетом режима использования заявленной максимальной мощности.

В зависимости от величины присоединенной мощности тарифы на электроэнергию подразделяют на одно- и двухставочные.

Одноставочный тариф состоит из платы за 1 кВт·ч отпущенной потребителю активной электрической энергии, учтенной расчетным счетчиком. По одноставочным тарифам электроэнергию оплачивают определенные группы потребителей, в том числе промышленные и приравненные к ним потребители с при-

соединенной мощностью до 750 кВ·А, электрифицированный железнодорожный и городской транспорт и др.

Промышленные предприятия (заводы, шахты, фабрики и т. п.) и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше оплачивают электроэнергию по двухставочному тарифу, состоящему из ставки на электрическую энергию и ставки на электрическую мощность.

Электрическая энергия и мощность поставляются промышленному предприятию на основе Договора энергоснабжения по регулируемым тарифам и свободным (нерегулируемым) ценам. Регулируемый тариф и свободная (нерегулируемая) цена определяются отдельно для электрической энергии и мощности.

Регулируемые тарифы на электрическую энергию и мощность устанавливаются органами, осуществляющими государственное регулирование тарифов, для тарифной группы потребителей, к которой относится Абонент, либо непосредственно для Абонента на соответствующий период регулирования.

Свободные (нерегулируемые) цены на электрическую энергию и мощность рассчитываются МЭС (Компания «Магистральные электрические сети») для каждого расчетного периода в соответствии с действующим законодательством исходя из соответственно средневзвешенной свободной (нерегулируемой) цены на электрическую энергию и средневзвешенной свободной (нерегулируемой) цены на мощность, определенных для расчетного периода организацией инфраструктуры оптового рынка.

Для определения стоимости договорных величин потребления электрической энергии и мощности в расчетном периоде МЭС рассчитывает свободные (нерегулируемые) цены на электрическую энергию и мощность исходя из соответственно прогнозной средневзвешенной свободной (нерегулируемой) цены на электрическую энергию и прогнозной средневзвешенной свободной (нерегулируемой) цены на мощность, определенных для расчетного периода организацией коммерческой инфраструктуры оптового рынка. Прогнозные средневзвешенные свободные (нерегулируемые) цены на электрическую энергию и мощность, а

также средневзвешенные свободные (нерегулируемые) цены на электрическую энергию и мощность публикуются МЭС в порядке и сроки, установленные действующим законодательством.

14.4.3. Порядок определения объема и расчета стоимости поставленной электрической энергии и мощности

Порядок определения объема и расчета стоимости поставленной электрической энергии и мощности (далее Порядок) предназначен для предприятий г. Москвы и Московской обл. [18].

Стоимость электрической энергии и мощности определяется на основании Договора энергоснабжения между энергоснабжающей организацией и промышленным предприятием исходя из двухставочного тарифа, состоящего из ставки на электрическую энергию и ставки на электрическую мощность.

Порядок определения объема и расчета стоимости электроэнергии следующий.

1. Стоимость договорной величины потребления электрической энергии $S^{\text{дог}}$ определяется по формуле

$$S^{\text{дог}} = V_{\text{абонент}}^{\text{дог}} \cdot T^{\text{прогноз}}, \quad (14.8)$$

где $V_{\text{абонент}}^{\text{дог}}$ — договорная величина потребления электрической энергии на расчетный период, установленная Договором энергоснабжения; $T^{\text{прогноз}}$ — прогнозная цена, принимаемая равной цене (ставке двухставочного тарифа) на электрическую энергию, установленной в соответствии с действующим законодательством органами, осуществляющими государственное регулирование тарифов для тарифной группы потребителей, к которой относится Абонент.

2. Суммарный объем электрической энергии в расчетном периоде, поставленной Абоненту по регулируемым и свободным (нерегулируемым) ценам (тарифам), определяется на основании данных измерений (по счетчикам) и предоставляется Абонентом в «Отчете об отпуске и покупке электрической энергии (мощности)» за отчетный период.

3. Объем электрической энергии в расчетном периоде, поставленной по свободным (нерегулируемым) ценам, определяется по формуле

$$V_{\text{абонент}}^{\text{св}} = (V_{\text{абонент}}^{\text{сум}} - V_{\text{абонент}}^{\text{население}}) \frac{V^{\text{сум}} - V^{\text{РД}} - V_{\text{блок-станции}}}{V^{\text{сум}} - V^{\text{население}}}, \quad (14.9)$$

где $V_{\text{абонент}}^{\text{св}}$ — объем электрической энергии в расчетном периоде, поставленной Абоненту по свободным (нерегулируемым) ценам; $V_{\text{абонент}}^{\text{сум}}$ — суммарный объем электрической энергии в расчетном периоде, поставленной Абоненту по регулируемым и нерегулируемым ценам; $V_{\text{абонент}}^{\text{население}}$ — объем электрической энергии, потребленной гражданами-потребителями и приравненными к ним потребителями, учтенный в суммарном объеме электрической энергии в расчетном периоде, поставленном Абоненту; $V^{\text{сум}}$ — общий объем электрической энергии в расчетном периоде, приобретенной МЭС на оптовом и розничном рынках по регулируемым и свободным (нерегулируемым) ценам (тарифам); $V^{\text{РД}}$ — объем электрической энергии в расчетном периоде, приобретенной МЭС по регулируемым ценам на оптовом рынке без учета потерь в электрических сетях ФСК (федеральной сетевой компании); $V_{\text{блок-станции}}$ — объем электрической энергии в расчетном периоде, приобретенной МЭС по регулируемым ценам на розничном рынке; $V^{\text{население}}$ — суммарный объем электрической энергии в расчетном периоде, потребленный гражданами-потребителями и приравненными к ним потребителями.

4. Объем электрической энергии в расчетном периоде, поставленный Абоненту по регулируемым ценам (тарифам), определяется по формуле

$$V_{\text{абонент}}^{\text{рег}} = V_{\text{абонент}}^{\text{сум}} - V_{\text{абонент}}^{\text{св}}. \quad (14.10)$$

5. Суммарная стоимость электрической энергии по Договору энергоснабжения в расчетном периоде определяется как сумма стоимости электрической энергии, поставляемой Абоненту

ту по регулируемой цене (тарифу), и стоимости электрической энергии, поставленной Абоненту по свободной (нерегулируемой) цене, и рассчитывается по следующей формуле:

$$S = V_{\text{абонент}}^{\text{рег}} \cdot T^{\text{розн}} + V_{\text{абонент}}^{\text{св}} \cdot \Pi^{\text{св}}, \quad (14.11)$$

где S — суммарная стоимость электрической энергии по Договору в расчетном периоде по регулируемым и свободным (нерегулируемым) ценам (тарифам); $V_{\text{абонент}}^{\text{рег}}$ — объем электрической энергии, поставленной Абоненту по регулируемым ценам (тарифам) в расчетном периоде; $T^{\text{розн}}$ — цена (ставка двухставочного тарифа) на электрическую энергию, установленная в соответствии с действующим законодательством органами, осуществляющими государственное регулирование тарифа для тарифной группы потребителей, к которой относится Абонент, либо непосредственно для Абонента; $V_{\text{абонент}}^{\text{св}}$ — объем электрической энергии в расчетном периоде, поставленной Абоненту по свободным (нерегулируемым) ценам; $\Pi^{\text{св}}$ — свободная (нерегулируемая) цена на электрическую энергию, определяемая по следующей формуле:

$$\Pi^{\text{св}} = \Pi_{\text{АТС}}^{\text{св}} - \max \left\{ (T^{\text{розн}} - T^{\text{ср}}), 0 \right\} + \frac{S^{\text{кор}}}{V_{\text{абонент}}^{\text{св}}}, \quad (14.12)$$

где $\Pi_{\text{АТС}}^{\text{св}}$ — средневзвешенная свободная (нерегулируемая) цена электрической энергии, определяемая НП АТС; $T^{\text{розн}}$ — цена (ставка двухставочного тарифа) на электрическую энергию, установленная в соответствии с действующим законодательством органами, осуществляющими государственное регулирование тарифов для тарифной группы потребителей, к которой относится Абонент, либо непосредственно для Абонента; $T^{\text{ср}}$ — средневзвешенная ставка двухставочного тарифа покупки электрической энергии МЭС на оптовом и розничном рынках, публикуемая органами государственного регулирования тарифов. Если на момент проведения расчетов органы государственного регулирования тарифов не опубликовали указанный

тариф, для расчетов принимается средневзвешенная ставка двухставочного тарифа покупки электрической энергии МЭС на оптовом и розничном рынках, учтенная в тарифно-балансовых решениях на соответствующий год; $S^{\text{кор}}$ — величина перерасчета стоимости электрической энергии за предыдущий расчетный период (периоды).

Примечание. Данные по величинам $V^{\text{сум}}$, $V^{\text{РД}}$, $V^{\text{блок-станции}}$ и $V^{\text{население}}$ определяются из фактического баланса электрической энергии, определяемой совместно МЭС и сетевыми организациями района, и публикуются МЭС на информационном сайте www.mosenergobyt.ru не позднее 7 рабочих дней после окончания расчетного периода.

6. Стоимость электрической мощности, потребленной в расчетном периоде $S^{\text{мощн}}$, определяется по формуле:

6.1. Если $P^{\text{дог}} \geq P$,

$$\text{то } S^{\text{мощн}} = P^{\text{дог}} \cdot T^{\text{мощн}}, \quad (14.13)$$

где $P^{\text{дог}}$ — договорная величина потребления электрической мощности расчетного периода, установленная по Договору энергоснабжения; P — максимальная величина потребления электрической мощности в контрольные и отчетные часы за расчетный период. Контрольные и отчетные часы ежегодно утверждаются органами, осуществляющими государственное регулирование тарифов (при отсутствии данных о максимальной величине потребления электрической мощности в контрольные и отчетные часы, в том числе вследствие отсутствия или нарушения учета электрической энергии, указанная величина принимается равной договорной величине потребления электрической мощности расчетного периода, установленной в Договоре энергоснабжения); $T^{\text{мощн}}$ — цена (ставка двухставочного тарифа) за электрическую мощность, установленная в соответствии с действующим законодательством органами, осуществляющими государственное регулирование тарифов для тарифной группы потребителей, к которой относится Абонент, либо непосредственно для Абонента.

6.2. Если $P^{\text{дог}} < P$,

$$\text{то } S^{\text{мощн}} = P T^{\text{мощн}}. \quad (14.14)$$

7. При отклонении фактического суммарного объема потребления электрической энергии от договорной величины потребления электрической энергии в сторону увеличения Абонентом выплачивается штраф. Размер штрафа рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Ш}_9 = (V_{\text{абонент}}^{\text{сум}} - V_{\text{абонент}}^{\text{дог}}) T^{\text{розн}} K, \quad (14.15)$$

где Ш_9 — величина штрафа; $T^{\text{розн}}$ — цена (ставка двухставочного тарифа) на электрическую энергию, установленная в соответствии с действующим законодательством органами, осуществляющими государственное регулирование тарифов для тарифной группы потребителей, к которой относится Абонент, либо непосредственно для Абонента; K — коэффициент, применяемый в зависимости от размера превышения договорной величины потребления электрической энергии:

$K = 0,05$ при превышении договорной величины потребления электрической энергии от 2 до 5 % включительно;

$K = 0,25$ при превышении договорной величины потребления электрической энергии от 5 до 10 % включительно;

$K = 0,5$ при превышении договорной величины потребления электрической энергии свыше 10 %.

За отклонение фактического потребления электрической энергии от договорной величины до 2 % штраф не взимается.

8. При отклонении фактического суммарного объема потребления электрической мощности от договорной величины потребления электрической мощности в сторону увеличения Абонентом выплачивается штраф. Размер штрафа рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Ш}_9 = (P - P^{\text{дог}}) T^{\text{мощн}} K, \quad (14.16)$$

где Ш_9 — величина штрафа; $T^{\text{мощн}}$ — цена (ставка двухставочного тарифа) на электрическую мощность, установленная в соответствии с действующим законодательством органами, осуществляющими государственное регулирование тарифов

Таблица 14.2

Прейскурант цен на тарифы на электрическую энергию

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Диапазон напряжения			
			ВН	СН-I	СН-II	НН
1	Иные прочие потребители, включая ЭСО					
	Одноставочный тариф:					
	от 7000 часов и выше	коп/кВт·ч	143,44		205,92	233,07
	от 6000 до 7000 часов	коп/кВт·ч	155,58		227,44	256,91
	от 5000 до 6000 часов	коп/кВт·ч	163,31		257,56	290,30
	менее 5000 часов	коп/кВт·ч	183,92		277,65	312,56
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток:					
	ночь 21:00 — 8:00	коп/кВт·ч	115,81		189,68	224,46
	п/пик 11:00 — 18:00	коп/кВт·ч	156,22		230,64	266,99
	пик с 8:00 до 11:00 и с 18:00 до 21:00	коп/кВт·ч	185,41		277,46	319,14
	Двухставочный тариф:					
	плата за мощность	руб/МВт	425000		753130	834724
	плата за электроэнергию	коп/кВт·ч	70,58		76,81	89,97
	Двухставочный тариф, дифференцированный по зонам суток:					
	плата за мощность	руб/МВт			753130	
	плата за электроэнергию:					
	ночь 21:00 — 8:00	коп/кВт·ч			67,80	
	п/пик 11:00 — 18:00	коп/кВт·ч			76,81	
	пик с 8:00 до 11:00 и с 18:00 до 21:00	коп/кВт·ч			88,70	
2	Бюджетные потребители (тарифы указаны без учета НДС)					
	Одноставочный тариф:					
	от 7000 часов и выше	коп/кВт·ч	135,95		180,73	222,66

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Диапазон напряжения			
			ВН	СН-I	СН-II	НН
	от 6000 до 7000 часов	коп/кВт·ч	146,00		188,72	232,86
	от 5000 до 6000 часов	коп/кВт·ч	159,71		209,07	258,84
	менее 5000 часов	коп/кВт·ч	179,52		238,46	296,37
	Двухставочный тариф:					
	плата за мощность	руб/МВт	408516		606158	774009
	плата за электроэнергию	коп/кВт·ч	70,58		76,81	89,97
2.2.	Потребители, подключенные к шинам РУ ПЭ (генераторное напряжение) (тарифы указаны без учета НДС)					
	Одноставочный тариф:					
	от 7000 часов и выше	коп/кВт·ч	148,06		148,06	48,06
	от 6000 до 7000 часов	коп/кВт·ч	154,23		154,23	154,23
	от 5000 до 6000 часов	коп/кВт·ч	169,95		169,95	169,95
	менее 5000 часов	коп/кВт·ч	192,65		192,65	192,65
	Двухставочный тариф:					
	плата за мощность	руб/МВт	468181		468181	468181
	плата за электроэнергию	коп/кВт·ч	67,80		67,80	67,80
2.3	Потребители, присоединенные к сетям «ФСК» (тарифы указаны без учета НДС)					
	Одноставочный тариф:					
	от 7000 часов и выше	коп/кВт·ч	128,11		128,11	128,11
	от 6000 до 7000 часов	коп/кВт·ч	136,34		136,34	136,34
	от 5000 до 6000 часов	коп/кВт·ч	147,55		147,55	147,55
	менее 5000 часов	коп/кВт·ч	163,75		163,75	163,75

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Диапазон напряжения			
			ВН	СН-I	СН-II	НН
	Двухставочный тариф:					
	плата за мощность	руб/МВт	334082		334082	334082
	плата за электроэнергию	коп/кВт·ч	74,66		74,66	74,66
3.	Тариф на покупку электроэнергии на цели компенсации технологического расхода электроэнергии для организаций, оказывающих услуги по передаче электроэнергии	коп/кВт·ч	115,59		115,59	115,59

для тарифной группы потребителей, к которой относится Абонент, либо непосредственно для Абонента; K – коэффициент, применяемый в зависимости от размера превышения договорной величины потребления электрической мощности:

$K = 0,05$ при превышении договорной величины потребления электрической мощности от 2 до 5 % включительно;

$K = 0,25$ при превышении договорной величины потребления электрической мощности от 5 до 10 % включительно;

$K = 0,5$ при превышении договорной величины потребления электрической мощности свыше 10 %.

За отклонение фактического потребления электрической мощности от договорной величины до 2 % штраф не взимается.

Для потребителей, производящих оплату по тарифам, дифференцированным по зонам суток, суммарная стоимость электрической энергии складывается из сумм стоимостей электрической энергии для каждой зоны суток. Подробнее Порядок определения объема и расчета стоимости поставленной электрической энергии и мощности по зонам суток приведен в [18].

В табл. 14.2 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей ОАО «Мосэнергосбыт» на территории Москвы, действующие в 2009 г.

14.5. УДЕЛЬНЫЕ НОРМЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Для рационального и эффективного использования электроэнергии на предприятиях горного профиля производят нормирование расхода электроэнергии.

Норма расхода электрической энергии — это плановый показатель ее расхода на единицу продукции установленного качества (на 1 т добытого, переработанного полезного ископаемого, на 1 пог. м проходки горной выработки и т. п.).

В горно-добывающих отраслях нормы расхода электроэнергии разрабатываются на всех уровнях планирования по номенклатуре продукции и видов работ с учетом конкретных условий добычи, переработки полезного ископаемого и производства других работ. При нормировании удельного расхода электрической энергии на предприятиях горного профиля устанавливают технологическую и общепроизводственную норму расхода энергии.

Технологическая норма расхода электрической энергии учитывает ее расход на основные и вспомогательные технологические процессы производства и служит для анализа энергоемкости производственных процессов, контроля рационального использования электроэнергии и осуществления внутришахтного расчета. Технологическая норма по горному предприятию (кВт·ч/т) определяется как отношение соответствующего технологического расхода электроэнергии за расчетный период к добыче полезного ископаемого за тот же период.

Общепроизводственная норма расхода электроэнергии учитывает расход электроэнергии на основные и вспомогательные технологические процессы, вспомогательные нужды производства, технологически неизбежные потери в элементах системы электроснабжения. Общепроизводственная норма служит для контроля за энергоемкостью производства и рациональным использованием электроэнергии в целом по предприятию, а также для определения потребности в электроэнергии на планируемый период.

Расход электроэнергии по отдельным звеньям технологического процесса в зависимости от различных факторов может колебаться в широких пределах. Для обеспечения рационально-

го режима электропотребления на предприятиях горного профиля осуществляются две группы мероприятий: мероприятия, для которых необходимы дополнительные капитальные вложения, и мероприятия, не требующие этих вложений.

К мероприятиям, не требующим дополнительных капитальных вложений, могут быть отнесены:

- перенос начала работы;
- организация ремонтных и профилактических работ в часы максимальной нагрузки энергосистемы;
- полное или частичное отключение отдельных энергоемких потребителей или группы электроустановок в часы максимума энергосистемы по заранее разработанным графикам.

К мероприятиям, требующим дополнительных капитальных вложений, относятся:

- сооружение дополнительных аккумулирующих устройств в транспортной технологической цепи, расширение или сооружение складов полезного ископаемого;
- установка нового оборудования, возмещающего недоотпуск продукции, вызванный отключением энергоемких потребителей.

Предприятием горного профиля совместно с энергосистемой составляются графики ограничения потребления электрической энергии и мощности (на случай возникновения дефицита электроэнергии). В графики ограничения не включаются: объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные установки; объекты, обеспечивающие противопожарную безопасность; объекты водоснабжения и канализации; железнодорожный и пульпопроводный транспорт; предприятия связи; больницы, поликлиники, дошкольные учреждения, а также население.

Уменьшение удельного электропотребления на предприятиях горного профиля достигается повышением производительности и мероприятиями по снижению потребления и потерь активной электроэнергии. Разработка таких мероприятий позволяет снизить дефицит активной энергии в системе, экономно реализовать установленные планы электропотребления, а также уменьшить размер платы за учтенную расчетными счетчиками активную электроэнергию.

Одним из показателей, характеризующих потребление промышленным предприятием электроэнергии, является электровооруженность труда (кВт·ч/чел), определяемая по формуле

$$\Theta_T = W_a / n_{\text{сп}}, \quad (14.17)$$

где W_a — годовой расход электроэнергии, кВт·ч; $n_{\text{сп}}$ — списочный состав производственного персонала предприятия горного профиля, чел.

Дальнейшая интенсификация работ на предприятиях горного профиля влечет за собой рост энерговооруженности труда и удельных норм расхода электроэнергии.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что относится к основным энергетическим показателям?
2. Дайте определение реактивной мощности.
3. Что характеризует коэффициент мощности?
4. Что собой представляет коэффициент реактивной мощности?
5. Перечислите недостатки при передаче реактивной мощности по элементам системы электроснабжения.
6. Зачем нужна компенсация реактивной мощности?
7. Назовите причины повышенного потребления реактивной мощности.
8. Перечислите мероприятия по снижению потребления реактивной мощности.
9. Перечислите достоинства и недостатки различных компенсирующих устройств.
10. Опишите устройство модульной автоматической конденсаторной установки УКРМ-0,4.
11. Какие схемы присоединения конденсаторных установок Вы знаете?
12. Перечислите виды учета потребления электроэнергии.
13. Из чего складывается тариф на электроэнергию для конечного потребителя электроэнергии?
14. Чем отличается одноставочный тариф на электроэнергию от двухставочного?

15. Из чего складывается суммарная стоимость электрической энергии по двухставочному тарифу?
16. Как определяется стоимость электрической мощности, потребленной в расчетном периоде по двухставочному тарифу?
17. За что начисляются штрафы при расчетах за потребление электрической энергии?
18. Какие нормы расхода электрической энергии Вы знаете?
19. За счет чего можно достичь уменьшения удельного электропотребления?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Коэффициенты мощности.
2. Компенсация реактивной мощности.
3. Модульная автоматическая конденсаторная установка УКРМ-0,4.
4. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок.
5. Виды тарифов на электрическую энергию.
6. Расчет стоимости электроэнергии по одноставочному тарифу.
7. Расчет стоимости электроэнергии по двухставочному тарифу.
8. Расчет стоимости электроэнергии по двухставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток.
9. Удельное электропотребление предприятий горного профиля.

15. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЧАСТКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГПС

15.1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

15.1.1. Выбор светильника

В подземных выработках чаще всего применяют точечный метод, который не учитывает показатели освещаемого помеще-

ния (отражение стен и потолка). Исходными данными для применения данного метода являются кривая распределения силы света светильника и расстояние от светильника до заданной точки освещаемой поверхности.

На рис. 15.1 дан график к расчету освещенности.

Методика расчета электрического освещения в подземных выработках заключается в следующем:

- 1) выбирается тип светильника в зависимости от условий эксплуатации и условий окружающей среды;
- 2) на основании размеров освещаемой выработки принимаются высота подвеса светильника и расстояние между светильниками;
- 3) по формулам определяется освещенность в заданной точке освещаемой поверхности;
- 4) результат расчета сопоставляется с нормами освещенности.

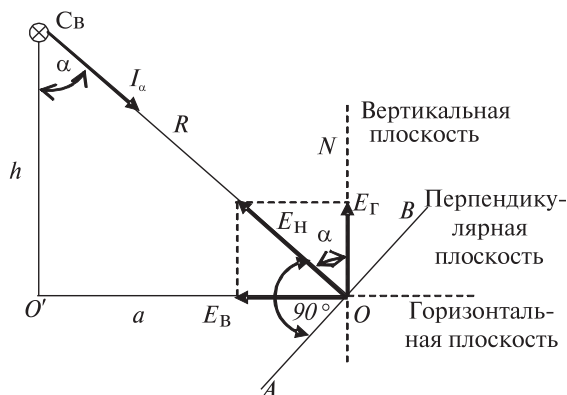


Рис. 15.1. График к расчету освещенности:

Св – светильник; h – высота подвеса светильника (расстояние от почвы выработки до центра нити); a – расстояние по горизонтали между светильником и заданной точкой освещаемой поверхности (полурастояние между двумя светильниками); R – расстояние между светильником и заданной точкой освещаемой поверхности; α – угол наклона светильника; I_α – сила света светильника; E_N , E_G , E_B – соответственно нормальная, горизонтальная и вертикальная освещенность

Горизонтальная и вертикальная освещенность определяются по формулам

$$E_{\Gamma} = \frac{\kappa_{\Pi} \cdot I_{\alpha} \cdot \cos^3 \alpha}{\kappa_3 \cdot h^2}, \text{ лк}; \quad (15.1)$$

$$E_{\text{в}} = \frac{\kappa_{\Pi} \cdot I_{\alpha} \cdot \cos^2 \alpha \cdot \sin \alpha}{\kappa_3 \cdot h^2}, \text{ лк}, \quad (15.2)$$

где E_{Γ} , $E_{\text{в}}$ — соответственно горизонтальная и вертикальная освещенность, лк; $\kappa_{\Pi} = F_{\text{л}}/1000$ — поправочный коэффициент; I_{α} — сила света лампы под углом α , определяемая по кривой светораспределения светильника, кд; $F_{\text{л}}$ — световой поток применяемой лампы, лм; $\kappa_3 = 1,2 - 2,0$ — коэффициент запаса, учитывающий запыление и загрязнение светильников (чем больше загрязненность светильника, тем больше принимается κ_3); h — высота подвеса светильника (от почвы выработки до центра нити), м.

Расстояние между светильниками, расположенными в подземных горных выработках при строительстве городских подземных сооружений, принимается от 6 до 12 м. Данное расстояние можно принять по соотношению

$$2a = (1,5 - 2,0) h, \text{ м},$$

где $2a$ — расстояние между светильниками, м; h — высота подвеса светильника, м.

Результат расчета сопоставляется с нормами освещенности, приведенными в [16]. Если результат расчета меньше минимальной нормативной освещенности, то принимают светильник с большей силой света и повторяют расчет или уменьшают расстояние между светильниками, добиваясь результата, равного или превышающего норму минимальной освещенности.

15.1.2. Выбор мощности трансформатора для питания осветительной сети

Расчетная мощность трансформатора для питания осветительной сети выбирается по выражению

$$S_{\text{тр.осв.расч}} = \frac{\Sigma P_{\text{св}}}{1000 \eta_{\text{с}} \cdot \eta_{\text{св}} \cdot \cos \varphi_{\text{св}}}, \text{кВ} \cdot \text{А}, \quad (15.3)$$

где $\Sigma P_{\text{св}}$ – суммарная мощность светильников, кВт; $\eta_{\text{с}} = 0,92 - 0,95$ – КПД сети; $\eta_{\text{св}}$ – КПД выбранного светильника; $\cos \varphi_{\text{св}}$ – коэффициент мощности светильника.

Суммарная мощность светильников определяется по выражению

$$\Sigma P_{\text{св}} = P_{\text{св}} \cdot n \cdot 10^{-3}, \text{кВт}, \quad (15.4)$$

где $P_{\text{св}}$ – мощность выбранного светильника, Вт; $n = L/2a$ – количество светильников, определяемое из технических условий; L – протяженность освещаемой выработки, м; $2a$ – расстояние между светильниками, м.

Согласно [15, 26, 29, 31 и др.], в зависимости от условий эксплуатации и напряжения питания светильников выбирается трансформатор или осветительный агрегат для питания осветительной сети на участке городского подземного строительства.

Необходимое количество трансформаторов или осветительных агрегатов для питания осветительной сети определяется по выражению

$$n_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{тр.осв.расч}}}{S_{\text{тр.кат}}}, \text{шт.},$$

где $S_{\text{тр.кат}}$ – номинальная мощность по каталогу выбранного трансформатора или осветительного агрегата, кВт·А.

15.1.3. Выбор кабеля для питания осветительной сети

Сечение основной токонесущей жилы кабеля питания осветительной сети определяется из выражения:

$$s = \frac{M}{c \Delta U}, \text{мм}^2, \quad (15.5)$$

где M – момент нагрузки, приходящий на данный кабель, кВт·м; c – конструктивный коэффициент, зависящий от типа

осветительного кабеля ($c = 8,5$ — для гибких кабелей с медными жилами); $\Delta U = 4\%$ — нормируемая величина потери напряжения в кабельной осветительной сети.

Осветительный трансформатор устанавливается в центре питания осветительной сети, поэтому момент нагрузки на кабель, питающий осветительную сеть, можно определить по формуле

$$M = \frac{\Sigma P_{\text{св}}}{2n_{\text{тр}}} \frac{L}{2n_{\text{тр}}}, \text{ кВт} \cdot \text{м}. \quad (15.6)$$

В качестве кабеля питания осветительной сети участка городского подземного строительства, в зависимости от условий эксплуатации, следует принимать кабели марки КГ, КГЭШ и др., предназначенные для прокладки в подземных горных выработках.

15.1.4. Расчет уставки МТЗ осветительного агрегата

Уставка максимальной токовой защиты (МТЗ) аппарата защиты осветительной сети определяется из условия

$$I_{\text{уст}} \geq 3I_{\text{осв.расч}}, \text{ А}, \quad (15.7)$$

где $I_{\text{осв.расч}}$ — расчетный ток осветительной сети, приходящий на защищаемый кабель,

$$I_{\text{осв.расч}} = I_{\text{св.расч}} \cdot n', \text{ А}, \quad (15.8)$$

где $I_{\text{св.расч}}$ — расчетный ток, проходящий через выбранный светильник, А; n' — количество светильников, подключенных к данному кабелю, шт.

Расчетный ток светильника определяется по формуле

$$I_{\text{св.расч}} = \frac{P_{\text{св}}}{U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{св}}}, \text{ А}, \quad (15.9)$$

где $P_{\text{св}}$ — номинальная мощность выбранного светильника, Вт; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение осветительной сети, В; $\cos \varphi_{\text{св}}$ — коэффициент мощности светильника.

Количество светильников, подключенных к защищаемому кабелю, определяется по выражению

$$n' = \frac{L}{2a \cdot 2n_{\text{тр}}}, \text{ шт.}, \quad (15.10)$$

где L — протяженность всей осветительной сети, м; $2a$ — расстояние между двумя светильниками, м; $n_{\text{тр}}$ — количество осветительных трансформаторов или осветительных агрегатов, шт.

По результатам расчета принимается ближайшая наибольшая стандартная величина уставки МТЗ осветительного агрегата.

15.2. Расчет нагрузок и выбор мощности участковой трансформаторной подстанции

Для определения расчетных нагрузок подземных электроустановок существуют несколько методов, основным из которых является *метод коэффициента спроса* (κ_c).

Коэффициентом спроса называется отношение устойчивой максимальной нагрузки электроприемников к их суммарной установленной мощности. Под устойчивой максимальной нагрузкой обычно понимают нагрузку за время не менее 30 мин. Коэффициент спроса κ_c учитывает степень загрузки и одновременности работы электродвигателей, их КПД, а также КПД сети. Величина κ_c принимается по табличным данным или определяется по эмпирическим формулам.

Для расчета мощности участковой трансформаторной подстанции составляется таблица электропотребителей участка (табл. 15.1) с указанием технических характеристик электродвигателей.

Расчетная мощность участковой трансформаторной подстанции определяется по выражению

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{\kappa_c \cdot \Sigma P_{\text{ном}}}{\cos \varphi_{\text{ср.вз}}}, \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (15.11)$$

где κ_c — коэффициент спроса; $\Sigma P_{\text{ном}}$ — суммарная номинальная мощность электропотребителей участка, кВт; $\cos \varphi_{\text{ср.вз}}$ —

Техническая характеристика электрооборудования

№ п/п	Электропотребитель участка	Кол-во	Электро-двигатель	Кол-во	$P_{\text{ном}},$ кВт	$\Sigma P_{\text{ном}},$ кВт	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$\eta_{\text{ном}}$
1	Проходческий комплекс КТ1-5,6	1			390	390		
	1.1. Эл. двигатель рабочего органа		АОП2-92-4	2	100	200	0,87	0,93
2	Бетононасос БН-40	1	АОП2-81-4	1	40	40	0,87	0,91
	и т.д.					$\Sigma P_{\text{ном}} =$		

средневзвешенный коэффициент мощности электропотребителей участка.

Коэффициент спроса κ_c при работе электродвигателей с автоматической блокировкой очередности пуска определяется из выражения

$$\kappa_c = 0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{ном. max}}}{\Sigma P_{\text{ном}}}. \quad (15.12)$$

Коэффициент спроса κ_c при работе электродвигателей без автоматической блокировки очередности пуска определяется из выражения

$$\kappa_c = 0,3 + 0,7 \frac{P_{\text{ном. max}}}{\Sigma P_{\text{ном}}}, \quad (15.13)$$

где $P_{\text{ном. max}}$ — номинальная мощность самого мощного электродвигателя участка, кВт; $\Sigma P_{\text{ном}}$ — суммарная номинальная мощность электропотребителей участка, кВт.

Средневзвешенный коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ср. вэ}}$ определяется из выражения

$$\cos \varphi_{\text{ср.вз}} = \frac{P_{\text{ном.1}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном.1}} + P_{\text{ном.2}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном.2}} + \dots}{P_{\text{ном.1}} + P_{\text{ном.2}} + \dots} \quad (15.14)$$

$$\frac{\dots + P_{\text{ном.}n} \cdot \cos \varphi_{\text{ном.}n}}{\dots + P_{\text{ном.}n}},$$

где $P_{\text{ном.1}}, P_{\text{ном.2}}, \dots, P_{\text{ном.}n}$ — номинально установленные мощности электроприемников участка, кВт; $\cos \varphi_{\text{ном.1}}, \cos \varphi_{\text{ном.2}}, \dots, \cos \varphi_{\text{ном.}n}$ — коэффициенты мощности соответствующих электроприемников участка.

Коэффициент спроса в зависимости от вида электропотребителя можно принять согласно табл. 15.2.

Таблица 15.2

Зависимость коэффициента спроса от вида электропотребителя

Электропотребитель	κ_c
Проходческие щиты и комплексы	0,6
Укладчики обделок	0,5
Породопогрузочные машины	0,2
Агрегаты буровые	0,3
Транспортеры	0,5
Трансформаторы сварочные	0,3
Освещение	1,0
Вентиляция	0,7
Насосы	0,75
Выпрямители электровозной откатки	0,95 – 0,65
Механизация околоствольного двора	0,15
Мелкие нагревательные приборы	0,7
Подъемники	0,3
Переносной инструмент	0,1
Краны, тельферы при продолжительности включения ПВ = 40 %	0,2

Мощность трансформаторной подстанции для питания электропотребителей участка определяется по формуле

$$S_{\text{тр.ном}} \geq S_{\text{тр.расч}}, \quad (15.15)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$, $S_{\text{тр.расч}}$ — соответственно номинальная (по каталогу) и расчетная мощность трансформаторов.

В зависимости от условий эксплуатации и исполнения трансформаторов по справочникам принимаются тип и мощность трансформаторной подстанции.

15.3. Расчет кабельной сети участка

Расчет кабельной сети участка сводится к определению таких сечений кабелей, которые удовлетворяли бы условию экономичности, обеспечивали подвод к потребителям электроэнергии с напряжением, достаточным для их нормальной работы, не перегреваясь сверхдопустимого значения. В соответствии с этим расчет кабельной сети сводится к выбору сечений кабелей по допустимому нагреву и по условиям экономичности с последующей проверкой по потере напряжения и по условиям пуска самого мощного и наиболее удаленного электродвигателя.

15.3.1. Выбор кабелей по допустимому нагреву

Для определения сечения кабеля по допустимому нагреву следует установить величину расчетного тока, проходящего по данному кабелю. Расчетный ток определяется по выражению

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (15.16)$$

где $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность электродвигателя, получающего питание по данному кабелю, кВт; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети, В; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ — номинальный коэффициент мощности электродвигателя.

Расчетный ток, проходящий по данному кабелю, питающий группу электроприемников или весь участок, определяется по выражению

$$I_{\text{расч}} = \frac{\kappa_c \cdot \Sigma P_{\text{ном}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ср.вз}}}, \text{ А}, \quad (15.17)$$

где κ_c — коэффициент спроса для группы электроприемников, определяемый по формуле (15.12) или (15.13), $\Sigma P_{\text{ном}}$ — суммарная номинальная мощность, приходящаяся на данный кабель, кВт; $\cos \varphi_{\text{ср.вз}}$ — средневзвешенный коэффициент мощности группы электроприемников, получающих питание по данному кабелю (определяется по выражению (15.14)).

По результатам расчетов в зависимости от напряжения и конструкции кабелей по справочникам выбирают сечение токо-несущей жилы и тип кабеля.

15.3.2. Выбор сечения проводников по экономической плотности тока

Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения

$$s_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{i_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2, \quad (15.18)$$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток, проходящий по данному кабелю, А; $i_{\text{ЭК}}$ — нормированное значение экономической плотности тока для заданных условий работы, А/мм².

Согласно ПУЭ [21] расчеты по экономической плотности тока не подлежат:

- сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки предприятий до 4000 — 5000;
- ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1 кВ, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;

- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3 – 5 лет.

15.3.3. Расчет кабельной сети участка по допустимой потере напряжения

Потерей напряжения на участке сети называется алгебраическая разность между величинами напряжения в начале и конце этого участка. Для расчета кабельной сети по потере напряжения составляется схема замещения участка сети (рис. 15.2).

Общая величина потери напряжения в участковой сети от трансформатора до наиболее мощного и удаленного электропотребителя складывается из составляющих:

$$\Sigma \Delta U = \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{м.к}} + \Delta U_{\text{г.к}}, \text{ В}, \quad (15.19)$$

где $\Delta U_{\text{тр}}$ – потеря напряжения в трансформаторе, В; $\Delta U_{\text{м.к}}$ – потеря напряжения в магистральном кабеле (от трансформатора до распределительного пункта), В; $\Delta U_{\text{г.к}}$ – потеря напряжения в гибком кабеле, питающем наиболее мощный и удаленный электропотребитель, В.

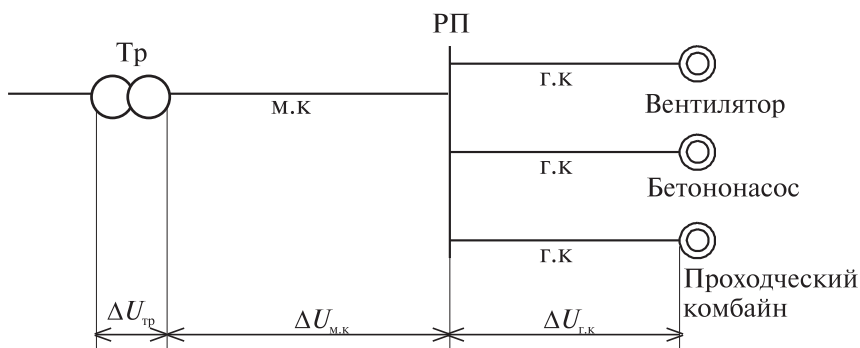


Рис. 15.2. Расчетная схема распределения потерь напряжения:

Тр – трансформатор; РП – распределительный пункт; м.к – магистральный кабель; г.к – гибкий кабель

Допустимые потери напряжения в любой электрической сети можно определить по выражению

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_{\text{ном.тр}} - 0,95 U_{\text{ном.с}}, \text{ В}, \quad (15.20)$$

где $U_{\text{ном.тр}} = 400, 690, 1200$ – номинальные напряжения трансформаторов, В; $U_{\text{ном.с}} = 380, 660, 1140$ – номинальные напряжения сети, В.

По допустимой потере напряжения проверяется ранее выбранный магистральный кабель. Потеря напряжения в магистральном кабеле в зависимости от наличия допустимых потерь электрической сети определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{м.к}} = \Delta U_{\text{доп}} - (\Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{г.к}}), \text{ В}. \quad (15.21)$$

Потеря напряжения трансформатора определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{тр}} = \beta_{\text{тр}} (u_{\text{а}} \cdot \cos \varphi_{\text{тр}} + u_{\text{р}} \cdot \sin \varphi_{\text{тр}}), \%, \quad (15.22)$$

где $\beta_{\text{тр}}$ – коэффициент загрузки трансформатора; $u_{\text{а}}, u_{\text{р}}$ – относительная величина соответственно активной и индуктивной составляющих напряжения короткого замыкания трансформатора, %; $\varphi_{\text{тр}}$ – угол сдвига фаз для вторичной цепи, град.

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{S_{\text{тр.расч}}}{S_{\text{ном.тр}}}, \quad (15.23)$$

где $S_{\text{тр.расч}}, S_{\text{ном.тр}}$ – соответственно расчетная и номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Относительная величина активной составляющей напряжения короткого замыкания трансформатора определяется по выражению

$$u_{\text{а}} = \frac{P_{\text{к}}}{S_{\text{ном.тр}}} 100, \%, \quad (15.24)$$

где $P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания трансформатора (по каталогу), кВт.

Относительная величина реактивной составляющей напряжения короткого замыкания трансформатора определяется по выражению

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}, \%, \quad (15.25)$$

где u_k — относительная величина полной составляющей напряжения короткого замыкания трансформатора (по каталогу), %.

Расчетная величина потери напряжения трансформатора определяется по формуле

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{\Delta U_{\text{тр}\%} \cdot U_{\text{ном.тр}}}{100}, \text{ В}, \quad (15.26)$$

где $\Delta U_{\text{тр}\%}$ — потеря напряжения трансформатора, % (см. формулу (15.22)).

Потеря напряжения в гибком кабеле, питающем самый мощный и наиболее удаленный электропотребитель, определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{г.к}} = (r_{\text{г.к}} + x_{\text{г.к}}) \frac{\kappa_c \cdot \Sigma P_{\text{ном}} \cdot 10^3}{U_{\text{ном.с}}}, \text{ В}, \quad (15.27)$$

где $r_{\text{г.к}}$, $x_{\text{г.к}}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивление гибкого кабеля, Ом; κ_c — коэффициент спроса группы электроприемников, получающих питание по данному кабелю (принят по табл. 15.2); $\Sigma P_{\text{ном}}$ — суммарная номинальная мощность этих электроприемников, кВт; $U_{\text{ном.с}}$ — номинальное напряжение сети, В.

Активное и индуктивное сопротивление гибкого кабеля, питающего самый мощный и удаленный электропотребитель, определяется по формулам

$$r_{\text{г.к}} = r_o \cdot L_{\text{г.к}}, \text{ Ом}; \quad (15.28)$$

$$x_{\text{г.к}} = x_o \cdot L_{\text{г.к}}, \text{ Ом}, \quad (15.29)$$

где r_o , x_o — относительные величины соответственно активного и индуктивного сопротивлений, Ом/км; $L_{\text{г.к}}$ — протяженность данного кабеля, км.

Потеря напряжения в гибком кабеле (для одиночного электропотребителя) может быть определена по формуле

$$\Delta U_{Г.К} = \sqrt{3} \cdot I_{дв} (r_{Г.К} \cdot \cos \varphi_{дв} + x_{Г.К} \cdot \sin \varphi_{дв}), \text{ В}, \quad (15.30)$$

где $I_{дв}$ — ток двигателя, в кабеле которого определяется потеря напряжения, А; $\cos \varphi_{дв}$ — номинальный коэффициент мощности двигателя (по паспорту).

После определения по формуле (15.21) допустимой потери напряжения в магистральном кабеле рассчитывается его сечение по выражению

$$s_{М.К} = \frac{\kappa_c \cdot \Sigma P_{ном} \cdot L_{М.К} \cdot 10^3}{\gamma \cdot U_{ном.с} \cdot \Delta U_{М.К}}, \text{ мм}^2, \quad (15.31)$$

где κ_c — коэффициент спроса для группы электроприемников, получающих питание по данному кабелю; $\Sigma P_{ном}$ — суммарная мощность электроприемников, подключенных к данному магистральному кабелю, кВт; $L_{М.К}$ — протяженность магистрального кабеля, м; γ — удельная проводимость материала основной токонесущей жилы (для меди $\gamma = 53,4$), м/(Ом·мм²); $U_{ном.с}$ — номинальное напряжение сети, В; $\Delta U_{М.К}$ — допустимая величина потери напряжения в магистральном кабеле, определенная по формуле (15.21), В.

В результате расчета кабельной сети к установке принимается наибольшая величина сечения магистрального кабеля, определенного по трем параметрам (по нагреву рабочим током, по экономической плотности тока и по допустимой потере напряжения).

15.3.4. Проверка параметров участковой сети по условию пуска наиболее мощного и удаленного электродвигателя

Участковая кабельная сеть, выбранная по условию нормального режима, должна быть проверена на возможность пуска наиболее мощного и удаленного электродвигателя, исходя из колебаний напряжения на его зажимах.

Результат расчета признается удовлетворительным, если соблюдается условие $U_{\text{пуск}} > U_{\text{дв.пуск.мин}}$ и выполняются соотношения

$$\frac{U_{\text{пуск}}}{U_{\text{ном}}} \geq 0,72; \quad (15.32)$$

$$\frac{U_{\text{пг}}}{U_{\text{ном}}} \geq 0,85, \quad (15.33)$$

где $U_{\text{пуск}}$ — напряжение на зажимах наиболее мощного электродвигателя при пуске, В; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети, В; $U_{\text{дв.пуск.мин}}$ — минимальное напряжение на зажимах электродвигателя при пуске, В; $U_{\text{пг}}$ — напряжение на зажимах наиболее мощного и удаленного электродвигателя при перегрузке, В.

Напряжение на зажимах наиболее мощного и удаленного электродвигателя при пуске определяется по выражению

$$U_{\text{пуск}} = \frac{U_{\text{ном.тр}} - \Delta U_{\text{ном.р}}}{1 + \gamma_{\text{пуск}}}, \text{ В}, \quad (15.34)$$

где $U_{\text{ном.тр}}$ — номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, В; $\Delta U_{\text{ном.р}}$ — потеря напряжения в участковой сети от работающих двигателей при номинальном напряжении в тех элементах сети, через которые подключен запускаемый электродвигатель, В; $\gamma_{\text{пуск}}$ — параметр пускового режима.

Величина $\Delta U_{\text{ном.р}}$ определяется по формуле

$$\Delta U_{\text{ном.р}} = (r_{\text{тр}} + x_{\text{тр}} + r_{\text{м.к}} + x_{\text{м.к}}) \frac{(\Sigma P_{\text{ном}} - P_{\text{дв}}) 10^3}{U_{\text{ном}}}, \text{ В}, \quad (15.35)$$

где $P_{\text{дв}}$ — номинальная мощность запускаемого электродвигателя, кВт.

Параметр пускового режима определяется по формуле

$$\gamma_{\text{пуск}} = \sqrt{3} \frac{I_{\text{пуск.ном}}}{U_{\text{ном}}} (\Sigma r \cdot \cos \varphi_{\text{пуск}} + \Sigma x \cdot \sin \varphi_{\text{пуск}}), \quad (15.36)$$

где $I_{\text{пуск.ном}}$ – пусковой ток электродвигателя при $U_{\text{ном}}$ (по каталогу), А; Σr , Σx – соответственно суммы активных и индуктивных сопротивлений от трансформатора до запускаемого электродвигателя, Ом; $\cos \varphi_{\text{пуск}}$ – коэффициент мощности электродвигателя при пуске (для двигателей комбайнов принимается $\cos \varphi_{\text{пуск}} = 0,5$).

При расчете для участка городского подземного строительства величины Σr и Σx представляют собой соответственно суммы активных и индуктивных сопротивлений трансформатора, магистрального кабеля и гибкого кабеля проходческого комплекса.

Минимальное напряжение на зажимах электродвигателя при пуске определяется из условия

$$U_{\text{дв.пуск.мин}} \geq 1,1 U_{\text{ном}} \sqrt{K \frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{пуск.ном}}}}, \text{ В}, \quad (15.37)$$

где $M_{\text{ном}}$ – номинальный момент электродвигателя, Н·м; $M_{\text{пуск.ном}}$ – номинальный пусковой момент электродвигателя (по каталогу), Н·м; K – минимальная кратность пускового момента,

$$K = \frac{M_{\text{пуск.мин}}}{M_{\text{ном}}}, \quad (15.38)$$

где $M_{\text{пуск.мин}}$ – минимальный пусковой момент электродвигателя, обеспечивающий трогание с места и разгон, Н·м.

Значения K принимаются:

- для комбайнов, $K = 1,0 - 1,2$;
- для скребковых конвейеров, $K = 1,2 - 1,5$;
- для ленточных конвейеров, $K = 1,2 - 1,4$;
- для вентиляторов и насосов, $K = 0,5 - 0,6$ и т.д.

Номинальный момент электродвигателя определяется по формуле

$$M_{\text{ном}} = 9550 \frac{P_{\text{ном}}}{n_{\text{ном}}}, \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (15.39)$$

где $n_{\text{ном}}$ — номинальная частота вращения электродвигателя, об/мин.

Напряжение на зажимах наиболее мощного и удаленного электродвигателя при перегрузке определяется по выражению

$$U_{\text{пг}} = \frac{U_{\text{ном.тр}} - \Delta U_{\text{ном.п}}}{1 + 1,57 \frac{I_{\text{ном.дв}}}{U_{\text{ном}}} b_{\text{н}} (\Sigma r + \Sigma x)}, \text{ В}, \quad (15.40)$$

где $b_{\text{н}}$ — кратность максимального каталожного момента к номинальному, соответствующему номинальному току электродвигателя; $I_{\text{ном.дв}}$ — номинальный ток электродвигателя, А.

15.4. Расчет токов короткого замыкания в подземных участковых электрических сетях напряжением до 1 кВ

В трехфазных электрических сетях переменного тока с изолированным режимом нейтрали определяют величины трехфазного и двухфазного токов короткого замыкания (КЗ).

Ток трехфазного КЗ является максимально возможным током КЗ, определение которого необходимо для проверки правильности выбора аппаратуры управления и защиты с учетом предельной отключающей способности. Ток двухфазного КЗ является минимально возможным током КЗ, определение которого необходимо для проверки выбранных уставок релейной защиты аппаратуры.

Величина тока трехфазного КЗ определяется из выражения

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{КЗ}}}, \text{ А}, \quad (15.41)$$

где $U_{\text{ном.тр}}$ — номинальное напряжение трансформатора, В; $Z_{\text{КЗ}}$ — полное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Величина тока двухфазного КЗ определяется по формуле

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{0,95U_{\text{ном.тр}}}{2Z_{\text{КЗ}}}, \text{ А.} \quad (15.42)$$

Значение полного эквивалентного сопротивления складывается из сопротивлений трансформатора и кабелей до точки КЗ:

$$Z_{\text{КЗ}} = \sqrt{(\Sigma r_{\text{КЗ}})^2 + (\Sigma x_{\text{КЗ}})^2} = \sqrt{(r_{\text{тр}} + r_{\text{м.к}} + r_{\text{г.к}})^2 + (x_{\text{тр}} + x_{\text{м.к}} + x_{\text{г.к}})^2}, \text{ Ом,} \quad (15.43)$$

где $r_{\text{тр}}$, $r_{\text{м.к}}$, $r_{\text{г.к}}$ — соответственно активные сопротивления трансформатора, магистрального и гибкого кабелей, Ом; $x_{\text{тр}}$, $x_{\text{м.к}}$, $x_{\text{г.к}}$ — соответственно индуктивные сопротивления трансформатора, магистрального и гибкого кабелей, Ом.

Для расчета величин трехфазного и двухфазного токов КЗ составляется расчетная схема участковой сети с указанием точек КЗ (в местах установки аппаратуры управления и защиты), указанием типа кабелей и их протяженности (рис. 15.3).

Активное сопротивление обмоток трансформатора определяется по выражению

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}}}{3I_{\text{ном.тр}}^2} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном.тр}}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2}, \text{ Ом,} \quad (15.44)$$

где $P_{\text{к}}$ — потери мощности при КЗ в трансформаторе, Вт; $U_{\text{ном.тр}}$, $I_{\text{ном.тр}}$, $S_{\text{ном.тр}}$ — соответственно напряжение (В), ток (А) и полная мощность трансформатора (кВ·А).

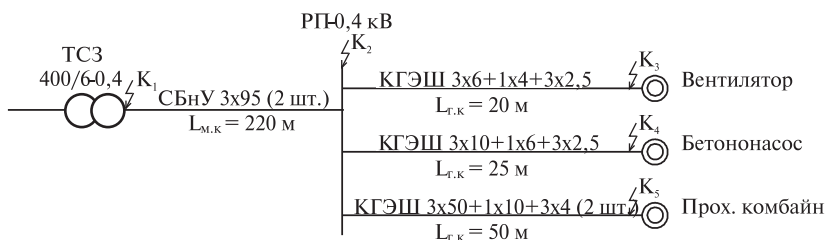


Рис. 15.3. Схема к расчету токов КЗ

Индуктивное сопротивление обмоток трансформатора определяется по формуле

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2}, \text{ Ом}, \quad (15.45)$$

где $z_{\text{тр}}$ — полное сопротивление обмоток трансформатора,

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.тр}} \cdot 10^2} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном.тр}}^2}{S_{\text{ном.тр}} \cdot 10^2}, \text{ Ом}, \quad (15.46)$$

где $u_{\text{к}}$ — напряжение КЗ трансформатора, % (по каталогу); $U_{\text{ном.тр}}$ — номинальное напряжение трансформатора, В; $I_{\text{ном.тр}}$ — номинальный ток трансформатора, А; $S_{\text{ном.тр}}$ — полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

При параллельном включении двух трансформаторов или кабелей с сопротивлениями первого r_1 и x_1 и второго r_2 и x_2 их эквивалентные сопротивления определяются по формулам

$$r_{\text{эк}} = \frac{r_1(r_2^2 + x_2^2) + r_2(r_1^2 + x_1^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}, \text{ Ом}; \quad (15.47)$$

$$x_{\text{эк}} = \frac{x_1(r_2^2 + x_2^2) + x_2(r_1^2 + x_1^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}, \text{ Ом}. \quad (15.48)$$

Активные и индуктивные сопротивления бронированных и гибких кабелей определяются с учетом их длины. Величину индуктивного сопротивления кабелей можно принимать равной 0,08 Ом/км.

15.5. Выбор аппаратуры управления и защиты при напряжении до 1200 В

Аппаратура управления и защиты должна в первую очередь выбираться по условиям эксплуатации. В подземных горных выработках при наличии взрыво- и пожароопасных сред должна применяться рудничная аппаратура во взрыво- и искробезопасном исполнении. В горных выработках, не имеющих условий для

возникновения взрывов, согласно [16], следует применять рудничную аппаратуру в нормальном исполнении. Также для данных условий применяются в составе аппаратов управления проходческих комплексов щиты управления с аппаратами общепромышленного исполнения.

Каждый аппарат управления и защиты (автоматический выключатель, пускатель, магнитный контактор) должен быть выбран и проверен на номинальное напряжение, номинальный ток и отключающую способность.

Номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превышать напряжение сети, в которой он будет эксплуатироваться,

$$U_{\text{апп.ном}} \geq U_{\text{ном.с}}, \text{ В}, \quad (15.49)$$

где $U_{\text{апп.ном}}$ — номинальное напряжение аппарата, В (по каталогу); $U_{\text{ном.с}}$ — номинальное напряжение сети, в которой устанавливается данный аппарат, В.

Номинальный ток аппарата должен соответствовать или превышать максимально возможный реальный ток нагрузки, проходящий через данный аппарат,

$$I_{\text{апп.ном}} \geq I_{\text{нагр}}, \text{ А}, \quad (15.50)$$

где $I_{\text{апп.ном}}$ — номинальный ток аппарата, А; $I_{\text{нагр}}$ — максимально возможный реальный ток нагрузки, проходящий через данный аппарат, А.

Отключающая способность выбираемого аппарата должна не менее чем в 1,2 раза превышать максимально возможный ток трехфазного КЗ на зажимах данного аппарата,

$$I_{\text{апп.откл}} \geq 1,2 I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{ А}, \quad (15.51)$$

где $I_{\text{апп.откл}}$ — отключающая способность выбираемого аппарата (по каталогу), А; $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ — расчетный трехфазный ток КЗ в месте установки данного аппарата, А.

Для автоматического выключателя, установленного вблизи силового трансформатора, $I_{\text{КЗ}}^3$ может быть определен из выражения

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{I_{\text{тр.ном}}}{u_{\text{к}}} 100 = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{U_{\text{тр.ном}} \cdot u_{\text{к}}} 100, \text{ А}, \quad (15.52)$$

где $I_{\text{тр.ном}}$ — номинальный ток трансформатора, А; $u_{\text{к}}$ — напряжение КЗ трансформатора, %; $S_{\text{тр.ном}}$ — полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $U_{\text{тр.ном}}$ — номинальное напряжение трансформатора, В.

15.6. Выбор плавких вставок предохранителей и уставок автоматов общепромышленного исполнения

Выбор номинальных токов плавких вставок предохранителей или расцепителей автоматических выключателей производится при следующих условиях:

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{расч.макс}}, \text{ А}; \quad (15.53)$$

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{расч.макс}}, \text{ А}, \quad (15.54)$$

где $I_{\text{расч.макс}}$ — наибольший расчетный ток защищаемой линии, А.

Тепловые реле магнитных пускателей выбирают из условия

$$I_{\text{тр}} \geq 1,25 I_{\text{ном.дв}}, \text{ А}, \quad (15.55)$$

где $I_{\text{ном.дв}}$ — номинальный ток электродвигателя, А.

В табл. 15.3 приведены расчетные зависимости для выбора аппаратов защиты в силовых и осветительных сетях.

Пиковый ток ($I_{\text{пик}}$) — это наибольший ток длительностью 1 — 2 с, возникающий в линии.

Для линии с одним электродвигателем

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном.дв}}, \text{ А}, \quad (15.56)$$

где $K_{\text{пуск}}$ — кратность пускового тока в электродвигателе.

Расчетные зависимости для выбора аппаратов защиты

Аппарат защиты	Силовые сети	
	Линия с одним ЭД	Линия с группой ЭД
Автомат с комбинированным расцепителем	$I_{\text{ном.р}} \geq 1,25 I_{\text{ном.дв}}$ $I_o \geq 1,2 I_{\text{пуск}}$	$I_{\text{ном.р}} \geq 1,1 I_{\text{расч.}}$ $I_o \geq 1,25 I_{\text{пик}}$
Предохранитель	$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{ном.дв}}$ $I_{\text{вс}} \geq I_{\text{пуск}}/\alpha$	$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{расч}}$ $I_{\text{вс}} \geq I_{\text{пик}}/\alpha$
Автомат с комбинированным расцепителем Предохранитель	Осветительные сети	
	ЛН, ЛЛ	ДРЛ, ДНаТ
	$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{расч}}$ $I_{\text{вс}} \geq I_{\text{расч}}$	$I_{\text{ном.р}} \geq 1,3 I_{\text{расч}}$ $I_{\text{вс}} \geq 1,2 I_{\text{расч}}$

Для линии с несколькими электродвигателями (от 2 до 5) или с многодвигательным электроприводом (кран, станок и т.п.)

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.макс}} + \Sigma I'_{\text{расч.}}, \text{ А}, \quad (15.57)$$

где $I_{\text{пуск.макс}}$ — пусковой номинальный ток самого мощного электродвигателя группы электроприемников, А; $\Sigma I'_{\text{расч}}$ — суммарный расчетный ток без учета номинального тока пускаемого электродвигателя, А.

Для линии с большим числом электродвигателей (более 5) или со смешанной нагрузкой

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.макс}} + (\Sigma I_{\text{расч}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.макс}}), \text{ А}, \quad (15.58)$$

где $\Sigma I_{\text{расч}}$ — суммарный расчетный ток данной линии, А; $I_{\text{ном.макс}}$ — номинальный ток пускаемого электродвигателя, А; $K_{\text{и}}$ — коэффициент использования механизма с наибольшим пусковым током.

Для безынерционных предохранителей условие пуска электродвигателя учитывает коэффициент α :

• $\alpha = 2,5$ для легких условий пуска, длительностью не более 2 с, достаточно редких (станки, вентиляторы, насосы и т.п.);

- $\alpha = 1,6 - 2$ для тяжелых условий пуска, длительностью более 2,5 с, достаточно частых (краны, лифты и т.п.).

Для инерционных предохранителей (вставки из свинца или его сплавов) $I_{\text{вс}}$ не зависит от характера нагрузки, так как обладает большой теплоемкостью и не успевает перегореть даже при больших пусковых токах.

Условие выбора: $I_{\text{вс}} \geq I_{\text{расч}}$.

При защите конденсаторной установки ток плавкой вставки выбирают с учетом отстройки от тока включения и разряда КУ:

$$I_{\text{вс}} \geq 1,3 \frac{Q_{\text{КУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}}, \text{ А}, \quad (15.59)$$

где $Q_{\text{КУ}}$ — мощность конденсаторной установки, вар; $U_{\text{л}}$ — линейное напряжение сети, В.

Уставка расцепителя максимального тока для КУ (отсечка) выбирается из условия

$$I_{\text{о}} \geq 1,6 \frac{Q_{\text{КУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}}, \text{ А}. \quad (15.60)$$

Не рекомендуется устанавливать для защиты асинхронного электродвигателя автоматический выключатель только с ЭМР, так как это увеличивает сечение проводников по сравнению с комбинированным расцепителем.

При защите сварочных аппаратов при питающей линии, выполненной из алюминия, сечением более 10 мм² использует зависимость

$$I_{\text{вс}} \geq 1,2 I_{\text{ном.св}} \sqrt{\text{ПВ}}, \text{ А}, \quad (15.61)$$

где $I_{\text{ном.св}}$ — номинальный ток сварочного аппарата, А; ПВ — продолжительность включения сварочного аппарата, отн. ед.

Условие надежного срабатывания аппарата защиты:

- при наличии теплого расцепителя

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 3 I_{\text{ном.р}}, \text{ А}; \quad (15.62)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 3I_{\text{вс}}, \text{ А}, \quad (15.63)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$ — однофазный ток КЗ в электрической сети с глухозаземленной нейтралью трансформатора, А;

- при наличии электромагнитного расцепителя

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 1,5I_0, \text{ А}, \quad (15.64)$$

или

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} \geq 1,5I_0, \text{ А}, \quad (15.65)$$

где I_0 — уставка тока ЭМР на мгновенное срабатывание (отсечка), А; $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ — двухфазный ток КЗ в электрической сети с изолированным режимом нейтрали трансформатора, А.

15.7. Выбор плавких вставок предохранителей и уставок автоматов рудничного исполнения

Выбор уставок максимальной токовой защиты

При осветительной нагрузке ток уставки защиты выбирается по условию

$$I_y \geq 3I_{\text{нагр}}, \text{ А}, \quad (15.66)$$

где $I_{\text{нагр}}$ — номинальный ток нагрузки, А.

При защите ответвлений ток уставки защиты в случае применения двигателя с короткозамкнутым ротором выбирается по условию

$$I_y \geq I_{\text{дв.пуск.ном}}, \text{ А}, \quad (15.67)$$

где $I_{\text{дв.пуск.ном}}$ — номинальный пусковой ток защищаемого двигателя, А.

При защите магистрали ток уставки максимальной защиты автоматического выключателя или магнитного пускателя выбирается по условию

$$I_y \geq I_{\text{дв.пуск.макс}} + \sum I_{\text{раб.ном}}, \text{ А}, \quad (15.68)$$

где $I_{\text{дв.пуск.макс}}$ — номинальный пусковой ток наиболее мощного электродвигателя, А; $\sum I_{\text{раб.ном}}$ — сумма номинальных рабочих токов остальных электроприемников, А.

Выбранная уставка максимальной токовой защиты должна быть проверена по току двухфазного КЗ, определяемому в наиболее удаленной от коммутационного аппарата точке сети. Условие проверки:

$$\frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_y} \geq 1,5. \quad (15.69)$$

Иногда в отдельных случаях по согласованию с руководством электроснабжающей организации для магистралей и ответвлений, выполненных бронированными или экранированными кабелями, допускается соотношение

$$\frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_y} \geq 1,25. \quad (15.70)$$

Выбор плавких вставок максимальной токовой защиты

При защите с помощью плавких вставок предохранителей номинальный ток плавкой вставки определяется характером нагрузки защищаемого участка сети.

При защите осветительной сети ток плавкой вставки выбирается по условию

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{нагр}}, \text{ А}, \quad (15.71)$$

где $I_{\text{нагр}}$ — номинальный ток нагрузки защищаемой осветительной сети, А.

При защите ответвления ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{\text{вс}} \geq \frac{I_{\text{дв.пуск.ном}}}{1,6 - 2,5}, \text{ А}. \quad (15.72)$$

Меньшее значение коэффициента (1,6) принимается для тяжелых условий пуска, большее значение (2,5) — для нормальных условий пуска (быстрый разгон двигателя).

При защите магистрали, через которую питаются двигатели с короткозамкнутым ротором, ток плавкой вставки выбирается по условию

$$I_{\text{вс}} \geq \frac{I_{\text{дв.пуск.ном}}}{1,6 - 2,5} + \Sigma I_{\text{раб.ном}}, \text{ А.} \quad (15.73)$$

Выбранная плавкая вставка предохранителя должна быть проверена по току двухфазного КЗ. Условие проверки:

$$\frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{вс}}} \geq 4 - 7. \quad (15.74)$$

Кратность, равная 4, допускается в сетях напряжением 380 и 660 В, где требуется плавкая вставка на номинальный ток 160 и 200 А, а также в сетях напряжением 127 В независимо от требуемой величины тока плавкой вставки.

15.8. Расчет электрической сети напряжением выше 1200 В

15.8.1. Расчет кабельной сети

Кабельная сеть в подземных электрических сетях напряжением выше 1200 В выбирается по четырем параметрам:

- по нагреву рабочим током;
- по экономической плотности тока;
- по допустимой потере напряжения;
- по нагреву током короткого замыкания (на термическую стойкость).

Выбор кабеля по нагреву рабочим током

Рабочий ток кабеля, питающего трансформатор, можно определить по следующему выражению:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тр.ном}}}, \text{ А,} \quad (15.75)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ — номинальная полная мощность трансформатора, кВ·А; $U_{\text{тр.ном}}$ — номинальное напряжение трансформатора, кВ.

По таблицам, представленным в ПУЭ, справочниках, или по [15] в зависимости от конструкции, напряжения и способа прокладки выбирается марка кабеля. Для условий строительства городских подземных сооружений в качестве кабелей, питающих трансформаторы и КРУ, рекомендуется принимать кабели марки СБ, СК, СПВ, СКВ, ЦСН.

Выбор кабеля по экономической плотности тока

Сечение кабеля по экономической плотности тока определяется по выражению

$$s_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \tag{15.76}$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, проходящий по данному кабелю, А; $j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для данных условий работы; выбирается по табл. 15.4.

Таблица 15.4

Экономическая плотность тока

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

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения.

Выбор кабеля по допустимой потере напряжения

Допустимую потерю напряжения в электрической сети можно определить по выражению

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_{\text{тр.ном}} - 0,95 U_{\text{ном.с}}, \text{ В}, \quad (15.77)$$

где $U_{\text{тр.ном}}$ — номинальное напряжение трансформатора, В;
 $U_{\text{ном.с}}$ — номинальное напряжение сети, В.

Сечение основной токонесущей жилы кабеля по допустимой потере напряжения определяется из выражения

$$s = \frac{S_{\text{тр.ном}} \cdot L_{\text{к}} \cdot 10^3}{\gamma \cdot U_{\text{ном.с}} \cdot \Delta U_{\text{доп}}}, \text{ мм}^2, \quad (15.78)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А;
 $L_{\text{к}}$ — длина кабеля, м; γ — удельная проводимость материала токонесущей жилы кабеля; для меди $\gamma = 53,4 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$.

Выбор кабеля по нагреву током КЗ

Выбор сечения кабеля по нагреву током КЗ (проверка на термическую стойкость) производится по формуле

$$s_{\text{КЗ}} \geq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\text{ф}}}}{\kappa}, \text{ мм}^2, \quad (15.79)$$

где I_{∞} — установившийся ток КЗ, А; $t_{\text{ф}}$ — фиктивное время действия тока КЗ, с; κ — коэффициент.

Установившийся ток КЗ может быть определен, исходя из величины предельно допустимой мощности КЗ, регламентируемой ПБ, по выражению

$$I_{\infty} = \frac{S_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тр.ном}}}, \text{ кА}, \quad (15.80)$$

где $S_{\text{доп}}$ — предельно допустимая мощность КЗ, МВ·А.

Фиктивное время действия тока КЗ может быть принято равным действительной длительности КЗ, которая равна сум-

марному времени срабатывания защиты и выключателя. В высоковольтных КРУ, эксплуатируемых в подземных горных выработках, как правило, нет специальных устройств для регулирования выдержки времени отключения выключателей. Поэтому скорость отключения КРУ определяется временем срабатывания выключателя и максимальной защиты, которое в сумме составляет $t_{\phi} = 0,25$ с.

Принимается коэффициент κ :

- $\kappa = 145$ — для кабелей с медными жилами и бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 10 кВ;
- $\kappa = 122$ — для кабелей с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией;
- $\kappa = 104$ — для кабелей с полиэтиленовой изоляцией.

Для кабелей марки СБ, СК, СПВ, СКВ, ЦСН можно принять $\kappa = 138$.

15.8.2. Выбор комплектных распределительных устройств (КРУ)

В зависимости от условий эксплуатации выбирается КРУ:

- рудничного нормального исполнения для условий, где нет проявлений взрывов и пожаров;
- рудничного взрывозащищенного исполнения для подземных выработок с опасными по газу и пыли условиями эксплуатации.

По электротехническим параметрам выбирается КРУ:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- по отключающей способности.

Выбор КРУ по номинальному напряжению

Комплектное распределительное устройство по номинальному напряжению выбирается по формуле

$$U_{\text{ном.КРУ}} \geq U_{\text{ном.с}}, \text{ В}, \quad (15.81)$$

где $U_{\text{ном.КРУ}}$ — номинальное напряжение КРУ, В; $U_{\text{ном.с}}$ — номинальное напряжение сети, В.

Выбор КРУ по номинальному току

КРУ выбирается по наибольшему фактическому току, проходящему через данную ячейку.

Для ячеек, используемых в качестве вводных, секционных и фидерных (отходящих), фактический ток нагрузки равен сумме номинальных токов нагрузок, проходящих через данную ячейку. Для ячейки, используемой для включения асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором напряжением 6 – 10 кВ, ток нагрузки равен номинальному току двигателя.

Для ячейки, используемой для включения трансформатора, номинальный ток можно определить по формуле

$$I_{\text{КРУ}} = \frac{\sum i}{\kappa_{\text{тр}}}, \text{ А}, \quad (15.82)$$

где $\sum i$ – ток нагрузки трансформатора при 380, 660 или 1140 В; $\kappa_{\text{тр}}$ – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Полученные значения $I_{\text{КРУ}}$ округляют до ближайшего большего значения номинального тока ячейки, указываемого в соответствующих таблицах каталогов, справочников и т.п.

Выбор КРУ по отключающей способности

Отключающая способность КРУ должна соответствовать выполнению условий

$$I_{\text{откл.КРУ}} \geq 1,2 I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{ А}; \quad (15.83)$$

$$S_{\text{откл.КРУ}} \geq S_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (15.84)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ, А; $S_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – мощность трехфазного КЗ, МВ·А; $S_{\text{откл.КРУ}}$ – отключающая мощность КРУ (по каталогу), МВ·А.

Величину тока трехфазного КЗ для любой точки электрической сети можно определить по выражению

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \sum Z_{\text{КЗ}}} = \frac{U_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}}, \text{ А}, \quad (15.85)$$

где $\sum Z_{\text{КЗ}}$, $\sum R_{\text{КЗ}}$, $\sum X_{\text{КЗ}}$ – суммарная величина соответственно полного, активного и индуктивного сопротивления до точки КЗ, Ом.

Суммарное активное сопротивление цепи КЗ можно принимать равным активному сопротивлению кабельной линии, т. е.

$$\Sigma R_{\text{КЗ}} = r_{\text{каб}}, \text{ Ом}, \quad (15.86)$$

где $r_{\text{каб}}$ — активное сопротивление кабельной линии, Ом.

Суммарное индуктивное сопротивление цепи КЗ определяется из выражения

$$\Sigma X_{\text{КЗ}} = x_{\text{с}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{р}} + x_{\text{каб}}, \text{ Ом}, \quad (15.87)$$

где $x_{\text{с}}$ — индуктивное сопротивление энергосистемы, приведенное к расчетному напряжению сети, Ом; $x_{\text{тр}}$ — индуктивное сопротивление трансформатора, Ом; $x_{\text{р}}$ — индуктивное сопротивление токоограничивающего реактора (при его наличии), Ом; $x_{\text{каб}}$ — индуктивное сопротивление кабеля, Ом.

При системе внешнего электроснабжения горного предприятия по принципу глубокого ввода 110/6 кВ можно принимать $x_{\text{с}} = 0$. При других соотношениях напряжений энергосистемы величина $x_{\text{с}}$ определяется по формуле

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{с}}^{(3)}}, \text{ Ом}, \quad (15.88)$$

где $S_{\text{с}}^{(3)}$ — мощность трехфазного КЗ энергосистемы (сообщается по запросу проектных организаций), МВ·А.

Индуктивное сопротивление трансформатора $x_{\text{тр}}$ определяется по формуле

$$x_{\text{тр}} = \frac{10u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \text{ Ом}, \quad (15.89)$$

где $u_{\text{к}}$ — напряжение КЗ трансформатора, %; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение трансформатора, В; $S_{\text{ном}}$ — полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Индуктивное сопротивление токоограничивающего реактора (при его наличии) определяется по формуле

$$x_p = \frac{10x_p\% \cdot U_p}{\sqrt{3} \cdot I_p}, \text{ Ом}, \quad (15.90)$$

где $x_p\%$ — относительная реактивность реактора (по каталогу), %; U_p — номинальное напряжение реактора, кВ; I_p — номинальный ток реактора, А.

Индуктивное сопротивление кабеля можно определить, исходя из удельного сопротивления в 0,08 Ом/км.

После определения тока трехфазного КЗ можно определить мощность трехфазного КЗ:

$$S_{K3}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_{ном}, \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (15.91)$$

После расчетов по формулам (15.90) и (15.91) производим проверку отключающей способности комплектного распределительного устройства (КРУ):

$$I_{откл.КРУ} \geq 1,2 I_{K3}^{(3)}, \text{ А};$$

$$S_{откл.КРУ} \geq S_{K3}^{(3)}, \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Расчет уставок максимальной токовой защиты КРУ

Уставка максимальной токовой защиты для КРУ, используемой для включения трансформаторов или передвижных трансформаторных подстанций, определяется по формуле

$$I_y \geq \frac{(1,2-1,4)(I_{дв.пуск.ном} + \Sigma I_{раб.ном})}{k_{тр}}, \text{ А}. \quad (15.92)$$

Величины, входящие в числитель данной формулы, соответствуют величинам, указанным в формуле (15.68).

Выбранная уставка максимальной токовой защиты должна быть проверена на способность отключить ток, возникающий при КЗ на зажимах вторичной обмотки трансформатора. Условие проверки:

$$\frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_y \cdot \kappa_{\text{тр}}} \geq 1,5 \quad (\text{при применении гибкого неэкранированного кабеля});$$

$$\frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_y \cdot \kappa_{\text{тр}}} \geq 1,25 \quad (\text{при использовании бронированного или гибкого экранированного кабеля}),$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ — ток двухфазного КЗ на зажимах вторичной обмотки трансформатора, А.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите метод расчета электрического освещения в подземных горных выработках объектов ГПС.
2. В чем заключается методика расчета электрического освещения в подземных выработках?
3. По каким параметрам выбирается кабель для питания осветительной сети объектов ГПС?
4. Объясните порядок расчета мощности трансформаторной подстанции по коэффициенту спроса.
5. По каким параметрам выбирается кабельная сеть участка ГПС напряжением до 1200 В?
6. По каким параметрам проверяется кабельная сеть участка ГПС напряжением до 1200 В?
7. Как выбрать кабель напряжением до 1140 В по экономической плотности тока?
8. Порядок определения кабельной сети участка ГПС напряжением до 1140 В по допустимой потере напряжения.
9. По каким условиям проверяется кабельная сеть участка ГПС напряжением до 1140 В при пуске наиболее мощного и удаленного электродвигателя?
10. Какие токи КЗ определяются в электрических сетях напряжением до 1140 В подземных горных выработок?
11. Назовите параметры выбора аппаратов управления и защиты напряжением до 1140 В.

12. Выбор вставок и уставок аппаратов управления и защиты.
13. Условия выбора кабельной сети участка ГПС при напряжении выше 1200 В.
14. Как осуществляется выбор КРУ на объектах строительства ГПС?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Методы расчета электрического освещения на объектах строительства ГПС.
2. Выбор и расчет мощности трансформаторной подстанции участка строительства ГПС.
3. Расчет кабельной сети участка напряжением до 1140 В.
4. Расчет токов КЗ в электрической сети напряжением до 1140 В.
5. Выбор аппаратов управления и защиты для электрической сети объектов ГПС.
6. Расчет кабельной сети участка строительства ГПС напряжением выше 1140 В.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Власов С.Н., Торгалов В.В., Виноградов Б.Н.* Строительство метрополитенов: Учебник для вузов. — М.: Транспорт, 1987.
2. *Городниченко В.И., Дмитриев А.П.* Основы горного дела: Учебник для вузов. — М.: издательство «Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2008.
3. *ГОСТ 12.1.038—82 (2001) ССБТ.* Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений и токов.
4. *ГОСТ 14254—96 (2002).* Степени защиты, обеспечиваемые оболочкой (код IP).
5. *ГОСТ 15150—69 (1999).* Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
6. *ГОСТ 16703—79 (2006).* Приборы и комплексы световые. Термины и определения.
7. *ГОСТ 17677—82 (2002).* Светильники. Общие технические условия.
8. *ГОСТ Р 50030.1 — 2007.* Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие требования.
9. *ГОСТ Р 50030.2 — 99.* Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели.
10. *ГОСТ 50571.* Электроустановки зданий.
11. *ГОСТ Р 51330.0-20 (МЭК 60079.0-20).* Электрооборудование взрывозащищенное.
12. *ГОСТ Р 52372 — 2005.* Кабели гибкие и шнуры для подземных и открытых горных работ. Общие технические условия.
13. *Козловская В.Б.* Электрическое освещение: Справочник. / Под ред. В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. — 2-е издание. — Минск: Техноперспектива, 2008.
14. *Колосюк В.П., Ихно С.А.* Взрывобезопасность горного оборудования. — М.: Недра, 1994.
15. *Петров Г.М.* Электрификация строительства городских подземных сооружений: Учебное пособие. — М.: издательство

«Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2008.

16. *ПБ 03-428–02*. Правила безопасности при строительстве подземных сооружений, 2001.

17. *Плащанский Л.А.* Основы электроснабжения горных предприятий: Учебник для вузов. — М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2005.

18. *Порядок* определения объема и расчета стоимости поставленной электрической энергии (мощности) на 2009 г. ОАО «Мосэнергосбыт», 2008.

19. *Правила* оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода. Постановление Правительства РФ № 529 от 31.08.2006 г.

20. *Правила* техники безопасности при эксплуатации электроустановок (ПТБ ЭЭ). — М.: Энергоатомиздат, 1988.

21. *Правила* устройства электроустановок. 6-е изд. — СПб.: Издательство ДЕАН, 2001.

22. *Правила* устройства электроустановок. Седьмое издание. — М.: ЗАО «Энергосервис», 2002.

23. *Правила* функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики. Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006 г.

24. *Правила* эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП). — СПб.: Издательство ДЕАН, 2000.

25. *СНиП 23-05–95 (2003)*. Естественное и искусственное освещение.

26. *Справочная* книга по светотехнике /Под ред. Ю.Б. Айзенберга. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

27. *Справочник* инженера-тоннельщика /Г.М. Богомолов, Д.М. Голицынский, С.И. Сеславинский и др.; Под ред. В.Е. Меркина, С.Н. Власова, О.Н. Макарова. — М.: Транспорт, 1993.

28. *Справочник* снабженца. Кабели. Провода. Шнуры. — М.: Издательство: Информационное бюро «Торговый Дом Металлов», 2005.

29. *Чеботаев Н.И., Плащанский Л.А.* Электрификация горного производства: Учебное пособие для вузов. — М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2005.

30. *Чеботаев Н.И.* Электрооборудование и электроснабжение открытых горных работ: Учебник для вузов. — М.: издательство «Горная книга», 2006.

31. *Шеховцов В.П.* Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. — М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006.

32. *Щуцкий В.И., Волощенко Н.И., Плащанский Л.А.* Электрификация подземных горных работ: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1986.

33. *Электрификация* горного производства: Учебник для вузов: В 2 т. /Под ред. Л.А. Пучкова и Г.Г. Пивняка. — М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2007.

34. *Электрические* кабели, провода и шнуры: Справочник / Н.И. Белоруссов, А.Е. Саакян, А.И. Яковлева; Под ред. Н.И. Белоруссова. — М.: Энергоатомиздат, 1988.

35. *Электробезопасность* в горнодобывающей промышленности /Л.В. Гладилин, В.И. Щуцкий, Ю.Г. Бацезев, Н.И. Чеботаев. — М.: Недра, 1977.

36. *Электроснабжение* железорудных горно-обогачительных комплексов/ Под ред. В.И. Щуцкого. — М.: Недра, 1978.

37. www.elcabl.ru/

38. www.shela.ru/

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Агрегат сварочный 387
Аппарат АЗУР 45
Аппарат защиты 116
Аппаратура
рудничная 142, 150, 171
- Безопасность эксплуатации 12
Блокировочное реле утечки 54
- Взрывобезопасность 88
Взрывонепроницаемость 90
Виды взрывозащиты 90
Виды защит 145
Виды исполнения 99
Внешнее электроснабжение 65
Внутреннее электроснабжение 75
Времятоковые
характеристики 124
Выбор аппаратуры 501
Выключатель
автоматический 120, 150, 172
- Главная заземляющая шина 41
Главная понизительная
подстанция 74
- Дифференциальный
трансформатор 56
- Заземление защитное 31
Заземлитель главный 32
Заземлитель дополнительный 33
Заземлитель местный 33
Заземлитель повторный 33
Защита электрических
сетей 112, 115, 134
Защитное отключение 44
- Исполнение климатическое 102
- Исполнения
электрооборудования 84
Источники света 270, 280
- Кабели бронированные 220
- гибкие 224
- особо гибкие 224
- прокладка 235
- Категории бесперебойности
электроснабжения 69
Категории размещения 104
Классификация систем
электроснабжения 393
Классификация
электрооборудования 102
Компенсация реактивной
мощности 444
Контроль целостности
заземляющей жилы 149
Коэффициент мощности 440
Коэффициент реактивной
мощности 441
Коэффициент спроса 481
- Лампы газоразрядные 287
Лампа накаливания 281
Линия электропередачи 67
- Маркировка 85, 107, 231
Меры защиты 29
Метод коэффициента
использования 323
Метод коэффициента спроса 481
Методы расчета освещения 322
Муфта соединительная 254
- Нейтраль глухозаземленная 25
Нейтраль изолированная 21, 27
Нормы освещенности 277

Оборудование 416, 418, 423, 427, 429

Однофазное прикосновение 24

Опалубка 372

Освещение электрическое 264

Ответная реакция организма 15

Подстанции передвижные 204

- подземные 191

- преобразовательные 210

Правила безопасности 26, 177, 392

Предохранители 116

Пускатель неревверсивный 150

- рудничный 178

ПУЭ 25, 36, 115

Расцепитель 121

Расчет кабельной сети 484, 501

Расчет нагрузок 481

Расчет токов КЗ 492

Расчет электрического
освещения 476

Светильник 312

Световые приборы 312

Светодиоды 304

Сеть заземления 32, 33

Сети

электрические 115, 127, 216

Система заземления 33

Система уравнивания

потенциалов 39, 41

Сравнение условий

электробезопасности 27

Станции управления 163, 184

Степень воздействия 15

Степень защиты 105

Схема замещения 486

Схема прикосновения 21, 25

Схемы распределения

электрической энергии 75

Схемы электроснабжения 72, 359,
395, 400, 405, 411

Тарифы на электроэнергию 463

Типы систем заземления 36

Ток неотпускающий 16

Ток отпускающий 15

Ток ощутимый 15

Токи КЗ 113, 492

Ток фибрилляционный 16

Токовая отсечка 129

Точечный метод расчета 326

Трансформаторная
подстанция 350, 379

УЗО 56

Уравнивание потенциалов 39

Условия электробезопасности 20

Условия эксплуатации 12

Устройство защитного
заземления 31

Устройство защитного
отключения 55

Факторы механического
характера 12

- окружающей среды 13

- электрического характера 12

Центральная подземная
подстанция 200

Центральный распределительный
пункт 331, 402

Учет электроэнергии 459

Шахтные трансформаторы 198

Щит проходческий 429

Электрическая сеть 20, 25, 112

Электробезопасность 12
Электронагрев 370
Электрообогрев 372
Электрооборудование 350, 370,
379, 383
Электрооборудование
взрывобезопасное 100
- взрывозащищенное 99
- рудничное 142
Электроснабжение 329, 331, 335,
391, 408
Энергетические показатели 439
Энергопоезд 163

Ячейка взрывобезопасная 195
- высоковольтная 196

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ВВЕДЕНИЕ	7
1. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ГОРОДСКОГО ПОДЗЕМНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	12
1.1. Условия эксплуатации электрооборудования в подземных горных выработках	12
1.2. Воздействие электричества на организм человека	14
1.3. Условия электробезопасности электрических сетей с разным режимом нейтрали	20
1.3.1. Электрические сети с изолированным режимом нейтрали	21
1.3.2. Электрические сети с глухозаземленной нейтралью ..	25
1.3.3. Сравнение условий электробезопасности в электрических сетях с изолированной и глухозаземленной нейтралью	27
1.4. Меры защиты от поражения электрическим током	29
1.5. Защитное заземление	31
1.5.1. Защитное заземление в подземных горных выработках	31
1.5.2. Типы систем заземления	36
1.5.3. Система уравнивания потенциалов	39
1.6. Защитное отключение	44
1.6.1. Защитное отключение в электрических сетях с изолированной нейтралью источника питания	44
1.6.2. Защитное отключение в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью источника питания ...	55
2. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	65
2.1. Основные положения	65
2.2. Выбор напряжения питающих линий	68
2.3. Категории бесперебойности электроснабжения	69
2.4. Схемы внешнего электроснабжения	72
2.5. Схемы распределения электроэнергии	75
2.6. Подстанции на поверхности горных предприятий	79

3. ИСПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	84
3.1. Степень защиты электрооборудования	84
3.2. Взрывобезопасность рудничного электрооборудования	88
3.2.1. Принципы взрывобезопасности	88
3.2.2. Виды взрывозащиты	90
3.2.3. Виды исполнения рудничного электрооборудования .	99
3.3. Классификация и маркировка электрооборудования	102
3.3.1. Классификация электрооборудования	102
3.3.2. Маркировка взрывозащищенного электрооборудования	107
4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И УСТАНОВОК ПРЕДПРИЯТИЙ ГОРНОГО ПРОФИЛЯ	112
4.1. Характеристика основных повреждений электроустановок	112
4.2. Защита электрических сетей и установок поверхностного комплекса предприятий горного профиля	115
4.2.1. Электрические сети и установки напряжением до 1 кВ	115
4.2.2. Электрические сети и установки напряжением выше 1 кВ	127
4.3. Защита электрических сетей и установок подземного комплекса предприятий горного профиля	134
5. РУДНИЧНАЯ АППАРАТУРА УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ	142
5.1. Общие сведения	142
5.2. Виды защиты рудничной аппаратуры	145
5.3. Рудничная аппаратура управления и защиты взрывобезопасного исполнения	150
5.3.1. Пускатели ручного управления	150
5.3.2. Автоматические выключатели	150
5.3.3. Магнитные пускатели	155
5.3.4. Магнитные станции управления	163
5.4. Рудничная аппаратура управления и защиты для городских подземных сооружений	171
5.4.1. Общие положения	171
5.4.2. Рудничные автоматические выключатели	173
5.4.3. Рудничные пускатели	178
5.4.4. Станции управления	184

6. ПОДЗЕМНЫЕ ПОДСТАНЦИИ	191
6.1. Электрооборудование подземных подстанций	191
6.1.1. Комплектные распределительные устройства	192
6.1.2. Шахтные трансформаторы	198
6.2. Центральные подземные подстанции	200
6.3. Передвижные трансформаторные подстанции	204
6.3.1. КТП в подземных горных выработках предприятий, опасных по газу и пыли	204
6.3.2. КТП в подземных горных выработках предприятий, не опасных по газу и пыли	207
6.4. Преобразовательные подстанции	210
7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ В ПОДЗЕМНЫХ ВЫРАБОТКАХ	216
7.1. Общие сведения	216
7.2. Бронированные кабели	220
7.3. Гибкие и особо гибкие кабели	224
7.4. Маркировка и обозначение кабелей	231
7.5. Прокладка кабелей	235
7.5.1. Общие сведения	235
7.5.2. Кабельные туннели	237
7.5.3. Кабельные каналы	240
7.5.4. Кабельные блоки	241
7.5.5. Кабельные эстакады и галереи	242
7.5.6. Коллекторы	245
7.5.7. Кабельные траншеи	246
7.5.8. Прокладка кабелей в подземных горных выработках	248
7.6. Кабельные муфты	254
7.6.1. Общие сведения	254
7.6.2. Классификация кабельных муфт и заделок	255
7.6.3. Монтаж соединительных и концевых муфт	257
8. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ	264
8.1. Основные понятия и единицы светотехники	264
8.1.1. Общие сведения	264
8.1.2. Параметры источников света	267
8.1.3. Выбор системы освещения и нормированной освещенности	273
8.2. Источники света	280

8.2.1. Общие сведения	280
8.2.2. Лампы накаливания	281
8.2.3. Газоразрядные лампы низкого давления	287
8.2.4. Газоразрядные лампы высокого давления	294
8.2.5. Светодиоды	304
8.3. Световые приборы	312
8.3.1. Основные характеристики световых приборов	312
8.3.2. Светильники для помещений производственных и общественных зданий.	316
8.3.3. Наружное освещение территории поверхностного комплекса	318
8.4. Методы расчета электрического освещения	322
8.4.1. Общие положения	322
8.4.2. Метод коэффициента использования светового потока	323
8.4.3. Точечный метод расчета освещенности	326
9. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ	329
9.1. Особенности электроснабжения	329
9.2. Электроснабжение подземных горных работ через ствол	331
9.3. Электроснабжение подземных горных работ через шурфы или энергетические скважины	335
9.4. Сравнение способов электроснабжения подземных горных работ	337
10. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ (СГПС)	339
10.1. Схемы электроснабжения	339
10.1.1. Общие сведения	339
10.1.2. Схемы электрических сетей внутри объекта напряжением 6...10 кВ	340
10.1.3. Схемы распределительных сетей объектов СГПС напряжением до 1 кВ	345
10.2. Электрооборудование поверхностных объектов СГПС	350
10.2.1. Трансформаторные подстанции	350
10.2.2. Комплектные распределительные устройства напряжением выше 1 кВ	355
10.3. Схемы электроснабжения предприятий СГПС	359

11. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ОБЪЕКТОВ СГПС	365
11.1. Электрооборудование подъемно- транспортных устройств	365
11.2. Электрооборудование для прогрева бетона	370
11.2.1. Методы прогрева бетона	370
11.2.2. Трансформаторная подстанция для обогрева бетона	377
11.3. Электрооборудование для электропрогрева грунта	379
11.4. Электрооборудование для электрической сварки	383
11.4.1. Общие положения	383
11.4.2. Требования к источникам питания сварочной дуги ..	384
11.4.3. Сварочные преобразователи постоянного тока	385
11.4.4. Сварочные аппараты переменного тока	387
12. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ СГПС	391
12.1. Общие сведения	391
12.2. Классификация систем электроснабжения объектов СГПС	393
12.3. Схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением до 1 кВ	395
12.3.1. Схемы с разделительными трансформаторами	395
12.3.2. Схемы без разделительных трансформаторов	398
12.4. Схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей напряжением выше 1 кВ	400
12.5. Схемы электроснабжения объектов СГПС при питании от электрических сетей по комбинированной схеме	405
12.6. Электроснабжение проходческих комплексов	408
13. ОБОРУДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ КОМПЛЕКСОВ ОБЪЕКТОВ СГПС	416
13.1. Общие сведения	416
13.2. Оборудование бестраншейного способа строительства объектов СГПС	418
13.2.1. Оборудование микрощитов	418

13.2.2. Оборудование объекта строительства при методе продавливанием	420
13.2.3. Оборудование объекта при методе строительства проколом и направленным бурением	421
13.3. Оборудование при горном способе строительства	423
13.4. Оборудование при комбайновом способе строительства	427
13.5. Оборудование щитового способа строительства объектов СГПС	429
14. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СГПС	439
14.1. Общие сведения	439
14.2. Коэффициент мощности	440
14.3. Компенсация реактивной мощности	444
14.3.1. Мероприятия по уменьшению потребления реактивной мощности	444
14.3.2. Компенсирующие устройства	448
14.3.3. Схемы присоединения конденсаторных установок	454
14.3.4. Автоматическое регулирование мощности КУ	456
14.4. Учет и тарификация электроэнергии	459
14.4.1. Учет электроэнергии	459
14.4.2. Тарификация электроэнергии	463
14.4.3. Порядок определения объема и расчета стоимости поставленной электрической энергии и мощности	465
14.5. Удельные нормы электропотребления	473
15. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЧАСТКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГПС	476
15.1. Расчет электрического освещения	476
15.1.1. Выбор светильника	476
15.1.2. Выбор мощности трансформатора для питания осветительной сети	478
15.1.3. Выбор кабеля для питания осветительной сети	479
15.1.4. Расчет уставки МТЗ осветительного агрегата	480
15.2. Расчет нагрузок и выбор мощности участковой трансформаторной подстанции	481
15.3. Расчет кабельной сети участка	484
15.3.1. Выбор кабелей по допустимому нагреву	484

15.3.2. Выбор сечения проводников по экономической плотности тока	485
15.3.3. Расчет кабельной сети участка по допустимой потере напряжения	486
15.3.4. Проверка параметров участковой сети по условию пуска наиболее мощного и удаленного электродвигателя	489
15.4. Расчет токов короткого замыкания в подземных участковых электрических сетях напряжением до 1 кВ . . .	492
15.5. Выбор аппаратуры управления и защиты при напряжении до 1200 В	494
15.6. Выбор плавких вставок предохранителей и уставок автоматов общепромышленного исполнения	496
15.7. Выбор плавких вставок предохранителей и уставок автоматов рудничного исполнения	499
15.8. Расчет электрической сети напряжением выше 1200 В . . .	501
15.8.1. Расчет кабельной сети	501
15.8.2. Выбор комплектных распределительных устройств (КРУ)	504
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	510
ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	513

Геннадий Михайлович Петров

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Режим выпуска «стандартный»

Редактор текста *А.Н. Сытдыкова*
Компьютерная верстка
и подготовка оригинал-макета *П.В. Чувилов*
Дизайн серии *Е.Б. Капралова*
Зав. производством *Н.Д. Урбушкина*

Подписано в печать 30.04.2010. Формат 60×90/16.
Бумага офсетная № 1. Гарнитура «Times». Печать
офсетная. Усл. печ. л. 33,0. Тираж 500 экз.
Изд. № 2121. Заказ 0603

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ГОРНАЯ КНИГА»

ИЗДАТЕЛЬСТВО МОСКОВСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА

Отпечатано в ордена Трудового Красного Знамени
типографии им. И.И. Скворцова-Степанова
ФГУП Издательство «Известия» Управления делами
Президента Российской Федерации
Генеральный директор *Э.А. Галумов*
127994, ГСП-4, г. Москва, К-6, Пушкинская пл., д. 5
e-mail: izd.izv@ru.net



119991 Москва,
ГСП-1, Ленинский проспект, 6,
издательство «Горная книга», Издательство МГГУ;
тел. (499) 230-27-80; факс (495) 956-90-40;
тел./факс (495) 737-32-65



К ♦ Н ♦ И ♦ Г ♦ И

ИЗДАТЕЛЬСТВА МОСКОВСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ГОРНОГО
УНИВЕРСИТЕТА
И ИЗДАТЕЛЬСТВА «ГОРНАЯ КНИГА»

можно приобрести

- ♦ в киоске Издательства МГГУ (м. «Октябрьская»)-кольцевая, Ленинский просп., 6, главный корпус, 2-й этаж);

заказать

- ♦ через систему «Книга—почтой»; заказы в произвольной форме направляйте:

по адресу: **119991 Москва, ГСП-1, Ленинский
проспект, 6, Издательство МГГУ;**

по телефонам: **(499) 230-27-80,
(495) 737-32-65;**

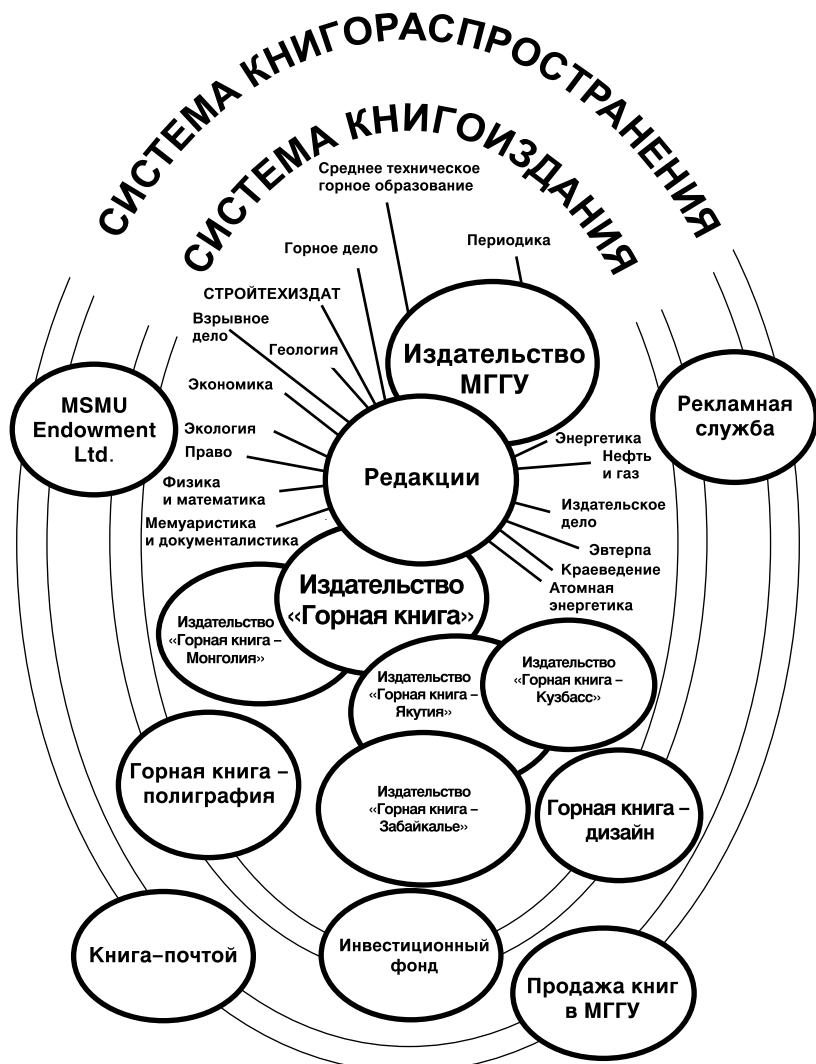
по факсам: **(495) 956-90-40,
(495) 737-32-65;**

по e-mail: **info@gornaya-kniga.ru**

**Распространение книг осуществляют
Издательство МГГУ, издательство «Горная книга»**

**Подробная информация размещена
на сайте www.gornaya-kniga.ru**

СТРУКТУРА АССОЦИАЦИИ «МИР ГОРНОЙ КНИГИ»



*ГИАБ является
ведущим
научно-практическим
журналом
в области горных наук,
геологии, экономики
добывающих отраслей,
высшего горного
образования
и смежных наук*

ГОРНЫЙ

ИНФОРМАЦИОННО- АНАЛИТИЧЕСКИЙ БЮЛЛЕТЕНЬ (ГИАБ)

Индекс Роспечати 46466
Индекс Прессы России 20983

*ГИАБ внесен в список
периодических научных изданий,
рекомендуемых ВАК Минобразования
и науки России для публикации
научных работ соискателей ученой
степени кандидата и доктора наук*

Публикуемые в **ГИАБ** материалы содержат:

- ♦ статьи ученых высшей школы, НИИ, зарубежных специалистов, руководителей горных предприятий и инженеров;
- ♦ полные тексты докладов ученых на симпозиумах, конференциях, совещаниях;
- ♦ обзоры по защищенным диссертациям в области горного дела и смежных наук;
- ♦ аннотации и рецензии на новые книги в области горного дела;
- ♦ публицистические, исторические и литературные материалы.

ГИАБ освещает работу семинаров ежегодного симпозиума «Неделя горняка».

Периодичность издания 12 номеров в год. Объем каждого номера 424 страницы.

С 2004 г. **ГИАБ** выпускается в книжном формате, в твердом переплете.

Распространение ГИАБ — преимущественно по подписке.

Возможен предварительный заказ отдельных номеров **ГИАБ**, выпускаемых в текущем году, а также заказ номеров прошлых лет (с 1992 г.).

По заявкам организаций издаются тематические и региональные выпуски **ГИАБ**, препринты (брошюры), являющиеся официальным приложением к бюллетеню.

*Подписку и продажу
отдельных номеров
осуществляет
Издательство
«ГОРНАЯ КНИГА»*

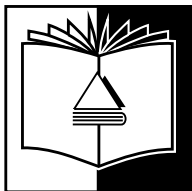
*Заявки
с обратным адресом
направляйте по адресу:
119991 Москва,
ГСП-1, Ленинский пр., д. 6,
«Горная книга»*



*Организована подписка
на отдельные выпуски ГИАБ*

Индекс Роспечати 32777

*По вопросам подписки,
получения экземпляров ГИАБ
и издания отдельных выпусков можно также
обращаться по телефонам (499) 230-27-80,
737-32-65; по факсу (495) 956-90-40
или по e-mail: info@gornaya-kniga.ru*



работает

***Справка
о депонировании
выдается в течение
суток***

***Депонирование
рукописей —
удобный и быстрый
вид публикаций***

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ МОСКОВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА

ДЕПОЗИТАРИЙ

Депонированные рукописи приравниваются государственными организациями (ВАК, Министерством образования и науки РФ и др.) к открытым публикациям

К депонированию принимают рукописи по всем аспектам горного дела и смежным дисциплинам

Депозитарий принимает к опубликованию работы, которые по каким-либо причинам не могут быть напечатаны в журналах и сборниках

По вопросам депонирования обращайтесь в Издательство МГГУ

119991 Москва, ГСП-1,
Ленинский пр-т, 6, Издательство МГГУ.
Телефон: (499) 230-27-80.
E-mail: info@gornaya-kniga.ru.
www.gornaya-kniga.ru.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

--