

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ РАБОТ

Под редакцией Заслуженного деятеля
науки и техники Украины
профессора Г. Г. ПИВНЯКА

*Рекомендовано
Комитетом по высшей школе Министерства науки,
высшей школы и технической политики
Российской Федерации
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности
«Электроснабжение горных предприятий»*



- МОСКВА "НЕДРА" 1992

ББК 31.29

Э 45

УДК 658.26:621.31:622.33.012

Авторы: М. М. Белый, В. Т. Заика, Г. Г. Пивняк. А. Я. Рыбалко,
В. И. Тесленко, Ф. П. Шкрабец

Рецензенты: кафедра горной электротехники и автоматики Донецкого
политехнического института, д-р техн. наук Б. Г. Меньшов

Электрификация горных работ: Учеб. для вузов
Э 45 М. М. Белый, В. Т. Заика, Г. Г. Пивняк и др.; под ред
Г. Г. Пивняка. — М.: Недра, 1992. — 383 с.: ил.
ISBN 5-247-01280-1

Рассмотрено электрооборудование и электроснабжение горных предприятий. Уделено внимание электробезопасности при электрификации шахт и рудников. Приведены сведения о рудничной аппаратуре управления и защиты, ее исполнении, электрическом освещении. Подробно изложены методы проектирования электроснабжения шахт рудников, определения надежности систем подземного электроснабжения и способы ее повышения.

Для студентов горных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Электроснабжение горных предприятий».

Э 2502010000—195
043(01)—92 181—92

ББК 31.2

Белый Михаил Матвеевич
Заика Владимир Терентьевич
Пивняк Геннадий Григорьевич и др.

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ РАБОТ

Заведующий редакцией *Е. И. Кит.* Редактор издательства *С. А. Моисеева.*
Технические редакторы *М. Л. Новикова, Е. Н. Новикова.* Корректор
Е. М. Федорова.

ИБ № 7978

Сдано в набор 17.02.92. Подписано в печать 12.05.92. Формат 60×90^{1/16}. Бумага кн.-журн. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 24,0. Усл. кр.-отт. 24,0. Уч.-изд. л. 25,47. Тираж 2400 экз. Заказ 169/2077—1.

Издательство «Недра», 125047, Москва, Тверская застава, 3.

Московская типография № 11 Министерства информации и печати
Российской Федерации. 113105, Москва, Нагатинская ул., д. 1.

ISBN 5-247-01280-1

© Коллектив авторов, 1992

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предлагаемый учебник предназначен для студентов, обучающихся по специализации 10.04.04 «Электроснабжение горных предприятий» специальности 10.04 «Электроснабжение (по отраслям)». Указанная специализация введена в целях подготовки горных инженеров-электриков для проектирования и эксплуатации систем электроснабжения горно-добывающих предприятий, имеющих выраженные особенности технологического характера и условий эксплуатации.

С развитием, реконструкцией и модернизацией в горно-добывающей промышленности к электрификации горных работ предъявляются новые, повышенные требования: обеспеченность высококачественным и надежным электрооборудованием; внедрение более рациональных и эффективных схем электроснабжения, характеризующихся бесперебойной и экономичной работой машин и механизмов; рост производительности труда; повышение безопасности применения электроэнергии.

В последние 10—15 лет в системах электроснабжения предприятий горно-добывающей промышленности произошли существенные изменения в связи с применением в распределительных сетях более высокого напряжения (660, 1140, 6000, 10 000 и 35 000 В), что коренным образом повлияло как на основные принципы электроснабжения, так и на построение схем распределения электроэнергии в условиях открытых и подземных горных работ.

Дисциплина «Электрификация горных работ» для студентов специальности 10.04.04 — профилирующая и изучается на пятом курсе обучения. Для усвоения материала, изложенного в учебнике, студент должен иметь общетеоретическую и специальную электротехническую подготовку, быть практически знаком с технологией и техникой ведения горных работ открытым и подземным способами. При этом он должен знать не только устройство электрических машин и принцип их работы, но и возможности систем электропривода, обеспечивающих преобразование электроэнергии в полезно совершаемую работу. В области передачи, преобразования и распределения электроэнергии студенту необходимо изучить конструкции и принципы действия соответствующих электроустановок, процессы, протекающие в линейных и нелинейных электрических цепях в установившихся, переходных и аварийных режимах, а также понять технико-экономическую сущность принимаемых инженерных решений.

Такая всесторонняя подготовка студента позволит наиболее эффективно реализовать цель — сформировать у студента представление об электрификации горных работ, электротехнических комплексах разнообразных горных машин и схемах их электроснабжения — сложных иерархических системах с множеством элементов, непрерывно взаимодействующих между собой и с внешней средой. Выяснить внутренние и внешние взаимосвязи между отдельными элементами и качественно новые свойства при их объединении в электрические комплексы и системы, а также понять происходящие при этом явления и процессы помогает настоящая дисциплина.

В практическом плане будущий инженер должен создавать достаточно совершенные электротехнические комплексы и системы питания с учетом условий эффективного использования электроэнергии на производстве. Для этого он должен знать исходные математические выражения, описывающие основные явления и процессы, которые происходят в электрических цепях, основные расчетные зависимости и уметь пользоваться ими для выбора параметров элементов создаваемых систем.

В зависимости от сложности изучаемых объектов и особенностей их функционирования в условиях подземных и открытых горных работ весь учебный материал разбит на три раздела: первый — общие для подземных и открытых разработок вопросы электрификации; второй — конкретные системы электрооборудования и электроснабжения, методы их выбора и расчета для горных машин, используемых при подземной добыче полезных ископаемых; третий — аналитический материал, касающийся открытых горных работ. Учебный материал по отдельным вопросам, темам и разделам изложен в логической и дидактической последовательности, позволяющей максимально использовать имеющиеся знания, умение и навыки. Разъяснения принципов выбора параметров отдельных элементов и рассматриваемых систем в целом, а также расчетных методов сопровождаются примерами. В тексте, кроме того, дана нужная нормативная и справочная литература, которая поможет студенту повысить производительность учебного труда при выполнении аналогичных задач при курсовом и дипломном проектировании.

В конце каждой темы (главы) приведены вопросы для самопроверки и контроля усвоения знаний по изложенной проблеме. Для более полного раскрытия темы в конце каждой главы предлагаются темы рефератов, при работе над которыми студент должен сосредоточить внимание на анализе совокупности факторов и их взаимосвязей с рассматриваемым объектом (отдельная электроустановка, комплекс оборудования, система распределения электроэнергии и т. п.). В работе над рефератом надо показать роль и влияние каждого фактора на

конструктивные или иные параметры установки (мощность, пропускная способность, частота настройки фильтра и т. п.), выяснить пределы влияния каждого из них и на этой основе оценить необходимость их учета при решении различных инженерных задач.

Цель учебника — сформировать у студентов систему знаний в области электрификации горных работ, оказать помощь в приобретении практических умений и навыков самостоятельного обращения с электрооборудованием и другими техническими средствами при решении производственных вопросов, помочь выработать сознательный подход к выбору наиболее выгодного варианта системы электроснабжения горных предприятий. Надежность электроснабжения, требуемое качество электроэнергии, безопасность и экономичность всех элементов системы — основные требования, которым должна удовлетворять система электроснабжения. Сознательный подход к выполнению этих требований возможен только при глубоком знании физических процессов, протекающих при эксплуатации электроустановок, условий совместной работы отдельных элементов электрооборудования, основных положений рационального проектирования систем электроснабжения и эксплуатации электрохозяйства современных крупных предприятий. Все это требует серьезной подготовки горных инженеров-электриков.

При изучении курса студент знакомится с историческими ступенями развития электрификации, спецификой отрасли и ее влиянием на систему электроснабжения, требованиями и к электроснабжению, условиями, в которых будет работать электрооборудование в различных электрических установках системы.

Учебник написан коллективом преподавателей кафедры систем электроснабжения Днепропетровского горного института имени Артема под руководством заслуженного деятеля науки и техники СССР, доктора технических наук, профессора Г. Г. Пивняка. Авторы выражают признательность рецензентам учебника — коллективу кафедры горной электротехники и автоматики Донецкого политехнического института и доктору технических наук, профессору Б. Г. Меньшову — за ряд ценных замечаний и предложений.

Первое издание учебника для студентов специализации 10.04.04 по дисциплине «Электрификация горных работ» может вызвать замечания и пожелания, которые авторы примут с благодарностью и учтут.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ГОРНЫХ РАБОТ

1. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ГОРНЫХ РАБОТ

1.1. Условия эксплуатации и работы электрооборудования и электрических сетей

Условия эксплуатации электрооборудования принято определять как совокупность внешних факторов (физических величин), которые могут на него влиять в процессе работы. Внешние факторы подразделяют на две группы: климатические и механические.

На подземных горных работах из климатических факторов наибольшее воздействие оказывают влажность, температура, пыль, коррозионно-активные вещества; из механических — вибрация, резкие толчки и удары, а для выводных концов электрооборудования, кроме того, растягивающая и изгибающая силы, крутящий момент, скручивание, которые возможны при монтаже электрооборудования.

Высокая влажность (до 100%) в подземных выработках угольных и рудных шахт объясняется наличием грунтовых вод, а повышенная температура (по данным МакНИИ, в некоторых выработках она достигает $+40^{\circ}\text{C}$ даже при кондиционировании) — естественным ее увеличением в связи с положительным градиентом по глубине разработок и (в меньшей степени) тепловыделением от работающего электрооборудования.

Значительна коррозионная активность шахтных вод. Содержание в них катионов и анионов кислот и щелочей, двуокиси углерода, а также других химически активных элементов достигает 50 г на 1 л.

Влажность, температура, пыль, агенты агрессии, плесневые грибки, воздействуя на оболочки и изоляцию электрооборудования, снижают их надежность и, следовательно, приводят к преждевременным его отказам.

При открытой разработке месторождений полезных ископаемых климатических факторов, влияющих на электрооборудование, значительно больше. Кроме более высоких ($+45^{\circ}\text{C}$ и выше) и низких (-50°C и ниже) температур и ее изменений в течение суток (40°C и более) оказывают воздействие такие факторы, как солнечное излучение, ветер, дождь, иней и др.

Выделяют три характерных вида воздействия температуры на работу электрооборудования в карьерах: длительное повышение или понижение; колебания температуры; эпизодическое

повышение или понижение. Причина преждевременного отказа электрооборудования при длительном воздействии повышенной температуры — несоответствие выбранной изоляции токоведущих частей степени нагрева. Смены температур и, как следствие, периодический нагрев и охлаждение электрооборудования обусловлены суточными колебаниями и цикличностью работы самого оборудования. Особенно неблагоприятно сказываются смены температур с переходом через ноль при высокой влажности, так как при этом происходит выпадение инея на контактах, примерзание якорей реле и нарушение из-за этого работы систем управления.

При низких температурах (-30°C и ниже) особенно осложняется работа электросетевого оборудования. Например, трансформаторное масло загустевает настолько, что вызывает полные отказы масляных выключателей. Замена их для этих условий на вакуумные — наиболее эффективная мера повышения эксплуатационной надежности.

Неблагоприятно сказывается на работе электрических аппаратов, заполненных трансформаторным маслом, влажность, так как, обладая гигроскопичностью, масло поглощает влагу и теряет свои диэлектрические свойства. В связи с этим, срок замены трансформаторного масла в аппаратах составляет около 3 мес.

Коррозия на открытых работах связана с загрязнением слоя влаги, эпизодически появляющегося на поверхности электрооборудования, различными химическими веществами, оседающими из воздуха. Образующийся при этом электролит интенсивно разрушает элементы электрооборудования.

Существенное влияние на карьерное электрооборудование оказывает солнечная радиация: под солнечными лучами резко ускоряются процессы распада электроизоляционных материалов (полихлорвинил, фторопласт, резина и т. п.), растрескиваются и разрушаются лакокрасочные покрытия. Дополнительный нагрев поверхностей открыто установленного оборудования прямыми солнечными лучами достигает 30°C . Такому воздействию подвергаются карьерные высоковольтные переключающие пункты (ПП), располагаемые на рабочих бортах.

От способа разрушения полезного ископаемого (механический, буровзрывной), вида транспорта (электрический, конвейерный, автомобильный), конструкций погрузочно-разгрузочных устройств и сооружений зависит запыленность горных работ. Наибольшему воздействию пыли на шахтах и карьерах подвергается забойное электрооборудование. Концентрация пыли здесь повышена. Накапливаясь на поверхности токоведущих частей электрооборудования, слой пыли становится электропроводным и по нему обычно происходит пробой. Попадая в электрооборудование, частицы пыли ускоряют абразив-

ный износ его элементов, являются причиной заедания подшипников. Между запыленностью воздуха в карьерах и работой до капитального ремонта электрооборудования существует корреляционная связь, которую необходимо использовать при разработке новых пыленепроницаемых конструкций электрооборудования.

Механические воздействия (удары, вибрация, растягивающие усилия и т. п.) испытывает электрооборудование — при перемещении большинства машин в процессе работы (очистные и проходческие комбайны, экскаваторы и др.) и периодическом передвижении электроустановок (конвейеры, буровые станки, подстанции, распределительные и приключательные пункты и т. п.).

Электрооборудование подвергается также механическому воздействию от падающих скальных обломков при обрушении кровли в подземных выработках и проведении взрывных работ на карьерах. При этом в особо тяжелых условиях оказывается электросетевое оборудование вблизи призабойного участка: кабельные или кабельно-воздушные линии, распределительные и приключательные пункты, передвижные подстанции. Их работа в системе карьерного электроснабжения определяется не столько характером изменения электрических нагрузок, сколько состоянием трасс их перемещения. Приключательные пункты и другое электросетевое оборудование при транспортировании по неподготовленным трассам испытывают значительные вибрационные нагрузки: частота вибраций до 180 Гц, амплитуда 0,2—0,5 мм, ускорение 15 g. Вибрационные нагрузки часто вызывают разрушение опорных и проходных изоляторов, отлом тяг и разрегулирование контактных систем, потерю жесткости и прочности сварных конструкций, повреждение приборов, реле защиты и т. п.

В тяжелых условиях работает прокладываемый к передвижным машинам гибкий кабель, который подвергается постоянным механическим воздействиям: растяжению, изгибу, кручению, истиранию. Наибольшую деформацию испытывает участок кабеля, непосредственно примыкающий к горной машине.

Кроме климатических и механических факторов внешней среды состояние электрооборудования сказываются горно-геологические факторы. Это проявляется в характере режимов работы горных машин, совокупность которых наиболее полно отражает условия их работы.

Из забойных электроприемников (ЭП) на угольных шахтах в наиболее тяжелых условиях работает электропривод угольных комбайнов. Потребляемая мощность P и режим работы врубово-комбайновых электродвигателей определяется мощностью и строением пласта, вязкостью и крепостью угля,

скоростью резания и подачи а также другими горно-техническими факторами. Их многообразие и непостоянство обуславливают неустановившийся резкопеременный характер работы электродвигателей, большую вероятность перегрузок и опрокидываний. В то же время средняя их нагрузка за цикл ниже номинальной.

По данным экспериментальных исследований, при выемке весьма крепких углей Западного Донбасса с коэффициентом сопротивления резанию более 240 Н/мм удельная частота опрокидываний электродвигателей и частота перегрузок для комбайнов с барабанным исполнительным органом достигает 20 ч⁻¹. Значительно также и количество пусков (30 и более в час).

В сравнении с широкозахватными пуск узкозахватных комбайнов значительно облегчен и поэтому не является основным фактором, определяющим условия питания выемочных машин. В то же время возросли требования в отношении обеспечения заданной кратности перегрузочного момента электродвигателей комбайнов. Нарушение этого требования приводит к существенному снижению производительности угледобывающих машин.

Специфические условия работы забойных электроприемников заметно влияют на формирование электрических нагрузок потребителей добычного участка (рис. 1.1).

Обычно коэффициент заполнения графиков электрических нагрузок потребителей комплексно-механизированных забоев за сутки близок к 0,5, за смену достигает 0,7. При этом в течение почти половины времени работы комбайна текущее значение нагрузки потребителей превышает тридцатиминутный максимум, так как время непрерывной работы комбайна, как правило, значительно меньше времени осреднения нагрузки.

Для проведения магистральных и подготовительных выработок широкое распространение в настоящее время получили проходческие комбайны, коэффициент вариации токовой нагрузки которых достигает 0,63. В связи с этим к электроснабжению подготовительных забоев следует предъявлять те же требования, что и для добычных участков.

Работа конвейеров характеризуется тяжелыми условиями пуска под нагрузкой из-за необходимости разгона больших маховых масс и неизбежной в условиях эксплуатации заштыбовки скребковой цепи или ленты. Поэтому пусковой момент конвейерных электродвигателей в реальной шахтной сети должен в 1,5—2 раза превышать номинальный. Несмотря на относительно спокойный характер нагрузки этой группы электропотребителей, нормальный режим их работы может быть обеспечен при достаточно хорошем качестве напряжения, так как загрузка электродвигателей конвейеров обычно высокая.

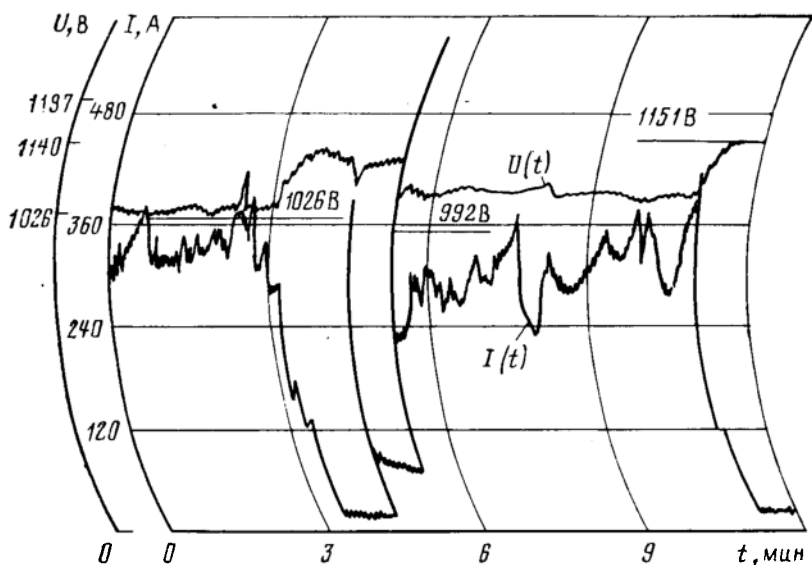


Рис. 1.1. Графики изменения тока и напряжения в участковой сети 5-й южной лавы шахты «Краснолиманская» (комплекс ГШ-68, $P=580$ кВт)

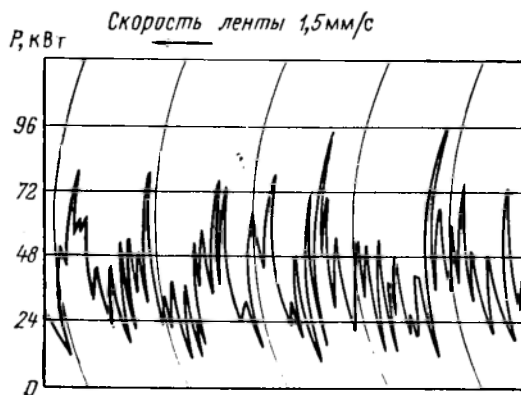


Рис. 1.2. График нагрузки подземного экскаватора ЭП-1

Так как работа любого экскаватора представляет собой повторение процессов черпания и подъема груженого ковша, поворота экскаватора в направлении разгрузки, разгрузки и поворота в обратном направлении, то полный цикл погрузки осуществляется тремя рабочими механизмами: подъемным, напорным и поворотным.

На рис. 1.2 показана нагрузочная диаграмма главного двигателя подземного одноковшового экскаватора ЭП-1 с групповым приводом. На этой диаграмме хорошо видны колебания нагрузки в период копания.

Анализ работы подземных экскаваторов как с групповым, так и индивидуальным приводом показывает, что режим работы основных механизмов экскаваторов характеризуется частыми пусками и реверсами, быстрыми разгонами и остановками, резкими толчками и пиками нагрузки. Пики нагрузки двигателей в 2—3 раза больше средних нагрузок и повторяются несколько раз в течение одного цикла погрузки. Возможно стопорение рабочего органа экскаватора при встрече с непреодолимыми препятствиями. Это обуславливает ряд требований к электроприводу экскаваторов, касающихся в основном: формы механической характеристики, которую должны иметь электродвигатели различных механизмов; быстродействия автоматических систем управления; диапазона регулирования частоты вращения; конструктивных особенностей применяемого электрооборудования.

Для самоходных погрузочных машин непрерывного действия с индивидуальным приводом характерна также высокая, хотя и меньшая в сравнении с групповым приводом, динамичность. Привод основных механизмов этих машин — рабочего органа, механизма передвижения и конвейера — имеет резкопеременную нагрузку, что необходимо учитывать при выборе системы привода и ее параметров.

Анализ нагрузки привода буровых станков, применяемых на рудных шахтах и карьерах, свидетельствует о тяжелых условиях их работы. При бурении скважин (как и при работе угольных комбайнов) в крепких и трещиноватых породах часто происходит заклинивание бурового инструмента. При этом электродвигатель работает в режиме опрокидывания и температура его обмоток превышает допустимую.

Названные особенности режимов работы забойного электрооборудования на угольных и рудных шахтах характерны и для карьерных экскаваторов. Отличие состоит в том, что в этих машинах применяется система индивидуального привода, а мощность привода и производительность значительно превосходят аналогичные показатели подземных экскаваторов.

Условия работы подъемных машин на шахтах и рудниках определяются в основном глубиной залегания полезного ископаемого и количеством горной массы, поднимаемой за смену (сутки), т. е. производственной мощностью шахты. Нагрузка электроустановок подъемных машин имеет циклический характер. Для скипового подъема сохраняется постоянство потребления электроэнергии за цикл. Число циклов работы подъемных установок в течение часа обычно неизменно. Максимальное число циклов в единицу времени зависит от длительности одного цикла.

Вентиляторные, компрессорные и водоотливные установки. обеспечивающие безопасные условия труда на шахтах и руд-

никах, имеют непрерывный режим работы и нагрузка их меняется лишь с изменением водопритока, протяженности горных выработок, температуры, которая повышается в зависимости от глубины отработки полезного ископаемого.

Особенности работы электропривода горных машин зависят от соответствующих тяжелых условий эксплуатации коммутационной аппаратуры: при большом числе переключений быстро изнашиваются контактные системы; стареет трансформаторное масло в выключателях. При этом чаще требуется производить ревизию аппаратуры и регулировку ее функциональных узлов.

Таким образом, для надежного функционирования рудничное электрооборудование должно иметь конструктивное исполнение, соответствующее условиям окружающей среды и ожидаемым режимам работы.

1.2. Требования к электрооборудованию

Основополагающими стандартами, обязательными при создании электрооборудования любого назначения и регламентирующими климатическое исполнение (в дальнейшем — исполнение) и категорию размещения электрооборудования в отношении воздействия на него климатических и механических факторов внешней среды, являются ГОСТ 15150—69 и ГОСТ 16962—71.

Под термином «климатические факторы внешней среды» в соответствии с ГОСТ 15150—69 понимается: температура, влажность и давление воздуха или газа (высота над уровнем моря), солнечное излучение, дождь, ветер, пыль (в том числе снежная), смена температур, соляной туман, иней, гидростатическое давление, содержание в воздухе коррозионноактивных агентов, действие плесневых грибов.

С учетом воздействия климатических факторов электрооборудование, предназначенное для эксплуатации на суше, изготавливается в одном из климатических исполнений: У (для умеренного климата); УХЛ (для умеренного и холодного климата); ТВ (для влажного тропического климата); ТС (для сухого тропического климата); Т (для сухого и влажного тропического климата); О (общеклиматическое исполнение).

Территория б. СССР расположена в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом, для которых средняя из ежегодных абсолютных максимумов температура воздуха равна или ниже $+40^{\circ}\text{C}$. Средняя из ежегодных абсолютных минимумов температура воздуха для районов с умеренным климатом равна или выше -45°C , а для районов с холодным климатом ниже -45°C .

Различают климатические факторы:

н о р м а л ь н ы е — уточненные для использования в техни-

ке естественно изменяющиеся в пределах данной географической зоны с учетом места размещения электрооборудования;

номинальные — нормируемые, в пределах значений которых обеспечивается нормальная эксплуатация конкретных видов электрооборудования.

В технике используются также рабочие значения климатических факторов внешней среды — естественно изменяющиеся или неизменные, в пределах которых обеспечивается сохранение требуемых номинальных и экономически целесообразных сроков службы электрооборудования. Предельные рабочие значения климатических факторов внешней среды при эксплуатации — это те, в пределах которых электрооборудование может (чрезвычайно редко и в течение не более 6 ч) оказаться при эксплуатации и при этом должно:

а) сохранять работоспособность при возможных допустимых отклонениях по точности и номинальным параметрам;

б) восстанавливать требуемую точность и номинальные параметры после прекращения действия этих климатических факторов.

Для всех исполнений и категорий размещения электрооборудования значения климатических факторов внешней среды регламентированы ГОСТ 15150—69.

Требования по температуре внешней среды, сменам температуры, влажности и давлению воздуха предъявляют к электрооборудованию всех исполнений и категорий размещения, требования же по другим факторам — только к тому электрооборудованию, для которого воздействие того или иного фактора реально и существенно. Например, требование по воздействию солнечного излучения и дождя предъявляют только к электрооборудованию, предназначенному для эксплуатации на открытом воздухе.

Электрооборудование любого климатического исполнения в зависимости от места размещения при эксплуатации в воздушной среде на высотах до 4300 м (в том числе под землей и под водой) изготавливают по пяти укрупненным (1, 2, 3, 4, 5) и ряду дополнительных (1.1, 2.1, 3.1, 4.1, 4.2, 5.1) категориям размещения электрооборудования. Так, электрооборудование, предназначенное для эксплуатации на открытом воздухе, относится к первой категории размещения, а электрооборудование, эксплуатируемое в помещениях с повышенной влажностью, в том числе шахтах, — к пятой. Дополнительные категории размещения электрооборудования введены для детализации укрупненных категорий. Например, к дополнительной категории 5.1 относят изделия, предназначенные для эксплуатации в качестве встроенных элементов внутри комплектного электрооборудования категории 5, конструкция которого должна исключать возможность конденсации влаги на встроенных элементах.

Экономически целесообразно изготавливать электрооборудование, пригодное для эксплуатации в нескольких макроклиматических районах и (или) местах размещения.

Электрооборудование, предназначенное для эксплуатации на высотах более 1000 м, изготавливают по 15 группам в зависимости от пониженного давления. Три первые группы (а, б, в) охватывают диапазон высот от 1000 до 4300 м над уровнем моря, остальные — более 4300 м над уровнем моря, в том числе ближайший и дальний космос. Сочетание климатического исполнения, категории размещения и группы по пониженному давлению называют «вид климатического исполнения» (например, УХЛ4а), которое вводится после всех обозначений, относящихся к модификации изделия. Обозначения вида климатического исполнения указывают во всех видах документации и на заводской табличке. Так, условное обозначение электродвигателя закрытого обдуваемого исполнения со станиной и щитами из чугуна (АО2) второго габарита (2) первой длины (1), четырехполюсного (4) в исполнении УХЛ, для категории размещения 2 и работы на высоте до 2400 м (группа пониженного давления «а») следующее: АО2-21-4УХЛ2а.

Условное обозначение рудничной комплектной трансформаторной взрывобезопасной подстанции мощностью 400 кВ·А с напряжением обмотки высшего напряжения 6 кВ исполнения О (общеклиматическое) категории размещения 5 записывается так: ТСВП-400/6-О5.

ГОСТ 16962—71 регламентирован также целый спектр механических факторов: вибрационные, ударные (многократные и одиночные), линейные (центробежные), акустический шум. Перечисленные факторы и значения их характеристик (степени жесткости) отражают в обобщенной форме фактические механические воздействия на электрооборудование в условиях эксплуатации.

В зависимости от места размещения электрооборудования при эксплуатации и вида объектов, на которых оно установлено, определяют 30 классификационных групп условий эксплуатации (группа М13 исключена), для каждой из которых установлены значения характеристик вибрационных нагрузок (диапазон частот, максимальное ускорение), многократных ударов (ускорение, длительность), а для ряда групп — одиночных ударов (ускорение, длительность). Например, для электрооборудования, размещаемого на передвижных или стационарных перевозимых буровых установках, не работающих на ходу (группа условий эксплуатации М18), установлены следующие значения характеристик механических факторов.

Вибрационные нагрузки:

Многократные удары:

Диапазон частот, Гц	1—35	Ускорение	15 g
Максимальное ускорение	0,5 g	Длительность, мс	2—15

Общими для многих видов электрооборудования являются требования ГОСТ 14254—80 по степени защиты от внешних воздействий, обеспечиваемой оболочками. Для обозначения степени защиты применяют латинские буквы IP, указывающие на соответствие международной системе обозначений, и следующие за ними две цифры. Первая цифра обозначает степень защиты персонала от соприкосновения с токоведущими и движущимися частями, расположенными внутри оболочки, и степень защиты электрооборудования от попадания внутрь твердых посторонних тел и пыли, а вторая — степень защиты электрооборудования от попадания воды. Значения первой цифры — от 0 (защита отсутствует) до 6 (проникновение пыли предотвращено полностью); второй — от 0 (защита отсутствует) до 8 (проникновение воды внутрь оболочки предотвращено полностью). Предпочтительные сочетания степеней защиты от проникновения и попадания твердых тел и от проникновения воды устанавливают в зависимости от вида электрооборудования (аппараты, электрические машины) по ГОСТ 14255—69 и ГОСТ 17494—87. Например, в обозначении степени защиты IP 54 цифра 5 означает, что проникновение пыли внутрь оболочки полностью не предотвращено, но пыль не может проникать в количестве, вызывающем нарушение работы электрооборудования. Цифра 4 здесь указывает на то, что вода, разбрызгиваемая на оболочку в любом направлении, не должна оказывать вредного действия на электрооборудование.

Условные обозначения степеней защиты наносят на оболочку или табличку с паспортными данными электрооборудования или в местах, указанных в стандартах или технических условиях на отдельные его виды.

1.3. Особенности исполнения специального электрооборудования

Кроме электрооборудования общего назначения в горной промышленности используется электрооборудование специального назначения, выполненное с учетом требований специфических условий эксплуатации. Из специального наиболее широко применяют взрывозащищенное и рудничное нормальное электрооборудование, менее распространено погружное и химически стойкое.

Взрывозащищенное электрооборудование позволяет устранять или затруднять воспламенение окружающей его среды. Воспламенение газозадушной смеси может быть вызвано равномерным нагревом ее до температуры самовоспламенения, при которой процесс горения развивается спонтанно, и от постороннего источника зажигания (например, нагретого до опре-

деленной температуры твердого тела). Воспламенение газовой смеси от электрического разряда возможно при определенных концентрациях горючего газа и энергии, выделяющейся в разряд. К примеру, для метана нижний и верхний пределы взрываемости соответственно 5 и 15%, для водорода — 15 и 75%, а минимальная энергия воспламенения — 0,28 и 0,019 мДж.

Взрывозащищенное электрооборудование в зависимости от области применения подразделяют на две группы:

рудничное взрывозащищенное электрооборудование, предназначенное для подземных выработок шахт и рудников, опасных по газу или пыли;

взрывозащищенное электрооборудование для внутренней и наружной установки, кроме рудничного взрывозащищенного.

В зависимости от условий эксплуатации (степени опасности в отношении взрыва газовой среды) электрооборудование должно иметь определенный уровень взрывозащиты.

Электрооборудование первой и второй групп в зависимости от уровня взрывозащиты подразделяют следующим образом:

повышенной надежности против взрыва (знак уровня взрывозащиты для первой группы РП, для второй — 2). Взрывозащита обеспечивается только при нормальном режиме его работы (в электрооборудовании с нормально искрящими контактами);

взрывобезопасное (знак уровня взрывозащиты для первой группы РВ, для второй — 1). Взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений взрывозащиты;

особовзрывобезопасное (знак уровня взрывозащиты для первой группы РО, для второй — О). Для взрывозащиты приняты дополнительные средства, предусмотренные стандартами. Для исключения воспламенения газовой среды разработано множество конструктивных и схемных решений, обеспечивающих взрывозащиту электрооборудования.

Как меру взрывозащиты широко применяют встраивание токоведущих частей оборудования в оболочку, исключающую передачу раскаленных продуктов взрыва наружу. Оболочка должна выдерживать давление взрыва, а параметры соединений отдельных частей оболочки (ширина и длина щели) быть такими, чтобы выбрасываемые наружу продукты взрыва охлаждались до безопасной температуры. Этот вид взрывозащиты («взрывонепроницаемая оболочка») установлен ГОСТ 22782.6—81. Преимущество этого вида взрывозащиты — относительная простота и универсальность; недостаток — увеличенные габариты и масса оборудования.

В слаботочном электрооборудовании применяют меры по ограничению энергии, выделяемой электрической цепью в раз-

ряд, до такого значения, при котором воспламенение взрывоопасной среды не происходит. Для этих целей используют ограничительные, шунтирующие и разделительные элементы. Согласно ГОСТ 22782.5—78, в качестве шунтов к реактивным элементам и ограничителей тока или напряжения следует применять: резисторы линейные и нелинейные; конденсаторы любых типов, кроме электролитических и негерметизированных; полупроводниковые приборы; короткозамкнутые обмотки или витки (шунты); дроссели (ограничители); комбинации из указанных элементов (например, блоки защиты на полупроводниковых приборах).

Разделительными элементами для гальванической развязки между искробезопасными и искроопасными цепями, разными группами искробезопасных цепей, а также между искроопасными гальванически связанными с искробезопасными и силовыми электрическими цепями служат реле и электромагнитные контакторы; разделительные трансформаторы; электрооптронные и аналогичные им устройства.

Детальные требования к этому виду взрывозащиты — «искробезопасная электрическая цепь» — приведены в ГОСТ 22782.5—78.

Комплекс дополнительных мер, используемых в электрооборудовании, не имеющем нормально искрящих частей, для снижения вероятности появления опасных нагревов, электрических искр и дуг и, следовательно, взрывов, согласно ГОСТ 22782.5—78 называется защита вида «е». Сюда в первую очередь можно отнести более жесткие требования к применяемым изоляционным материалам, ограничение плотности тока в контактных соединениях и повышение их качества, введение запасов по динамической стойкости электрооборудования, ограничение температуры нагрева токоведущих частей и ее контроль в обмотках электрооборудования, дополнительная защита от механических воздействий и др.

Один из принципов обеспечения взрывозащиты — размещение токоведущих или находящихся под напряжением частей электрооборудования в неопасной среде из защитного газа (чистый атмосферный воздух, азот), жидкого (трансформаторное масло, синтетическая негорючая электроизоляционная жидкость) или сыпучего (кварцевый гидрофобизированный песок и др.) заполнителя.

Защитный газ к электрическим частям электрооборудования должен подаваться под избыточным давлением, при этом степень защиты оболочки и газопроводов должна быть не ниже IP-40 по ГОСТ 14254—80, а избыточное давление защитного газа у стенок оболочки и газопроводов, находящихся в пределах взрывоопасной зоны, — не менее 50 Па. Этот вид взрывозащиты распространяется на взрывозащищенное элект-

рооборудование группы II ГОСТ 12.2.020—76 и носит название «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением» (ГОСТ 22782.4—78).

При применении для взрывозащиты жидкого заполнителя есть особенность — оболочка для масляного заполнения должна иметь степень защиты от внешних воздействий не ниже IP54. Взрывозащитный слой масла над электрическими частями оборудования должен быть не менее 25 мм, а при применении защитных экранов — не менее 10 мм. При этом минеральное масло для рудничного взрывозащищенного электрооборудования применять не допускается.

Более полно требования к электрооборудованию с видом взрывозащиты «масляное заполнение оболочки» изложено в ГОСТ 22782.1—77.

К использованию в качестве заполнителя кварцевого песка предъявляется специальное требование: подвижные и нормально искрящие токоведущие части электрооборудования не должны соприкасаться с песком, они должны быть заключены в самостоятельную оболочку со степенью защиты не ниже IP54 и погружены вместе с оболочкой в заполнитель. Этот вид взрывозащиты именуется «кварцевое заполнение оболочки», а все требования к нему определены ГОСТ 22782.2—77.

Большой класс конструктивных средств и мер, используемых при создании взрывозащищенного электрооборудования, объединяется под наименованием «специальный вид взрывозащиты» (ГОСТ 22782.3—77). Специальный вид взрывозащиты может обеспечиваться следующими средствами:

заключением электрических частей электрооборудования в герметичную оболочку со степенью защиты IP67;

герметизацией электрооборудования материалами, обладающими изоляционными свойствами (эпоксидный компаунд, герметики и др.), помещением в оболочку со специальными наполнителями, исключаяющими контакт электрических частей со взрывоопасной средой;

воздействием на взрывоопасную смесь, проникающую в оболочку электрооборудования, специальными устройствами или веществами (материалами) для поглощения, флегматизации или снижения ее концентрации до значений не более 50% нижнего предела взрываемости;

ограничением времени действия источника инициирования взрыва или снижением воспламеняющей способности источника инициирования взрыва, исключаяющими воспламенение взрывоопасной среды.

Рудничное взрывозащищенное электрооборудование и взрывозащищенное электрооборудование для внутренней и наружной установки имеют следующие обозначения видов взрывозащиты:

Вид взрывозащиты	Группа и знак вида взрывозащиты	
	I	II
Взрывонепроницаемая оболочка	1В, 2В, 3В, 4В	
Искробезопасная электрическая цепь	И _а , И _в , И _с	i_a, i_b, i_c
Защита вида «е»	П	«е»
Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением	—	p
Масляное заполнение оболочки	М	o
Кварцевое заполнение оболочки	К	q
Специальный вид взрывозащиты	С	s

Электрооборудование первой группы, имеющее взрывонепроницаемую оболочку, подразделяется на подгруппы в зависимости от номинального напряжения и тока к. з. при повреждении цепей внутри оболочки.

Вид взрывозащиты с обозначениями 1В, 2В, 3В, 4В относится к электрооборудованию с номинальным напряжением до 65, 127, 660, 6000 В и током к. з. 100, 450, 1500 и 10 000 А соответственно. Взрывозащита электрооборудования со знаком 1В выполнена без учета дугowego к. з. внутри оболочки.

Искробезопасные электрические цепи подразделяются на три уровня: И_а, i_a (особовзрывобезопасный); И_в, i_b (взрывобезопасный); И_с, i_c (повышенная надежность против взрыва).

Электрооборудование второй группы с видами взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и (или) «искробезопасная электрическая цепь» подразделяется на подгруппы ПА, ПВ и ПС в зависимости от параметров взрывозащиты, установленных для категорий взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом, имеющих аналогичные обозначения: ПА, ПВ, ПС.

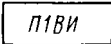
Дополнительно для взрывозащищенного электрооборудования второй группы в зависимости от значения предельной температуры установлено шесть температурных классов: Т1 — 450 °С; Т2 — 300 °С; Т3 — 200 °С; Т4 — 135 °С; Т5 — 100 °С; Т6 — 80 °С. Здесь предельная температура — наибольшая температура поверхности взрывозащищенного электрооборудования, безопасная в отношении воспламенения окружающей взрывоопасной среды. Рудничный метан относится к категории I и классу Т1.

Согласно ГОСТ 22782.0—81, максимальная температура наружных частей электрооборудования первой группы не должна превышать 150 °С, если на его поверхности скапливается слой угольной пыли, и 450 °С в случае, когда наличие пыли исключается. Допускается превышение температуры выше 150 °С, но не более 450 °С, если последующее охлаждение до температуры 150 °С произойдет за время не более 3 мин.

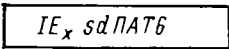
Уровень взрывозащиты электрооборудования определяется принятыми при его создании средствами взрывозащиты, причем один и тот же уровень взрывозащиты может быть обеспе-

чен за счет применения одного или нескольких видов взрывозащиты. Например, уровень взрывозащиты «повышенная надежность против взрыва» может быть обеспечен благодаря одному или нескольким видам взрывозащиты: 1В или (и) И_с или (и) П — для электрооборудования первой группы; d или (и) i_c или (и) e — соответственно второй группы.

Взрывозащищенное электрооборудование различного назначения должно иметь маркировку согласно ГОСТ 18620—73 и маркировку по взрывозащите. Маркировка взрывозащиты электрооборудования первой группы содержит две части. В первой (окружности) указывается знак уровня взрывозащиты, во второй (в прямоугольнике) — знак вида взрывозащиты. К при-

меру, маркировка   означает: рудничное электро-

оборудование повышенной надежности против взрыва (РП) со взрывозащитой вида «е» (П), взрывонепроницаемая оболочка (1В) и искробезопасная цепь (И). Маркировка взрывозащиты второй группы состоит из знаков: уровня взрывозащиты; E_x , указывающего на соответствие электрооборудования ГОСТ 12.2.020—76 и стандартам на виды взрывозащиты; вида взрывозащиты; группы или подгруппы электрооборудования; температурного класса. Эта маркировка заключается в прямо-

угольник. Например, маркировка  означает:

взрывобезопасное электрооборудование (I), соответствующее стандартам на взрывозащищенное электрооборудование (E_x), со специальным видом взрывозащиты (s) и видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (d), относящееся к подгруппе ПА и температурному классу Т6.

Области и условия применения отдельных видов рудничного электрооборудования конкретизированы в Правилах безопасности в угольных и сланцевых шахтах.

В горной промышленности широко используется рудничное электрооборудование в нормальном исполнении для эксплуатации в подземных выработках шахт и рудников, где нет опасности воспламенения окружающей среды. Общие требования на его изготовление установлены ГОСТ 24754—81. В отличие от взрывозащищенного нормальное электрооборудование не имеет элементов взрывозащиты, но содержит все виды защит по надежности и безопасности его эксплуатации. Его маркировка включает условное наименование рудничного нормального электрооборудования (РН) и уровень изоляции (цифра «1» или «2»). Эта маркировка располагается в окружности и выполняется рельефными знаками на оболочке или табличке с паспортными данными. Электрооборудование с изоляцией

уровня 1 (РН1) предназначено для работы в среде с относительной влажностью $98\pm 2\%$ при температуре $35\pm 2^\circ\text{C}$ и должно соответствовать в части свойств применяемых электроизоляционных материалов и методов их испытаний требованиям ГОСТ 24719—81. Это электрооборудование может быть применено в угольных шахтах. Маркировочные данные должны содержать также знак степени защиты электрооборудования от внешних воздействий (оболочка или корпус) и принимается обычно не ниже IP54 по ГОСТ 14254—80. Электрооборудование с изоляцией уровня 2 (РН2) рассчитано на работу в среде с относительной влажностью $98\pm 2\%$ при температуре $25\pm 2^\circ\text{C}$ и должно соответствовать требованиям стандартов на изоляцию электрооборудования общего назначения. Область его применения — карьеры и не опасные по взрыву газа и пыли помещения обогатительных фабрик.

1.4. Характеристика электроприемников

Практически важной задачей в области электрификации горных работ является задача создания систем электроснабжения, гарантирующих необходимые надежность, безопасность и качество электроэнергии у ее приемников при наименьших затратах на их сооружение и эксплуатацию. Для этого необходимо знать такие характерные свойства и показатели электроприемников, как стабильность размещения, номинальная мощность, номинальное напряжение, вид тока, частота, режим работы, чувствительность к перерывам электроснабжения, которые определяют особенности СЭС горных предприятий.

По признаку «Стабильность размещения» все ЭП принято делить на три вида:

стационарные — для эксплуатации без перемещения (подъемные машины, вентиляторы главного проветривания и т. п.);

передвижные — для работы с перемещением с одного места на другое без нарушения их готовности к работе (добычные и проходческие комбайны, буровые станки, экскаваторы и т. п.);

переносные — индивидуальные светильники, электросверла.

Номинальная мощность ЭП зависит от производственного назначения технологического механизма и количества полезной работы, совершаемой с его участием в процессе добычи полезного ископаемого. Для электродвигателей как наиболее распространенных ЭП за номинальную принимают полезную механическую мощность на его валу ($P_{\text{ном}}$). Ее значение для горных машин и механизмов колеблется в самых широких пределах.

Номинальное напряжение электроприемников регламентируется ГОСТ 21128—83 (до 1000 В) и ГОСТ 721—77 (выше 1000 В).

В соответствии с этими ГОСТами напряжение 127 и 220 В используется на шахтах только для осветительных установок и малоомощного силового электрооборудования. Напряжения 380 и 660 В имеют большее распространение, причем на вновь строящихся и реконструируемых шахтах для подземного электросилового электрооборудования рекомендуется применять в основном напряжение 660 В. Это позволяет увеличить пропускную способность участков электрических сетей, повысить пусковые и перегрузочные моменты электродвигателей горных машин.

Для высокопроизводительных комплексно-механизированных очистных и подготовительных забоев экономически выгодно напряжение 1140 В. Силовое оборудование мощных стационарных подземных установок изготавливается на номинальное напряжение 6 кВ. В ближайшем будущем для таких установок и распределения электроэнергии по подземным выработкам ожидается применение напряжения 10 кВ.

При ведении открытых горных работ питание горных машин осуществляется напряжением 6—10 или 35 кВ.

Более конкретные рекомендации по применению других номинальных напряжений даны в ВСН 12.25.003—80.

По виду тока ЭП подразделяются на ЭП, для питания которых используется ток: переменный промышленной частоты; переменный повышенной или пониженной частоты, постоянный или выпрямленный.

Основная часть ЭП работает на переменном токе частотой 50 Гц. Для некоторых горно-транспортных машин эффективен регулируемый электропривод на постоянном токе либо частотно-регулируемый электропривод.

Широкое применение для экскаваторов получил привод постоянного тока, источником которого служат машинные и тиристорные преобразователи. Для вспомогательных приводов экскаваторов (вентиляторы, компрессоры, насосы и т. д.) используются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором.

К ЭП постоянного тока относятся аккумуляторные и контактные электровозы. В настоящее время промышленностью осваиваются бесконтактные электровозы переменного тока повышенной частоты.

Режим работы ЭП принято характеризовать совокупностью значений параметров (мощность, напряжение, ток и т. п.) в каждый момент на заданном интервале времени с учетом их последовательности и длительности.

Ряд наиболее характерных для ЭП режимов работы принято именовать особо.

Установившийся режим — режим, при котором значения всех параметров практически не изменяются или изменяются

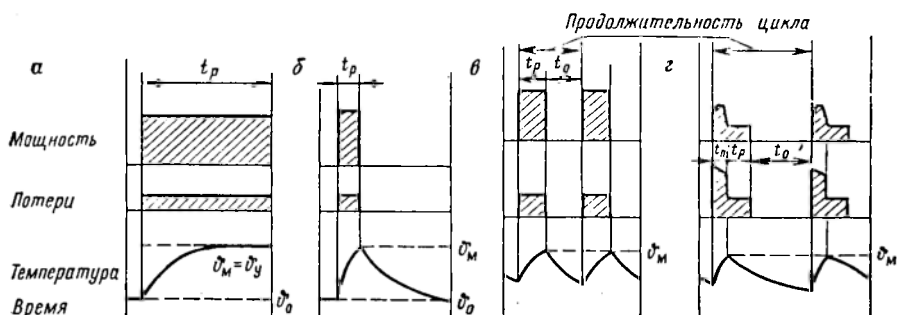


Рис. 1.3. Номинальные режимы работы ЭП:
а — S1; б — S2; в — S3; г — S4

периодически. Переход от одного установившегося состояния к другому называется *переходным режимом* работы ЭП.

Номинальный режим — режим, при котором значения каждого параметра имеют номинальные значения.

Нормальный режим — режим, значения каждого из параметров которого находятся в допустимых пределах.

Ненормальный режим — режим, при котором значение хотя бы одного из параметров выходит за допустимый верхний или нижний предел изменения рабочего параметра.

Представляет интерес деление ЭП по режиму работы в зависимости от значения и характера нагрузки, что определяет условия нагрева ЭП и элементов СЭС, их надежность и срок службы. Согласно ГОСТ 183—74, по этим признакам электрические машины подразделены на четыре основных (S1, S2, S3, S6) и четыре дополнительных (S4, S5, S7, S8) режима. Для ЭП горных разработок характерны режимы S1—S4 (рис. 1.3) со следующими показателями:

продолжительный S1 — работа при постоянной или мало меняющейся нагрузке до достижения установившейся температуры θ_y всех частей ЭП при постоянной температуре окружающей среды θ_0 ;

кратковременный S2 — работа с длительностью периода неизменной номинальной нагрузки 10, 30, 60 и 90 мин. При этом период работы t_p ЭП не настолько длителен, чтобы температура θ_m отдельных его частей могла достигнуть установившегося значения, а период их отключения достаточен для того, чтобы они успели охладиться до температуры окружающей среды;

повторно-кратковременный S3 — работа с определенной продолжительностью включения. Для этого режима характерно чередование периодов кратковременной неизменной нагрузки и отключения ЭП. При этом за время работы t_p с нагрузкой температура элементов ЭП не достигает установившегося значе-

ния, а во время паузы t_0 не успевает снизиться до температуры окружающей среды;

повторно-кратковременный S4 — работа с частыми пусками и определенной продолжительностью включения. Характер нагрузки аналогичен режиму S3. Дополнительно регламентируется число включений в час: 30, 60, 120, 240.

Анализ режимов работы потребителей карьеров, угольных и рудных шахт показывает, что в классическом виде указанные режимы обычно не реализуются, но всегда можно выделить режим, который наиболее близок к действительному режиму работы соответствующего ЭП. Так, для ЭП, работа которых связана с технологическими механизмами и установками непрерывного действия, характерен продолжительный режим работы. К таким ЭП относятся: вентиляционные, компрессорные и насосные установки различного назначения; установки для кондиционирования, дегазации угольных пластов; конвейерный транспорт и гидротранспорт; роторные экскаваторы, отвалообразователи и транспортно-отвальные мосты. В кратковременном режиме работает электропривод самоходных тележек для осмотра кровли горных выработок и установки штанговой крепи в рудных шахтах, механизмов открывания вентиляционных дверей, различного рода затворов, задвижек и других вспомогательных механизмов. Режим, близкий к кратковременному, характерен также для очистных комбайнов при выемке угля в коротких лавах, когда затраты времени на концевые операции (паузы) равны и больше времени комбайна по выемке угля за цикл. Поэтому для комбайновых двигателей допускается работа с повышенной нагрузкой (S2) и длительностью периода неизменной номинальной нагрузки 60 мин (часовой режим).

Привод большого числа горных машин работает в повторно-кратковременном режиме с относительной продолжительностью включения за цикл $ПВ = t_p 100 / (t_p + t_0)$.

Установлены значения ПВ 15, 25, 40 и 60% (продолжительность одного цикла 10 мин).

В повторно-кратковременном режиме с частыми пусками работает электропривод очистных комбайнов, основных механизмов подземных одноковшовых экскаваторов и ряд других установок. Для этого режима продолжительность включения определяется с учетом времени пуска за цикл $ПВ = (t_p + t_n) 100 / (t_p + t_0 + t_n)$. Значения ПВ здесь также приняты 15, 25, 40, 60%.

Фактические значения ПВ электроприводов горных машин и механизмов обычно отличаются от установленных, поэтому пересчет соответствующих значений мощности выполняют по формуле

$$P_1 \sqrt{ПВ_1} = P_2 \sqrt{ПВ_2} = P_{ном},$$

где P_1 , P_2 — паспортные значения мощности ЭП при ПВ₁ и ПВ₂; $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность ЭП, соответствующая продолжительному режиму.

Чувствительность ЭП к перерывам электроснабжения. На горных работах используются электроприемники, перерыв в электроснабжении которых недопустим даже на сравнительно небольшой период, необходимый на переключение поврежденного элемента СЭС. При этом по режиму и назначению ЭП на одних производствах не допускают, а на других допускают перерыв питания.

Перерыв в электроснабжении может приводить к различным неблагоприятным последствиям. Так, остановка шахтных вентиляционных установок опасна для жизни людей. Возможен выход из строя технологического оборудования и установок. На некоторых участках и производствах следствием перерывов в электроснабжении является недовыработка продукции, либо снижение ее качества.

В соответствии с характером ущерба — социального и (или) материального, который может быть нанесен обществу и народному хозяйству при внезапных перерывах электроснабжения, Правилами устройства установок (ПУЭ) введены три основные категории ЭП:

I — перерыв в электроснабжении может повлечь опасность для жизни людей, нанести значительный ущерб народному хозяйству, вызвать повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов народного хозяйства. Из состава ЭП этой категории выделяется особая группа ЭП, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства в целях предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования;

II — перерыв в электроснабжении приводит к значительному недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности населения;

III — все остальные ЭП, не подходящие под определения двух первых категорий.

Согласно Инструкции по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик (ВСН 12.25.003—80) на горных предприятиях имеются ЭП всех трех категорий. Например, к ЭП категории I, устанавливаемых на поверхности угольной шахты, относятся клетевой, грузолюдской подъемы; главные вентиляционные установки и вспомогательные вентиляционные установки шахт категории III и сверхкатегорных по газу и пыли; компрессорная станция шахт, где пневматическая энергия — основной вид энергии; магист-

ральная перекачная углесосная станция гидротранспорта; установка для дегазации угольных пластов, котельная (сетевые и питательные насосы), противопожарная насосная станция.

К ЭП категории II относятся: вспомогательный клетевой подъем на вентиляционном стволе; калориферные установки; скиповой и конвейерный угольные подъемы; компрессорные станции на шахтах, где пневматическая энергия не является основным видом энергии; установка для кондиционирования.

В подземных выработках к ЭП категории I относят центральную подземную подстанцию (ЦПП) шахты и главный водоотлив. ЦПП очистного блока (участка), зумпфовый водоотлив и участковый водоотлив с притоком воды более 50 м³/ч относят к ЭП категории II.

На открытых горных работах к ЭП категории I относят подъемные установки для спуска и подъема людей на глубоких карьерах, котельную, противопожарную насосную станцию, электроустановки дренажных шахт того же назначения, что и на угольных.

ЭП карьерных водоотливной станции и устройств сигнализации, централизации и блокировки железнодорожного транспорта относятся к категории II.

Все остальные электроустановки на подземных и открытых горных работах относятся к категории III.

Чтобы свести к минимуму ущерб, вызываемый перерывами электроснабжения, для ЭП каждой категории ВСН 12.25.003—80 установлен определенный уровень и вид резервирования.

Контрольные вопросы

1.1. Какие факторы внешней среды определяют исполнение электрооборудования?

1.2. Какие факторы влияют на режим работы горно-транспортных машин?

1.3. Какими параметрами принято характеризовать режим работы горно-транспортных машин и комплексов?

1.4. Какой смысл заключен в понятии «климатическое исполнение электрооборудования»?

1.5. Как расшифровывается понятие «категория размещения электрооборудования»?

1.6. Каковы основные механические факторы, воздействующие на электрооборудование, и группы условий эксплуатации?

1.7. На какие степени разделяют защиту электрооборудования от попадания посторонних предметов и воды?

1.8. Как обеспечивается взрывозащита электрооборудования?

1.9. Влияет ли уровень взрывозащиты электрооборудования на область его применения?

1.10. В чем отличие взрывозащищенного электрооборудования для внутренней и наружной установки от рудничного взрывозащищенного?

1.11. В чем отличие рудничного нормального электрооборудования от рудничного взрывозащищенного?

1.12. Как классифицируются ЭП шахт и рудников по стабильности их размещения?

1.13. Какие свойства ЭП в наибольшей степени влияют на структуру СЭС?

1.14. Какие возможные режимы работы ЭП на горных предприятиях?

1.15. Из каких соображений выполнено разделение ЭП на категории по надежности электроснабжения?

1.16. Как влияет категория ЭП по надежности на уровень резервирования СЭС?

Темы рефератов

1. Условия эксплуатации и работы электрооборудования и электрических сетей на горных предприятиях.

2. Влияние климатических и механических факторов на выбор электрооборудования для работы на открытых и подземных горных работах.

3. Особенности исполнения и область применения рудничного взрывозащищенного электрооборудования.

2. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. Принципы построения и схемы внешнего электроснабжения

Электроснабжение горных предприятий принято условно разделять на внешнее и внутреннее. Внешнее электроснабжение — это комплекс сооружений, обеспечивающих передачу электроэнергии от выбранной точки присоединения к энергосистеме до приемных подстанций предприятия. Внутреннее электроснабжение — комплекс линий и подстанций, расположенных на территории предприятия.

Схемы электроснабжения горных предприятий имеют ступенчатое построение. Число ступеней зависит от мощности предприятия и характера размещения электрических нагрузок на его территории. В большинстве случаев применяют две-три ступени. Многоступенчатые схемы усложняют защиту и эксплуатацию электрооборудования.

В схеме первой ступени распределения электроэнергии (внешнее электроснабжение) имеется сетевое звено между источником питания предприятия и подстанциями глубоких вводов (ПГВ), если распределение производится при напряжении 35—330 кВ, или между главной понизительной подстанцией (ГПП) и высоковольтным распределительным пунктом (РП), если распределение производится при напряжении 6—10 кВ.

На второй ступени распределения электроэнергии (внутреннее высоковольтное электроснабжение) предусматривается сетевое звено между РП, либо распределительным устройством (РУ) вторичного напряжения ПГВ и трансформаторными под-

станциями (ТП) или отдельными ЭП напряжением 6—10 кВ.

Для третьей ступени распределения электроэнергии (внутреннее низковольтное электроснабжение) характерно сетевое звено между ТП и ЭП напряжением до 1000 В.

В практике проектирования электрических сетей широко распространены две основные системы распределения электроэнергии — радиальная и магистральная. При совместном применении этих систем образуется смешанная система.

При радиальной системе распределение электроэнергии осуществляется от источника питания или ГПП предприятия через независимые питающие линии к каждому потребителю, РП или ТП. Радиальная система целесообразна там, где имеются крупные сосредоточенные нагрузки, расположенные в различных направлениях от источника питания. При резкопеременных нагрузках, вызывающих значительные колебания напряжения, благодаря радиальному питанию уменьшается их влияние на работу других ЭП. Эта система питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации: повреждение или ремонт линии отражается на работе только одного потребителя.

Магистральная система распределения электроэнергии предусматривает питание нескольких потребителей через одну или две параллельные линии. Магистральные схемы выполняются одиночными и двойными, с односторонним и двусторонним питанием. Эти схемы позволяют наиболее экономично осуществлять принцип дробления подстанций и приближать высшее напряжение к потребителям электроэнергии. В схемах с одиночными магистралями отключение одного ЭП по условиям производства приводит к отключению остальных ЭП. Схемы с двойными магистралями применяют для питания ответственных и технологических слабо связанных между собой ЭП.

Смешанные схемы питания получили распространение на крупных предприятиях, имеющих различные группы как по мощности и характеру графика нагрузки, так и по требованиям к надежности электроснабжения. Указанные схемы имеют много разновидностей по степени надежности питания, каждая из них может быть применена для питания ЭП любой категории. Окончательный выбор типа схемы производится технико-экономическим сопоставлением вариантов.

На первой ступени распределения электроэнергии применяют: воздушные или кабельные линии глубоких вводов напряжением 35—330 кВ и жесткие или гибкие токопроводы напряжением 6—35 кВ.

Наиболее распространенная система электроснабжения горных предприятий — глубокий ввод, что представляет собой систему электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения к ЭП и с минимальным

числом ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. Применение глубокого ввода позволяет сократить одну или даже две ступени трансформации.

На отдельных предприятиях (например, шахты) сооружают, как правило, одну ПГВ, от которой осуществляется питание всех ЭП. При электроснабжении мощных потребителей (например, горно-обогатительные комбинаты) обычно строят несколько ПГВ. В этом случае линии глубоких вводов проходят по территории горно-обогатительного комбината в виде радиальных или магистральных линий электропередачи с ответвлениями к наиболее крупным приемным пунктам электроэнергии. В этом случае происходит разукрупнение ПГВ. Число разукрупненных ПГВ на предприятии определяется технико-экономическим расчетом и зависит от потребляемой мощности, взаимного расположения отдельных производств и других факторов. Подстанции глубоких вводов возможно выполнять также по упрощенной схеме: без выключателей и сборных шин на стороне высшего напряжения. Этим обеспечивается предельная компактность ПГВ. Располагать ПГВ целесообразно рядом с производственными корпусами, для питания которых они предназначены, а их распределительные устройства напряжением 6—10 кВ — выполнять встроенными в эти корпуса.

Использование ПГВ напряжением 110—330/6—10 кВ исключает промежуточные распределительные пункты напряжением 6—10 кВ, которые необходимы при сооружении крупной ГПП. В этом случае их функции выполняют распределительные устройства 6—10 кВ ПГВ, что сокращает число ступеней трансформации. Соответственно упрощается коммутация и уменьшаются токи КЗ, благодаря чему в ряде случаев можно обойтись без реактирования. Кроме того, заметно сокращается протяженность дорогих кабельных линий напряжением 6—10 кВ, что наряду с экономией затрат значительно повышает надежность системы электроснабжения. Аварии в кабельных ЛЭП приводят к длительным перерывам электроснабжения. Применение глубокого ввода и разукрупнение подстанций упрощает задачи развития электроснабжения. При этом возможно сооружение новых ПГВ в центрах вновь возникающих электрических нагрузок, не влияющих на работающие подстанции и их сети низшего напряжения.

Глубокие вводы могут быть выполнены по двум схемам: радиальных ЛЭП, питающих ПГВ по схеме блока линия — трансформатор (рис. 2.1);

магистральных ЛЭП, проходящих по территории крупных электрических нагрузок и питающих несколько ПГВ с применением короткозамыкателей и отделителей (рис. 2.2).

Радиальные глубокие вводы рекомендуются при загрязненной окружающей атмосфере (иногда при нормальной окру-

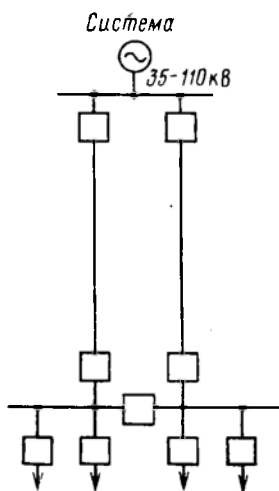


Рис. 2.1. Радиальная схема глубокого ввода

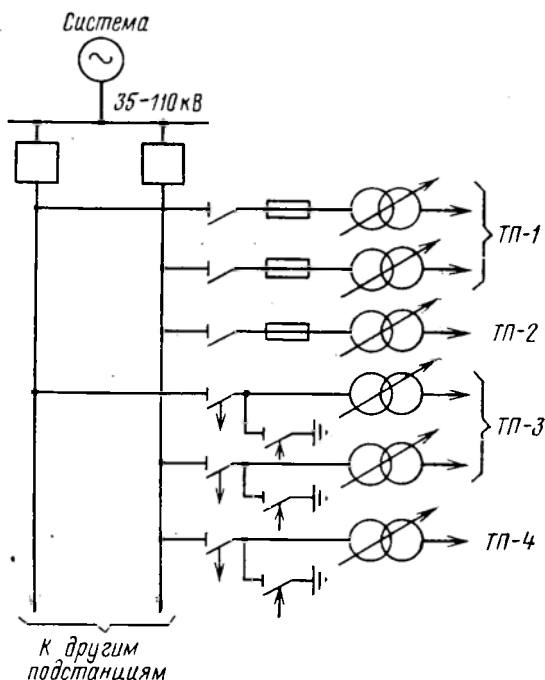


Рис. 2.2. Магистральная схема глубокого ввода

жающей среде). Магистральные глубокие вводы целесообразны в условиях нормальной окружающей среды (реже при мало загрязненной окружающей среде) и при условии, что прохождение воздушных ЛЭП возможно по территории предприятия, а размещение ПГВ — возле корпусов.

Магистральные схемы электроснабжения напряжением 6—10 кВ с применением мощных токопроводов — прогрессивные системы распределения энергии на первой ступени. Их применяют при длительном использовании максимума, высоких удельных плотностях нагрузок или концентрированном расположении основных потребителей, благоприятном для осуществления магистрального питания, т. е. когда число направлений основных потоков энергии минимально. В большинстве случаев применяют схемы с двойными двухниточными магистральными токопроводами (рис. 2.3), что необходимо как для увеличения их пропускной способности, так и для обеспечения надежного питания потребителей. Если энергия распределяется по токопроводам, то применяют схему блока трансформатор — токопровод без сборных шин на первичном и вторичном на-

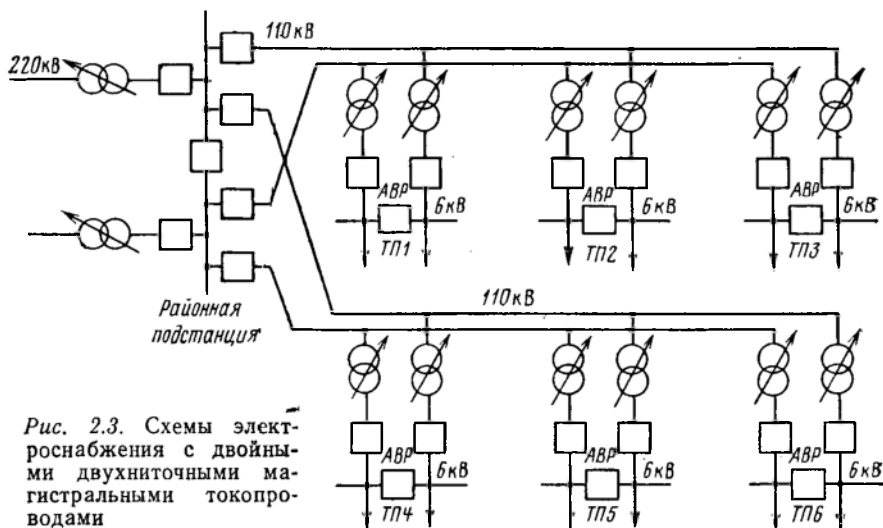


Рис. 2.3. Схемы электроснабжения с двойными двухниточными магистральными токопроводами

пряжениях (рис. 2.4). Схемы с магистральными токопроводами пригодны для потребителей любой категории, так как обеспечивают надежность питания. В целях повышения экономичности токопроводов необходимо такое прохождение их трассы, чтобы обеспечивалось питание от токопроводов примерно 70—75% всех электрических нагрузок предприятия.

Схемы внешнего электроснабжения зависят от требований, предъявляемых к ним в отношении заданной надежности, потребляемой мощности, наличия зон с загрязненной или агрессивной средой, а также потребителей с резкопеременной или ударной нагрузкой и ряда других факторов. Недочет этих и других специфических особенностей вследствие плохого знания технологии производства приводит к неоправданным затратам на резервирование, либо к занижению его уровня. При проектировании электроснабжения, как правило, необходимо ориентироваться на централизованное электроснабжение, т. е. электроснабжение потребителей непосредственно от энергосистемы.

Основные требования, предъявляемые к схемам электроснабжения:

обеспечение заданной надежности питания потребителей. При проектировании и построении следует применять глубокое секционирование шин во всех звеньях системы распределения энергии — от узловой подстанции до шин низшего напряжения подстанций. Питание ЭП параллельных технологических потоков, как правило, осуществляется от разных ТП, РП, магистралей или различных секций шин одной подстанции. Все взаимосвязанные технологические агрегаты одного потока должны

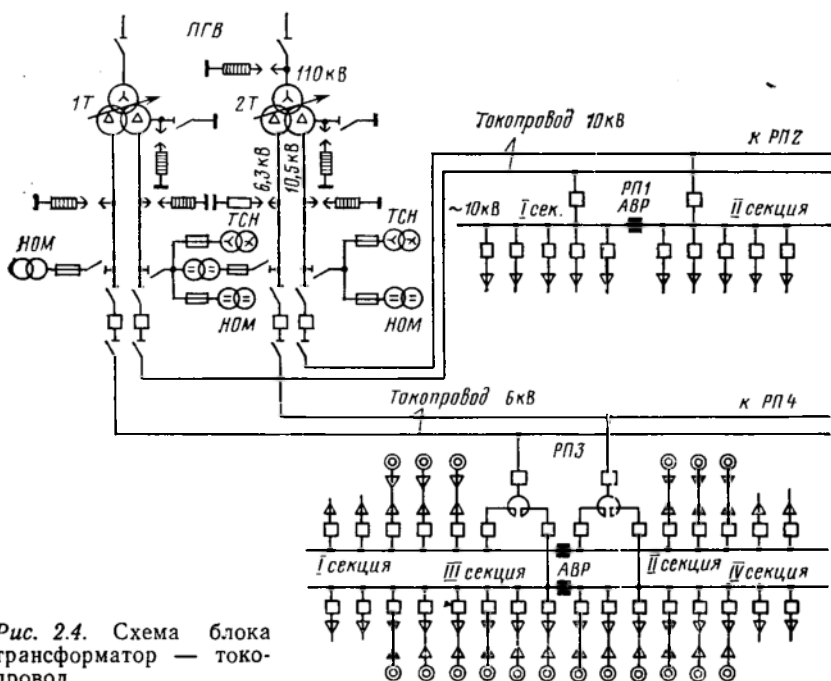


Рис. 2.4. Схема блока трансформатор — токопровод

питаться от одной секции шин (одного РП, магистрали и т. п.). Схемы электроснабжения следует строить таким образом, чтобы все их элементы постоянно находились под напряжением;

удовлетворение экономичности, соответствующей минимуму расчетных затрат. При проектировании схем электроснабжения необходимо предусматривать экономическую их работу в период малых нагрузок (ночной период, выходные и праздничные дни) по возможности без больших затрат на дополнительные сетевые устройства. Источники питания следует максимально приближать к ЭП;

поддержание (в соответствии с требованиями ГОСТа) высокого качества электроэнергии, в частности, минимума отклонений и колебаний напряжения в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах за счет мероприятий, предусматриваемых при построении систем электроснабжения;

обеспечение роста электрических нагрузок (как в схемной, так и в конструктивной части), связанных (как с их увеличением при интенсификации производства, так и при его реконструкции. Работу всех элементов схемы (линии, трансформаторы) следует предусматривать обычно раздельной, так как при па-

параллельной работе увеличиваются токи к. з. и усложняются устройства и схемы релейной защиты;

безопасность, простота и удобство в эксплуатации.

Для оценки надежности электроснабжения необходимо правильно определять категорию ЭП. Количественные показатели надежности системы электроснабжения зависят от правильного ее построения и выбора параметров отдельных звеньев (силовые трансформаторы, выключатели, линии электропередачи и т. п.) с учетом их перегрузочной способности и возможности резервирования. Надежность электроснабжения потребителей первой категории обеспечивается за счет питания их от двух независимых источников питания и установкой автоматического включения резерва (АВР). Для особо ответственных потребителей первой категории необходимо предусматривать питание от трех независимых источников питания также с использованием АВР.

Производственная мощность предприятий горной промышленности не остается постоянной, непрерывно или периодически увеличиваясь. Поэтому система электроснабжения должна предусматривать возможность роста электрических нагрузок на ближайшие 8—10 лет.

Для безопасности и удобства в эксплуатации требуются соблюдение Правил устройства электроустановок и Правил технической эксплуатации, внедрение автоматизации и защитных блокировок, установка комплектного электрооборудования и аппаратуры управления и защиты.

2.2. Источники питания

Схемы внешнего электроснабжения горных предприятий выполняются при различных модификациях сетей напряжением 6—330 кВ с питанием от узловой распределительной подстанции (УРП), от подстанции энергосистемы, от собственной ТЭЦ или от нескольких источников питания. Основные источники питания большинства современных предприятий — районные энергосистемы, в редких случаях — местные электростанции.

Источниками питания служат:

собственные электростанции или генераторы предприятия; подстанции, связывающие систему электроснабжения предприятия с сетями или станциями энергосистем;

отдельные секции сборных шин электростанции или подстанции, оборудованные несколькими генераторами или трансформаторами.

Источники питания выбирают в каждом конкретном случае. Типичная схема электроснабжения горно-промышленного района имеет обычно несколько источников питания, соединенных между собой подстанциями и линиями электропередачи.

Выбор числа источников питания зависит от категории потребителей и приемников электроэнергии, убытков (ущерба) производства при прекращении электроснабжения. Так как на горных предприятиях имеются приемники электроэнергии первой категории, то, согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), они должны иметь не менее двух независимых источников питания. Приемники второй и третьей категорий могут иметь один, два и более источников питания.

Источники питания считаются независимыми, если нарушение режима или повреждение одного из них не влечет за собой нарушения или прекращения работы другого. Напряжение на источнике питания должно быть в допустимых пределах, необходимых для устойчивой работы потребителей электроэнергии. Напряжение должно сохраняться на уровне не ниже 60% от номинального при срабатывании средств АВР для обеспечения самозапуска электродвигателей, потерявших питание от основного источника питания. Независимым источником питания следует считать: две электростанции; два генератора двух электростанций; два генератора одной электростанции, если их шины не связаны между собой или если такая связь автоматически отключается при нарушении нормальной работы одного из генераторов; две секции или системы шин одной либо двух электростанций (подстанций) при питании шин от независимых источников и секции (системы) шин, не связанные между собой*. Нагрузка между источниками питания предприятия распределяется в зависимости от их мощности, удаленности, экономичности и сезонности работы. Источники маломощные, неэкономичные или удаленные обычно используют только для резервирования.

Количество приемных пунктов на предприятии определяется общей схемой электроснабжения, потребной мощностью, территориальным размещением нагрузок, требуемой степенью бесперебойности, а также наличием или отсутствием собственного источника питания. Тип приемного пункта зависит от подводимой мощности, расстояния от источника питания, значения питающего напряжения и требуемой степени бесперебойности питания. Все пункты приема электроэнергии от системы должны быть также связаны между собой и собственными электростанциями с помощью кабельных (воздушных) линий или токопроводов.

Если предприятие потребляет небольшую мощность, производственные здания не разбросаны и нет особых требований к бесперебойности электроснабжения, то электроэнергию целесообразно подводить от источника питания к одному транс-

* Если же такая связь имеется, то она должна автоматически отключаться при нарушении нормальной работы любой секции (системы) шин.

форматорному (ТП) или распределительному (РП) пункту при напряжении 6—10 кВ. Если предприятие потребляет значительную мощность (более 40 МВ·А), источник питания удален и группы ЭП расположены в удаленных друг от друга местах, то к бесперебойности электроснабжения предъявляются повышенные требования. В этих условиях питание необходимо подводить к двум и более приемным пунктам при более высоком напряжении — 35—220 кВ, а в отдельных случаях на очень крупных предприятиях — от электростанций по линиям напряжением 330 и 500 кВ. В этих случаях прием электроэнергии производится на узловых распределительных подстанциях.

2.3. Выбор напряжений питающих линий

Капитальные затраты K зависят от передаваемой мощности S , расстояния l между пунктом питания и местом потребления или распределения электроэнергии и определяются по выражению

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{об}} + K_{\text{д.в}}, \quad (2.1)$$

где $K_{\text{л}}$ — капитальные затраты на сооружение воздушных или кабельных линий: $K_{\text{л}} = K_{\text{л0}} l$ (здесь $K_{\text{л0}}$ — стоимость сооружения 1 км линии, l — длина линии); $K_{\text{об}}$ — капитальные затраты на установку оборудования (разъединители, отделители, короткозамыкатели, выключатели, силовые трансформаторы и т. п.); $K_{\text{д.в}}$ — дополнительные капитальные вложения в источники питания на покрытие потерь мощности в системах электроснабжения.

Эксплуатационные расходы $C_{\text{э}}$ включают стоимость потерь электроэнергии $C_{\text{п}}$, амортизационные отчисления $C_{\text{а}}$ и стоимость содержания обслуживающего персонала $C_{\text{о.п.}}$, т. е.

$$C_{\text{э}} = C_{\text{п}} + C_{\text{а}} + C_{\text{о.п.}} \quad (2.2)$$

При сравнении нескольких вариантов пользуются ежегодными приведенными затратами

$$Z = C_{\text{э}} + K_{\text{н.э}} K, \quad (2.3)$$

где $K_{\text{н.э}}$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений. На рис. 2.5 показана зависимость ежегодных приведенных затрат от значения напряжения. Эта зависимость имеет аналитическое описание и используется для расчета нестандартного рационального напряжения. Существует также формула для определения нестандартного напряжения:

$$U = 16 \sqrt[4]{PL}, \quad (2.4)$$

где P — передаваемая мощность; L — расстояние до точки приложения мощности. Формулу (2.4) рекомендуется использо-

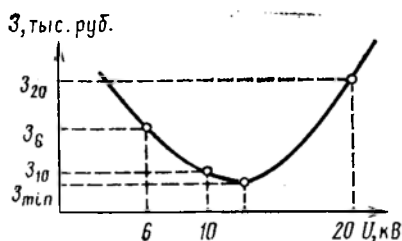


Рис. 2.5. Зависимость годовых приведенных затрат от напряжения

вать для предварительного выбора напряжения внешнего электроснабжения, когда подкоренное выражение находится в пределах 50—50 000 МВт·км. При расчете рационального напряжения предварительно находят нестандартное напряжение по минимальным затратам, а затем выбирают целесообразное стандартное напряжение применительно к имеющимся конкретным источникам питания. Напряжение питающей сети выбирают на основании технико-экономического сопоставления вариантов, если:

- питание электрической энергией возможно от источников с двумя или более напряжениями;

- необходимо сооружение или реконструкция существующих районных подстанций, электростанций или сооружение собственной электростанции;

- имеется связь электростанций предприятий с районными распределительными сетями. Предпочтение следует отдать варианту с более высоким напряжением даже при экономических преимуществах варианта с низшим из сравниваемых напряжений в пределах 10—25%. Сети с более высоким напряжением имеют больший запас по пропускной способности. При передаче расчетной мощности в сети с более высоким напряжением меньше потери электроэнергии.

При выборе напряжения внешней питающей сети сравнивают два основных варианта. Суть подхода в том, что в первом варианте мощность районной подстанции энергосистемы не изменяется и имеются свободные мощности на сравниваемых напряжениях. Во втором варианте предусматривается установка на районной подстанции трансформаторов (автотрансформаторов) с учетом доли затрат горного предприятия и стоимости потерь в соответствии с коэффициентом

$$K = S_{\text{п}}/S_{\text{р}}, \quad (2.5)$$

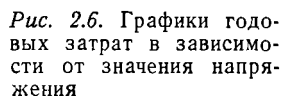
где $S_{\text{п}}$ — мощность трансформаторов на ГПП предприятия; $S_{\text{р}}$ — мощность трансформаторов (автотрансформаторов) на районной подстанции энергосистемы.

При выборе напряжения системы электроснабжения рекомендуется учитывать следующее:

для питания предприятий используется напряжение от 6 до 220 кВ в зависимости от упомянутых факторов. К энергоемким предприятиям электроэнергия подводится на напряжении 330 или 550 кВ. На первой ступени распределение электроэнергии используется напряжение 110—220 кВ, которое также применяют для внешнего электроснабжения горных предприятий по схеме глубокого ввода. Глубокие вводы напряжений 220 кВ целесообразны, когда это напряжение является питающим и не требуется промежуточная трансформация, если напряжение питающей сети выше 220 кВ и на границе предприятия сооружается приемная трансформаторная подстанция, целесообразнее применять глубокие вводы на напряжении 110—150 кВ. Применение глубоких вводов напряжением 110—220 кВ рекомендуется повсеместно. При мощностях свыше 100 тыс. кВт и значительной удаленности от подстанций энергосистемы целесообразно использовать напряжение 220 кВ. При мощности горного предприятия 30—110 тыс. кВт предпочтение отдается напряжению 110 кВ. Это осуществимо и в случае необходимости промежуточной трансформации на районной понизительной подстанции. Возможно также использование напряжения 150 кВ, которое распространено в некоторых энергосистемах; напряжение 35 кВ применяется на предприятиях мощностью 10—15 тыс. кВт при расстоянии до источника питания 15—20 км, либо мощностью 20—30 тыс. кВт при расстоянии 5—10 км. Это напряжение рекомендуется при наличии резерва мощности подстанций энергосистемы и удаленных друг от друга на значительные расстояния групп ЭП сравнительно большой мощности. Так, например, это относится к горно-обогатительному комбинату (карьер, обогатительная фабрика, поселок городского типа и т. д.). Напряжение 35 кВ рекомендуется в качестве глубокого ввода на территорию предприятия в виде магистралей, к которым присоединяются трансформаторы 35/04 кВ без применения промежуточного напряжения 6 или 10 кВ. На более крупных горнодобывающих предприятиях напряжение 35 кВ не может быть принято в качестве основного из-за уменьшения пропускной способности сетей в результате значительного роста электрических нагрузок. Здесь оно может использоваться лишь для питания крупных ЭП или удаленных нагрузок;

напряжение 20 кВ имеет преимущества перед напряжением 10 и 35 кВ. Его легче внедрить, чем напряжение 35 кВ, из-за возможного применения более легких и дешевых аппаратов и кабелей. Снижаются годовые расходы по сравнению с напряжением 10 кВ за счет сокращения потерь электроэнергии, уменьшаются токи КЗ, облегчается питание отдельных удаленных потребителей. Однако напряжение 20 кВ не находит применения: для современных крупных предприятий оно не может

напряжения 6—10 кВ применяются на второй и последующих ступенях распределения энергии. На первой ступени электроснабжения крупных предприятий напряжения 6—10 кВ целесообразны при наличии гибких или жестких токопроводов, если районная подстанция расположена на территории предприятия или вблизи от него — также при питании от собственной или вблизи расположенной ТЭЦ. Линии электропередачи могут выполняться также воздушными, если нет затруднений с их выводом из районной подстанции и подводом непосредственно к ГПП. Если ввод от районной подстанции выполняется кабелем, то вводов должно быть два (не более четырех). При этом обеспечивается требуемая надежность электроснабжения и не усложняется схема соединений на районной подстанции и ГПП. Из сравнения напряжений 6 и 10 кВ можно сделать вывод, что для распределительных сетей в качестве основного в большинстве случаев целесообразно напряжение 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ допускается только на основе технико-экономического анализа сравниваемых схем.



На рис. 2.6 показаны графики годовых затрат на электроснабжение в зависимости от потребляемой мощности предприятия от 9 до 175 МВт при напряжениях 35, 110, 220 и 330 кВ. Эти зависимости позволяют определить зоны экономических интервалов напряжений при изменении расстояния от источника питания до предприятия в пределах от 5 до 50 км.

Для расчета рационального нестандартного напряжения с достаточной степенью точности могут быть использованы интерполяционные методики.

2.4. Перспективы совершенствования схем внешнего электроснабжения

Проектирование систем электроснабжения горных предприятий ведется централизованно в ряде проектных организаций страны. В результате обобщения имеющегося опыта были разработаны типовые решения. Например, расчета и проектирования электрических сетей, выбора мощности трансформаторов и трансформаторных подстанций, определения электрических нагрузок. Вместе с тем существует необходимость совершенствования системы внешнего (внутреннего) электроснабжения горных предприятий независимо от их потребляемой мощности, условий окружающей среды и эксплуатации.

Наиболее экономична и надежна система электроснабжения, в которой источники высшего напряжения максимально приближены к потребителям, а прием электроэнергии распределен по нескольким РП. Так реализуется на практике децентрализация электроснабжения. При этом сводится к минимуму число сетевых звеньев и количество ступеней промежуточной трансформации и коммутации. Рассмотрим основные направления решения этих проблем внешнего электроснабжения.

Определение ожидаемых электрических нагрузок. Советскими учеными и инженерами созданы теория и методы расчета электрических нагрузок промышленных предприятий, действуют соответствующие руководящие указания по определению электрических нагрузок. В горной промышленности выполнено большое число работ по изучению электрических нагрузок, но нет единой научно обоснованной методики определения этих нагрузок. Предлагаемые методы неточны, либо имеют ограниченную область применения, либо не доведены до проектной практики.

Компенсация реактивной мощности. Решение этой задачи нацелено на повышение эффективности системы электроснабжения предприятия за счет обеспечения ЭП электроэнергией высокого качества, сокращения потерь электроэнергии и высвобождаемой мощности трансформаторов.

Построение систем электроснабжения предприятия связано с решением следующих задач:

выбора рационального числа и мощности трансформаторов объекта, обеспечивающего наиболее приемлемую сеть низкого напряжения (уменьшение длины питающих линий низкого напряжения и их потерь) при одновременном незначительном сокращении затрат на сооружение сети высокого напряжения и упрощенном исполнении электрических схем подстанций с конечным решением о разукрупнении подстанций;

выбора рационального напряжения питающих и распределительных сетей. В результате обосновывается применение глубокого ввода напряжений 20, 35 и 110 кВ на территории предприятия;

повышения надежности релейной защиты и автоматики. Благодаря применению автоматики надежность питания при раздельной работе в большинстве случаев оказывается не меньшей, чем при параллельной. Применяется секционирование всех звеньев системы электроснабжения от источника питания до сборных шин низкого напряжения ТП, а иногда и силовых РП. На секционных аппаратах предусматриваются простейшие схемы АВР. Это значительно повышает надежность питания;

перспективного использования выпускаемых промышленностью комплектных трансформаторных подстанций, содержащих комплектное устройство высшего напряжения, трансформатор, комплектное распределительное устройство низшего напряжения и шинопровод на стороне низшего напряжения. Большинство современных машин оборудуется встроенными электродвигателями, а элементы системы электроснабжения — даются в виде комплектных устройств (благодаря этому монтажные работы можно производить в короткие сроки).

Контрольные вопросы

- 2.1. Что называется системой электроснабжения?
- 2.2. Каким требованиям должна удовлетворять система электроснабжения?
- 2.3. Как осуществляется глубокий ввод?
- 2.4. Какие схемы внешнего электроснабжения могут использоваться для горных предприятий?
- 2.5. Какие существуют источники питания для горных предприятий?
- 2.6. Какие факторы влияют на выбор напряжения внешнего электроснабжения?
- 2.7. В чем сущность разукрупнения ГПП?
- 2.8. Как можно реконструировать схему внешнего электроснабжения при росте электрических нагрузок?
- 2.9. В чем особенности выбора напряжений питающих линий?

Темы рефератов

1. Схемы внешнего электроснабжения шахт.
2. Выбор напряжения для схемы внешнего электроснабжения.
3. Характеристика источников питания современных горных предприятий.

3. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

3.1. Действие электрического тока на организм человека

Основной поражающий фактор при электротравмах — электрический ток. Особенность опасности электрического тока заключается в отсутствии конкретных внешних признаков, по которым можно было бы оценить угрозу человеку. Электрический ток оказывает прямое воздействие на ткани тела человека, вызывает непроизвольные судорожные сокращения мышц, оказывает рефлекторное воздействие, обуславливает возбуждение обширных областей нервных тканей. В результате возникает активная ответная реакция организма — испуг, усиленное потовыделение, двигательная реакция и т. п. Если раздражение превышает пределы выносимости центральной нервной системы, то происходят опасные для жизни человека нарушения деятельности основных органов организма.

Следствием прямого воздействия электрического тока на организм человека являются такие электротравмы, как электрический удар, электрический ожог, электрометаллизация кожи, электрический знак, электроофтальмия. Электрический удар — наиболее опасная электрическая травма, при которой возникают различные нарушения в организме, включая механические повреждения тканей, а также нарушения деятельности органов дыхания и кровообращения. Особо опасным результатом электрического удара является фибрилляция сердца, которая часто приводит к смертельному исходу. Фибрилляционное состояние сердца характеризуется частым, беспорядочным сокращением многочисленных волокон сердечной мышцы с частотой, в 10 раз превышающей нормальный ритм работы сердца. Возникновение фибрилляции связано и зависит от фазы работы сердца, с которой совпадает импульс поражающего тока. Электрический ожог — это нагрев до высокой температуры отдельных участков организма и дальнейшее их серьезное функциональное расстройство. Различают контактные (при протекании тока через организм) и дуговые (при воздействии на организм электрической дуги) ожоги. Электрометаллизация кожи — это пропитывание кожи мельчайшими частицами металла, расплавившегося под действием электрической дуги. Электрические знаки возникают, как правило, при хорошем контакте с токоведущей частью и представляют собой четко очерченные пятна на поверхности тела человека. Электроофтальмия заключается в воспалении поврежденных оболочек глаз вследствие воздействия интенсивного потока ультрафиолетовых лучей от электрической дуги.

Тяжесть электротравмы и ответная реакция организма на действие электрического тока зависят от целого ряда факторов:

значения, рода и частоты тока, протекающего через тело человека; продолжительности воздействия; состояния кожного покрова и площади соприкосновения с токоведущими частями; физического и психологического состояния организма человека и т. д., а также от пути прохождения тока по телу человека (наиболее опасен путь через область сердца). Степень воздействия электрического тока на человека классифицируют как осязательный, отпускающий, неотпускающий и смертельный токи.

Осязательным называют значение тока, который при прохождении через тело человека вызывает осязательные раздражения (покалывания, боль и т. п.). Средние значения осязательного переменного тока частотой 50 Гц, по данным советских исследований, находятся в диапазоне 0,8—1,8 мА. Средние значения осязательного постоянного тока в 3,5—4 раза больше.

Отпускающим называют ток, при котором человек сохраняет способность самостоятельно освободиться от его воздействия. Средние значения отпускающего переменного тока частотой 50 Гц находятся в диапазоне 4—8 мА, а постоянного — в диапазоне 12—30 мА.

Неотпускающим называют наибольшее значение тока, при прохождении которого человек теряет способность самостоятельно освободиться от контакта с токоведущими частями. Этот ток вызывает непреодолимые судорожные сокращения мышц. Средние значения неотпускающего тока примерно в 2 раза превышают значения отпускающего тока.

Смертельным принято считать ток на уровне 100 мА. Однако это значение следует уменьшить при длительности воздействия тока более 3 с. По данным исследований МГИ, при токе 24—28 мА возможна фибрилляция сердца. Выполненные исследования показали, что при кратковременном воздействии электрического тока его безопасные уровни могут значительно превышать 100 мА. В табл. 3.1 приведены регламентированные уровни допустимых напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме электроустановок напряжением до 1000 В с заземленной и изолированной нейтралью и электроустановок напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью. В соответствии с ГОСТ 12.1.038—82 при нормальном режиме электроустановки должны обеспечиваться максимальные уровни напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, соответственно 2 В и 0,3 мА для электроустановок переменного тока 50 Гц и 8 В и 1 мА для электроустановок постоянного тока.

Основными факторами, определяющими значение проходящего через тело человека тока, являются напряжение прикосновения и полное электрическое сопротивление тела человека. Сопротивление тела нелинейно и зависит от ряда факторов: приложенного напряжения; места и площади контакта; состоя-

Таблица 3.1

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

Род тока	Нормируемая величина	Значения напряжений прикосновения и токов 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	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36 6
Выпрямленный однопериодный	$U_{амп}$, В $I_{амп}$, мА	650	500	400	300	250	200	190	180	170	160	150	—
То же, 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

ния кожного покрова и т. д. Наибольшее сопротивление имеет верхний роговой слой кожи человека. Сопротивление кожного покрова составляет 10—100 кОм и зависит от приложенного напряжения. При напряжении 40—60 В наступает электрический пробой кожных покровов. В результате сопротивление тела человека практически равно сопротивлению внутренних тканей и составляет 0,6—1,0 кОм. Между частотой и значением отпускающих токов имеется следующая зависимость:

Частота, кГц	0,05	0,2	0,6	1,4	3,0	6,0	9,0	15,0
Ток, мА	8,2	7,3	8,8	17,5	26,5	31,7	45,0	61,0

Степень поражения человека электрическим током в значительной мере определяется внутренним состоянием организма: возбужденностью, потливостью, эмоциональным настроением, наличием алкоголя, утомляемостью. Поэтому при оценке условий электробезопасности необходимо учитывать микроклимат (температура, влажность) и условия труда.

3.2. Влияние режима работы нейтрали на уровень электробезопасности

Трехфазные электрические сети напряжением до 1000 В в соответствии с ПУЭ могут работать с глухозаземленной или с изолированной нейтралью, а сети напряжением 6—35 кВ — с изолированной нейтралью. В сети с глухозаземленной нейтралью нейтральные точки трансформаторов и генераторов соединены с землей наглухо или через небольшое (несколько омов) сопротивление. В сети с изолированной нейтралью нейтральные точки изолированы от земли или соединены с ней через большое (соизмеримое с полным сопротивлением изоляции сети относительно земли) активное или реактивное сопротивление.

Значение тока через тело человека при прикосновении его к одной из фаз сети (степень опасности) зависит в основном от режима работы нейтрали электрической сети. В сети с глухозаземленной нейтралью значение тока через человека при прикосновении к токоведущим частям одной фазы определится уровнем напряжения сети $U_{\text{ном}}$, сопротивлением тела человека $R_{\text{ч}}$, сопротивлением заземления нейтрали r_z и сопротивлением обмотки одной фазы силового трансформатора $Z_{\text{тр}}$:

$$I_{\text{ч}} = U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \sqrt{(R_{\text{ч}} + r_z + r_{\text{тр}})^2 + X_{\text{тр}}^2}). \quad (3.1)$$

Учитывая, что сопротивление тела человека значительно превышает сопротивления заземлителя и трансформатора, можно записать

$$I_{\text{ч}} \approx U_{\text{ф}} / R_{\text{ч}} = U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} R), \quad (3.2)$$

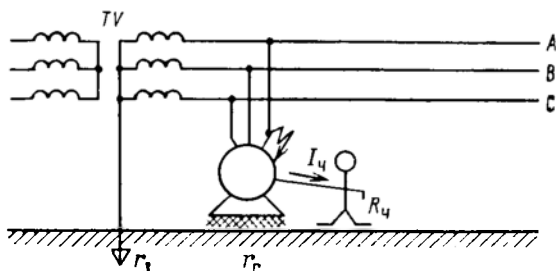


Рис. 3.1. Схема прикосновения человека к корпусу поврежденного электрооборудования в сети с заземленной нейтралью

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети.

Для оценки условий безопасности сетей с глухозаземленной нейтралью представляет интерес случай прикосновения человека к корпусу электрооборудования, который оказался под напряжением вследствие повреждения изоляции одной из фаз (рис. 3.1). Ток через тело человека зависит от сопротивления перехода «корпус — земля» r_n :

$$I_{ч} = U_{пр} / R_{ч} = I_{з} r_n / (R_{ч} + r_n) = U_{ф} r_n / [R_{ч} (r_з + r_n) + r_n r_з], \quad (3.3)$$

где $U_{пр}$ — напряжение прикосновения.

Из выражения (3.3) следует, что при равенстве переходного сопротивления r_n сопротивлению заземлителя $r_з$ значение тока через тело человека по сравнению с непосредственным прикосновением к токоведущим частям уменьшается примерно вдвое.

Пример 3.1. Определить ток через человека при прикосновении: а) к одной из фаз; б) к корпусу электрооборудования с поврежденной изоляцией одной из фаз в сети с глухо заземленной нейтралью.

Исходные данные: $U_{ном} = 380$ В; $R_{ч} = 1$ кОм; $r_з = 4$ Ом; $r_n = 10$ Ом.

Решение.

При прикосновении к одной фазе

$$I_{ч} = 380 / (\sqrt{3} \cdot 1000) = 0,22 \text{ А.}$$

При прикосновении к корпусу поврежденного электрооборудования

$$I_{ч} = 380 \cdot 10 / \sqrt{3} \cdot 1000 (4 + 10) + 4 \cdot 10 = 0,156 \text{ А.}$$

В сетях с изолированной нейтралью фазные проводники в нормальном состоянии связаны с землей через сопротивления изоляции, которое представляет собой параллельно включенные активное и емкостное сопротивления. Для упрощения выкладок рассмотрим сеть, у которой емкость фаз сети относительно земли равна нулю, а активные сопротивления изоляции соответствующих фаз относительно земли равны между собой, т. е.

$$r_A = r_B = r_C = r. \quad (3.4)$$

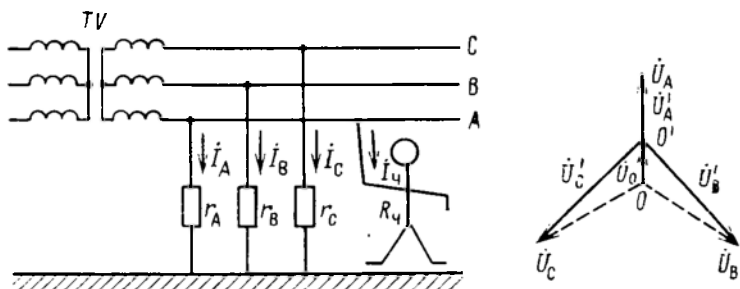


Рис. 3.2. Схемы замещения (а) и векторная диаграмма напряжений сети с изолированной нейтралью (б) в аварийном режиме

Если допустить, что падение напряжения по длине линии равно нулю, то можно считать, что напряжение на зажимах источника и в любой точке сети в нормальном режиме не меняется. Для этого режима сети векторная диаграмма фазных напряжений относительно земли представляет собой симметричную трехлучевую звезду.

При прикосновении человека к одной из фаз (например, А) симметрия сопротивлений изоляции нарушается и соответственно изменяются значения фазных напряжений относительно земли (рис. 3.2):

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A - \dot{U}_0; \quad \dot{U}'_B = \dot{U}_B - \dot{U}_0; \quad \dot{U}'_C = \dot{U}_C - \dot{U}_0, \quad (3.5)$$

где U_0 — напряжение нейтральной точки сети относительно земли (напряжение нулевой последовательности).

Под действием соответствующих фазных напряжений в системе через сопротивления изоляции и тело человека будут протекать токи

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C + \dot{I}_q = 0 \quad (3.6)$$

или с учетом (3.5)

$$(U_A - \dot{U}_0)/r_A + (\dot{U}_B - \dot{U}_0)/r_B + (\dot{U}_C - \dot{U}_0)/r_C + (\dot{U}_A - \dot{U}_0)/R_q = 0. \quad (3.7)$$

Учитывая, что сумма фазных напряжений сети в нормальном режиме работы симметричной системы $\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C = 0$ и принятое допущение (3.4), получим

$$\dot{U}_A/R_q - \dot{U}_0/R_q - 3\dot{U}_0/r = 0.$$

Отсюда напряжение нулевой последовательности

$$\dot{U}_0 = \dot{U}_\phi r / (3R_q + r). \quad (3.8)$$

Ток через человека при прикосновении к одной из фаз сети с изолированной нейтралью

$$I_q = 3U_{\phi} / (3R_q + r) \quad \text{или} \quad I_q = \sqrt{3} U_{\text{ном}} / (3R_q + r). \quad (3.9)$$

Как видно, ток через тело человека зависит от напряжения сети, сопротивлений тела человека и изоляции фаз сети относительно земли. В реальных условиях емкость фаз сети относительно земли не равна нулю и оказывает существенное влияние на значение тока через человека:

$$I_q = \sqrt{3} U_{\text{ном}} \sqrt{(3R_q + r + 3\omega^2 C^2 R_q r^2)^2 + (\omega C r^2)^2} / [(3R_q + r)^2 + (3\omega C R_q r)^2]. \quad (3.10)$$

С увеличением протяженности электрически связанной сети и уровня напряжения существенно возрастает значение емкостной составляющей тока через человека по сравнению с активной составляющей. В сетях напряжением выше 1000 В емкостная составляющая становится преобладающей. В этом случае ток через тело человека

$$I_q = 3U_{\phi} \omega C / \sqrt{1 + 9R_q^2 \omega^2 C^2}, \quad (3.11)$$

ток глухого замыкания фазы на землю

$$I_3^{(4)} = 3U_{\phi} \omega C = \sqrt{3} U_{\text{ном}} \omega C. \quad (3.12)$$

Для уменьшения емкостной составляющей тока замыкания или тока через тело человека между нейтралью сети и землей включают индуктивность (компенсированная нейтраль). Это приводит к появлению дополнительной индуктивной составляющей тока, которая имеет направление, противоположное емкостной составляющей (рис. 3.3). Реактивная составляющая тока замыкания (тока через человека) будет равна разности емкостной и индуктивной составляющих. Полный ток через человека при прикосновении к одной фазе в сети с компенсированной нейтралью

$$I_q = U_{\phi} \sqrt{\frac{[3\omega^2 L^2 (3R_q + r) + (1 - 3\omega^2 CL) R_q r^2]^2 + [\omega L r^2 (1 - 3\omega^2 CL)^2]}{\times (3R_q + r)^2 + (1 - 3\omega^2 CL)^2 R_q^2 r^2}}, \quad (3.13)$$

где L — индуктивность, включенная в нейтраль сети.

Степень компенсации емкостной составляющей тока замыкания на землю при прикосновении к одной фазе сети зависит от соотношения емкостной и индуктивной проводимостей изоляции сети относительно земли. Для электробезопасности наи-

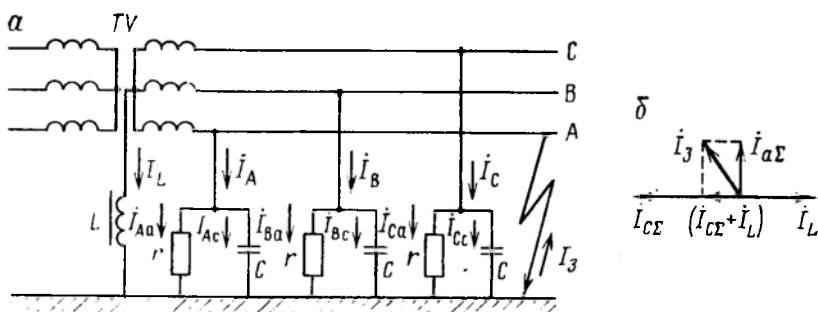


Рис. 3.3. Принципы компенсации (а — схема; б — векторная диаграмма) емкостной составляющей тока однофазного замыкания на землю

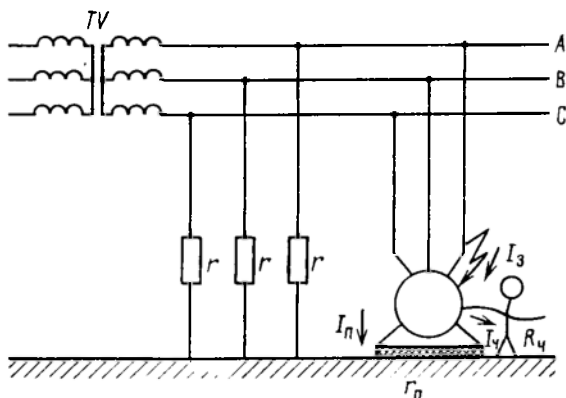


Рис. 3.4. Схема прикосновения человека к корпусу поврежденного электрооборудования в сети с изолированной нейтралью

более благоприятен резонансный режим настройки компенсирующего устройства ($3\omega C = 1/\omega L$), что соответствует отсутствию реактивной составляющей тока. Тогда ток через человека определяется выражением (3.9). Как следует из (3.13), степень опасности сетей с компенсированной нейтралью без учета переходного процесса обусловлена в основном режимом натройки компенсирующего устройства и параметрами изоляции электрической сети. Если учесть параметры переходного процесса в момент касания человеком одной из фаз, то преимуществ компенсированных сетей практически нет. В таких сетях в начальный период замыкания через тело человека пройдет свободный ток компенсирующего устройства, который составляет 25% емкостного тока замыкания, а его частота определяется параметрами сети и компенсирующего устройства.

При прикосновении человека в сети с изолированной или компенсированной нейтралью к корпусу электрооборудования, оказавшемуся под напряжением вследствие повреждения изоляции одной из фаз (рис. 3.4), ток через тело человека

$$I_q = I_3^{(1)} r_n / (R_q + r_n) = \sqrt{3} U_{\text{ном}} r_n / (3R_q^2 + 3R_q r_n + R_q r + r r_n). \quad (3.14)$$

С уменьшением сопротивления перехода «корпус — земля» r_n резко сокращается доля тока замыкания на землю, проходящего через тело человека. Сопротивление r_n оказывает шунтирующее действие. Так реализуется защитное заземление.

Прикосновение человека к двум фазам сети одновременно всегда опасно. При этом ток через тело человека определяется только уровнем напряжения сети и сопротивлением тела и не зависит от режима работы нейтрали сети. Так определяется ток при прикосновении человека к одной фазе сети с изолированной нейтралью, если другая фаза сети соединена с землей.

Пример 3.2. Определить ток через тело человека при прикосновении человека: а) к одной из фаз; б) к корпусу электрооборудования с поврежденной изоляцией одной из фаз в сети с изолированной и компенсированной нейтралью.

Исходные данные: $U_{\text{ном}}=380$ В; $R_q=1$ кОм; $r_a=4$ Ом; $r_n=4$ Ом; $r=10$ кОм; $C=1$ мкФ; режим настройки компенсирующего устройства — резонансный.

Решение.

1. Ток через тело человека для сети с изолированной нейтралью:

а) при прикосновении к одной фазе согласно (3.10)

$$I_q = \sqrt{3} \cdot 380 \times \frac{1}{\sqrt{(3 \cdot 1000 + 3 \cdot 314^2 \cdot 10^{-12} \cdot 1000 \cdot 10^8)^2 + (314 \cdot 10^{-6} \cdot 10^8)^2} / [(3 \cdot 1000 + 10000)^2 + (3 \cdot 314 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot 10^4)^2]} = 0,128 \text{ А.}$$

б) при прикосновении к корпусу поврежденного электрооборудования, если $r_n=r_a$ справедливо $I_3=0,211$ А и согласно (3.14);

$$I_q = 0,211 \cdot 4 / (1000 + 4) = 0,00084 \text{ А.}$$

2. Ток через тело человека для сети с компенсированной нейтралью:

а) при прикосновении к одной фазе с учетом резонансной настройки согласно (3.9)

$$I_q = \sqrt{3} \cdot 380 / (3 \cdot 1000 + 10000) = 0,05 \text{ А;}$$

б) при прикосновении к корпусу поврежденного электрооборудования согласно (3.14)

$$I_q = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 4 / (3 \cdot 1000^2 + 1000 \cdot 4 + 1000 \cdot 10000 + 10000 \cdot 4) = 0,26 \cdot 10^{-3} \text{ А.}$$

3.3. Выбор режима нейтрали сетей горных предприятий

Сети с глухозаземленной нейтралью представляют опасность для человека как при непосредственном прикосновении к то-

коведущим частям, так и при прикосновении к корпусам электрооборудования, оказавшегося в аварийном состоянии. В первом случае значение тока через человека определяется только уровнем фазного напряжения и сопротивлением тела человека и для промышленных сетей всегда превышает даже кратковременно безопасные уровни. Во втором случае степень опасности можно снизить, искусственно уменьшая значение переходного сопротивления «корпус — земля». Для реальных условий эксплуатации электрооборудования значение тока через человека практически не может быть снижено до безопасного уровня. Электробезопасность в таких сетях без дополнительных технических мероприятий обеспечить невозможно. На рис. 3.5 показана кривая изменения тока через человека при прикосновении к корпусу поврежденного электрооборудования в сети с глухозаземленной нейтралью в зависимости от сопротивления перехода «корпус — земля». Сопротивление тела человека принято 1000 Ом, сопротивление заземления нейтрали 2—4 Ом.

Степень опасности прикосновения человека к токоведущим частям одной из фаз сети с изолированной нейтралью в основном зависит от параметров изоляции сети относительно земли. Для сетей напряжением до 1000 В небольшой суммарной протяженности (не учитывается влияние емкости сети относительно земли на ток через человека) при заданном безопасном значении тока через человека можно рассчитать минимальный уровень активного сопротивления изоляции сети относительно земли, обеспечивающий электробезопасность таких сетей.

$$r_{кр} = 3U_{ф}/I_{ч.б} - 3R_{ч}. \quad (3.15)$$

Для сетей напряжением свыше 1000 В емкостной составляющей пренебречь нельзя. На рис. 3.6 показаны кривые изменения тока через тело человека при непосредственном прикосновении к токоведущим частям одной фазы для различных уровней активного сопротивления изоляции в зависимости от суммарной емкости одной фазы сети относительно земли (кривые 1). Здесь также даны кривые зависимости допустимого тока через тело человека от времени его воздействия t , построенные в соответствии с выражением, полученным американским исследователем Дальзиелем для кратковременно безопасного тока (кривая 2)

$$I_{ч.к} = 0,116 / \sqrt{t}, \text{ А}$$

и в соответствии с рекомендациями ГОСТ 12.2.038—82 (кривая 3).

Емкостная проводимость изоляции сети также оказывает влияние на условия электробезопасности при прикосновении человека к корпусу электрооборудования, оказавшемуся под

Рис. 3.5. Зависимость тока через тело человека от переходного сопротивления при прикосновении к корпусу поврежденного оборудования в сети с заземленной нейтралью напряжением 380 В (1) и 660 В (2)

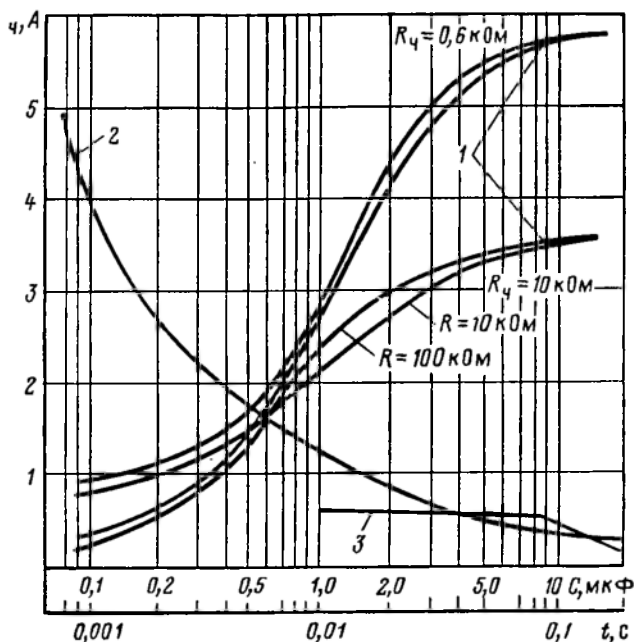
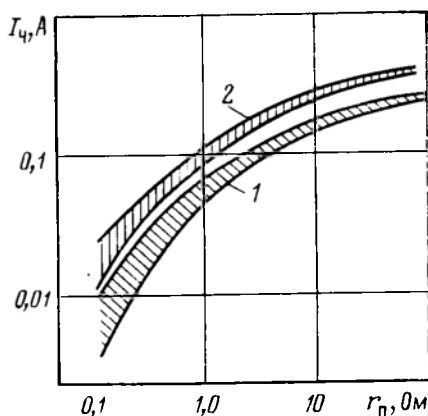


Рис. 3.6. Кривые тока через тело человека в зависимости от емкости сети и допустимого времени воздействия

напряжением. Тяжесть электротравм в этом случае определится напряжением прикосновения. Для установившегося режима замыкания на корпус справедливо

$$U_{\text{пр}} = I_3^{(1)} r_{\text{п}}; I_{\text{ч}} = U_{\text{пр}} / R_{\text{ч}}. \quad (3.16)$$

Однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной

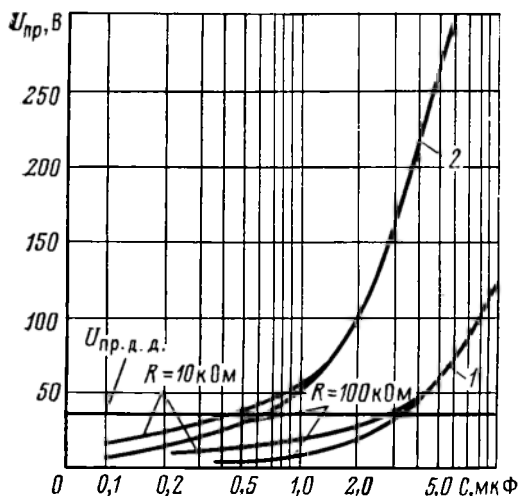


Рис. 3.7. Зависимость напряжения прикосновения от емкости сети при металлическом и дуговом замыканиях фазы на корпус (землю)

нейтралью обычно сопровождаются переходным процессом, в течение которого ток замыкания за счет перезаряда фазных емкостей сети увеличивается по сравнению с установившимся значением в несколько раз. Для реальных параметров электрических сетей горных предприятий возможно увеличение тока замыкания и соответственно напряжения прикосновения на корпусах электрооборудования при неизменном сопротивлении перехода «корпус — земля» в 4—5 раз

$$U'_{пр} = (4 \div 5) I_s^{(4)} r_{п}; \quad I_{ч} = U'_{пр} / R_{ч}. \quad (3.17)$$

На рис. 3.7 показаны зависимости изменения напряжения прикосновения в сети с изолированной нейтралью соответственно при глухом (1) и дуговом (2) замыканиях фазы на корпус от значения емкости фазы сети относительно земли при сопротивлении $r_{п} = 4 \text{ Ом}$.

Из приведенных данных следует:

для реального времени отключения сети с учетом кратко- временно допустимых токов через человека благополучный исход при прикосновении к токоведущим частям в сети напряжением 6 кВ возможен при емкости сети не более 0,1 мкФ/фазу и активном сопротивлении изоляции не менее 100 кОм/фазу. Для реальных параметров распределительных сетей такое прикосновение всегда опасно, даже без учета переходного процесса;

напряжение прикосновения превышает длительно допустимое значение при емкости сети 3,0 и 0,5 мкФ/фазу соответственно при глухом и дуговом замыкании фазы на корпус при сопротивлении перехода «корпус — земля» 4 Ом.

Сети с изолированной нейтралью представляют значительно меньшую опасность в режиме непосредственного прикосновения к токоведущим частям либо к корпусу электрооборудования с поврежденной изоляцией. Компенсированные сети в установившемся режиме обладают преимуществом перед сетями с изолированной нейтралью. В таких сетях значительно меньше емкостная составляющая тока через человека и тока замыкания, снижается напряжение прикосновения к корпусам электрооборудования. В переходном режиме и при дуговых замыканиях преимущества компенсированных сетей теряются за счет длительного существования свободной индуктивной составляющей.

На основании приведенных ранее факторов, определяющих условия электробезопасности в сетях с различными режимами нейтрали, отраслевые Правила безопасности (ПБ) и Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений подземным способом (ЕПБ) требуют электрические сети горных предприятий выполнять с изолированной (компенсированной) нейтралью. В сетях напряжением до 1000 В необходимо обязательное применение автоматического защитного отключения с помощью специальных аппаратов, подающих команду на отключение сети при недопустимом снижении уровня активного сопротивления изоляции фаз относительно земли.

В сетях напряжением выше 1000 В из соображений электробезопасности ПУЭ рекомендуют изолированный режим работы нейтрали. Компенсацию емкостной составляющей тока замыкания на землю следует применять при значении указанной составляющей выше 30 А для сетей напряжением 6 кВ; 20 А — для 10 кВ и 10 А — для 35 кВ. Наиболее эффективен режим резонансной настройки индуктивности компенсирующего устройства с емкостью сети. Кроме минимального остаточного тока замыканий такой режим характеризуется меньшим (до $2,7 U_{\phi}$) по сравнению с изолированной нейтралью (до $4,2 U_{\phi}$) уровнем внутренних перенапряжений, сопровождающих однофазные замыкания на землю. Снижение уровня перенапряжений соответственно приводит к уменьшению повреждаемости сетей.

На основании исследований последних лет электрические сети напряжением свыше 1000 В при токе замыкания на землю до 10 А рекомендуется эксплуатировать с полностью изолированной нейтралью, а при токе более 10 А — с нейтралью, заземленной через большое активное сопротивление. Значение указанного сопротивления должно выбираться из условия создания активной составляющей тока замыкания на землю, соответствующей (0,5—1,0) значению емкостного тока. Такой режим нейтрали сети приводит к некоторому увеличению полного тока замыкания (максимум на 42%). Однако при этом снижа-

ется (до 2,2—2,5) уровень внутренних перенапряжений и практически исключается переходный процесс как в момент замыкания, так и после отключения поврежденного участка. Это положительно сказывается на работе средств защиты от замыканий на землю. Для этой цели разработаны и освоены промышленностью высокоомные резисторы типа РНВ-6/10 на номинальные сопротивления 0,75; 1; 2 и 3 кОм.

3.4. Контроль изоляции электроустановок

Состояние изоляции токоведущих частей относительно земли сети с изолированной нейтралью — один из основных факторов, от которых зависит безопасность эксплуатации электро-технического хозяйства горных предприятий. Токи замыкания на землю, обуславливающие электротравмы, пожары, взрывы и т. п., определяются параметрами изоляции сети и электроустановок относительно земли.

Регулярное наблюдение за состоянием изоляции электрических сетей и своевременное обнаружение участков или элементов сети с ослабленной изоляцией являются важными мероприятиями против поражения электрическим током и обеспечения бесперебойности электроснабжения.

Контроль изоляции в электроустановках напряжением до 1000 В, учитывая определяющее влияние на условия электро-безопасности активного сопротивления изоляции, обычно проводят с помощью мегаомметров в установленные отраслевыми ПБ сроки и в случае обнаружения дефектов изоляции. Отечественной промышленностью выпускаются мегаомметры с нормальным напряжением 100, 500, 1000 и 2500 В.

Измерения сопротивления изоляции мегаомметрами проводят периодически, только после снятия рабочего напряжения и, как правило, на отдельных частях или элементах сети. Наиболее правильное представление о состоянии изоляции сети с точки зрения безопасности ее эксплуатации может быть получено при измерении сопротивления в нормальных эксплуатационных условиях (без снятия рабочего напряжения и при подключенных ЭП).

Сопротивление изоляции сети напряжением до 1000 В, находящейся под рабочим напряжением, наиболее просто может быть измерено также с помощью мегаомметра. К недостаткам данного метода измерения следует отнести следующее.

1. Поскольку процессы в изоляции при воздействии постоянного и переменного напряжения имеют различный характер, то результаты измерения отличаются от реальных значений, соответствующих переменному напряжению сети.

2. Наложение на сеть относительно большого оперативного напряжения.

3. Измеряемое омическое сопротивление несколько отличается от активного сопротивления изоляции.

Для определения полного сопротивления изоляции сети и его составляющих под рабочим напряжением, а также для измерения в сетях напряжением свыше 1000 В широкое распространение получил метод амперметра-вольтметра. Определение полного сопротивления изоляции сети не вызывает трудностей при известных значениях рабочего напряжения сети U_{ϕ} и тока однофазного замыкания на землю

$$Y = I_3^{(1)} / U_{\phi} = \sqrt{G^2 + B^2}, \quad (3.18)$$

где Y , G , B — полная проводимость изоляции сети, ее активная и реактивная составляющие.

Получил распространение метод определения параметров изоляции трехфазных электрических сетей, основанный на вводе между одной из фаз сети и землей дополнительной проводимости q_0 и на измерениях напряжения этой фазы относительно земли U'_{ϕ} и напряжения смещения нулевой точки U_0 :

полная проводимость изоляции сети

$$Y = q_0 U'_{\phi} / U_0; \quad (3.19)$$

активная проводимость изоляции сети

$$G = 0,5 q_0 [(U_{\phi}^2 - U_0^2) / U_0^2 - 1]; \quad (3.20)$$

емкостная проводимость изоляции сети

$$B = \sqrt{Y^2 - G^2}. \quad (3.21)$$

Контрольные вопросы

3.1. Какие основные виды электротравм?

3.2. От каких факторов зависит тяжесть электротравмы?

3.3. Как классифицируется электрический ток по степени воздействия на человека?

3.4. Как влияют параметры изоляции сети на ток через человека в сетях с различными режимами нейтрали?

3.5. С какой целью производится компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю?

3.6. Какой режим настройки компенсирующего устройства является наиболее благоприятным для электробезопасности?

3.7. Сети с каким режимом нейтрали менее опасны при непосредственном прикосновении человека к токоведущим частям?

3.8. Сети с каким режимом нейтрали менее опасны при прикосновении человека к корпусу электрооборудования с поврежденной изоляцией одной из фаз?

Темы рефератов

1. Опасность электрического тока для человека.

2. Влияние параметров изоляции сети и режима нейтрали на условия электробезопасности.

4. ЗАЩИТА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ, ПОЖАРОВ И ВЗРЫВОВ

4.1. Условия защиты от поражения электрическим током

При эксплуатации электрических сетей и электроустановок поражение электрическим током человека может произойти при прикосновении им непосредственно к токоведущим частям электроустановок и электрических сетей и к металлическим корпусам или частям электрооборудования, оказавшихся под напряжением в случае замыкания фазы на корпус.

Для защиты человека от поражения электрическим током широко применяют общие и специальные меры.

Общие меры защиты:

разъяснительные беседы об опасности электрического тока; обеспечение недоступности прикосновения к токоведущим частям путем монтажа открытых токоведущих частей в местах, исключающих случайное прикосновение (например, на недоступной высоте);

защита от случайного прикосновения к токоведущим частям путем выбора электрооборудования закрытого исполнения, исключающего случайное касание незаизолированных токоведущих частей, и применения блокировочных устройств, препятствующих доступу к токоведущим частям до снятия с них напряжения;

применение пониженного напряжения (как правило, для маломощных электроустановок, наиболее опасных в отношении поражения электрическим током — переносных электрических машин, аппаратов, инструмента и т. п.);

изоляция нетокведущих частей в основном металлических рукояток электрооборудования, с которыми обслуживающий персонал имеет постоянный контакт. При этом исключается поражение человека в случае пробоя изоляции одной из фаз установки на корпус (в основном распространяется на электроинструмент);

использование общих средств безопасности (изолирующие подставки и коврики, резиновые боты и перчатки, средства сигнализации и т. п.).

Специальные меры защиты в условиях подземных и открытых горных работ:

защитное заземление — преднамеренное соединение с землей металлических частей электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, предназначено для защиты человека при прикосновении к корпусу, оказавшемуся под напряжением относительно земли;

защитное отключение, обеспечивающее защиту человека от поражения при прикосновении его к токоведущим частям элек-

троустановок путем быстрого отключения с помощью специальных устройств, осуществляющих, кроме того, контроль изоляции сети относительно земли.

4.2. Устройство защитных заземлений

При прикосновении человека к корпусу электрооборудования, оказавшемуся под напряжением, ток замыкания проходит через параллельно включенные сопротивления: тело человека $R_{\text{ч}}$ и переход корпус — земля $r_{\text{п}}$. Распределяется ток замыкания по указанным сопротивлениям обратно пропорционально их значениям, поэтому уменьшением шунтирующего сопротивления $r_{\text{п}}$ можно создать условия, при которых ток через тело человека не будет превышать безопасных уровней. Уменьшить сопротивление перехода корпус — земля можно с помощью защитного заземления — преднамеренного электрического соединения с землей металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением.

Заземлению подлежат все металлические части электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться из-за повреждения изоляции.

Защитное заземление — важная мера защиты от опасных напряжений прикосновения на корпусах электрооборудования, которая должна обеспечивать условие

$$U_{\text{пр}} = I_3^{(1)} R_3 \leq U_{\text{доп}}, \quad (4.1)$$

где $I_3^{(1)}$ — ток однофазного замыкания на корпус; $U_{\text{доп}}$ — допустимое по условиям электробезопасности напряжение; R_3 — сопротивление заземления.

К защитному заземлению предъявляются следующие основные требования:

максимальное сопротивление заземления, измеренное в любой (в том числе и наиболее удаленной от главных заземлителей) точке заземляющей сети, не должно превышать 2 Ом (для подземных горных работ) и 4 Ом (для открытых горных работ);

общая сеть защитного заземления должна создаваться путем непрерывного (как правило, параллельного) соединения всех заземленных элементов между собой;

общешахтная сеть заземления должна присоединяться не менее чем к двум главным заземлителям, установленным в зумпфах или водосборниках;

главные заземлители должны резервировать действие друг друга и поэтому располагаться в разных местах, а параметры каждого из них — обеспечивать требуемое сопротивление растеканию тока при отключении одного из главных заземлителей;

корпуса передвижных машин должны соединяться с сетью заземления заземляющими жилами питающих эти машины кабелей и стальными тросами.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющей сети. В шахтах и рудниках должна быть общая сеть заземления, к которой должны присоединяться все объекты, подлежащие заземлению, а также главные и местные заземлители. При этом во всех случаях должно быть не менее двух главных заземлителей, расположенных в разных местах и резервирующих друг друга на время осмотра, чистки или ремонта одного из них. Главные заземлители в случае электроснабжения через ствол должны устраиваться в зумпфах или водосборниках. Для выполнения главных заземлителей в этом случае применяют стальные полосы площадью не менее $0,75 \text{ м}^2$, толщиной 5 мм и длиной 2,5 м. Наличие кислотной, хорошо проводящей воды в зумпфах и водосборниках снижает сопротивление заземления.

В случае электроснабжения подземных выработок через скважины главные заземлители могут располагаться на поверхности или в водосборниках. В качестве одного из главных заземлителей при этом могут быть использованы обсадные трубы, которыми закреплены скважины.

Заземляющими проводниками могут служить стальные проводники и заземляющие жилы кабелей со сварным или надежным болтовым соединением. Стальные проводники заземляющих магистралей должны иметь сечение не менее 100 мм^2 , а заземляющие отводы — не менее 50 мм^2 .

Местные заземлители устраивают в следующих пунктах: 1) в каждой распределительной или трансформаторной подстанции, а также в каждой электромашинной камере (кроме центральной подземной подстанции и околоствольных электромашинных камер); 2) около каждого стационарного или передвижного распределительного пункта; 3) у каждого индивидуально установленного выключателя или распределительного устройства; 4) у каждой кабельной муфты силовой сети; 5) вблизи отдельно установленных машин. Для выполнения местных заземлителей следует предусматривать искусственные заземлители в штрековых водосточных канавах или в других пригодных для этого местах. В качестве заземлителя в этом случае используют стальную полосу площадью не менее $0,6 \text{ м}^2$, толщиной 3 мм и длиной 2,5 м. Полосу укладывают в горизонтальном положении в углубленном месте канавки на слой песка толщиной не менее 30 мм и сверху засыпают также песком толщиной 150 мм. При отсутствии в выработках сточной канавки как заземлитель могут быть применены стальные трубы диаметром не менее 30 мм и длиной 1,5 м. На стенках труб по всей длине сверлят не менее 20 отверстий диаметром 5 мм. Выполненный таким образом один заземлитель (при необходимо-

сти — несколько) вставляют в предварительно пробуренный шпур глубиной не менее 1,4 м. К заземлителю приваривают отрезок стальной полосы с болтовым зажимом для присоединения заземляющего проводника. В сухих шахтах для обеспечения меньшего сопротивления растеканию рекомендуется периодически увлажнять местные заземления, наливая внутрь трубы воду, раствор нитрата или гидрата окиси кальция.

Передвижное и переносное электрооборудование заземляют путем соединения его корпусов с общешахтной сетью заземления с помощью заземляющих жил гибких кабелей, которые присоединяют к внутренним заземляющим зажимам кабельных вводов. Для машин и механизмов с дистанционным управлением необходим непрерывный автоматический контроль заземления через заземляющую жилу кабеля в цепи управления.

4.3. Проверка состояния заземляющих устройств

Заземляющие устройства на горных предприятиях должны отвечать требованиям соответствующих отраслевых инструкций, Правилам устройства электроустановок, Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. Наружный осмотр всей заземляющей сети по участкам в начале каждой смены производит электротехнический персонал. Кроме того, состояние защитного заземления отдельных машин или установок ежемесячно должен проверять персонал, обслуживающий данную машину. Исправность заземления требуется проверять также после каждого ремонта электрооборудования.

Систематически, не реже одного раза в месяц, производят наружный осмотр всей заземляющей сети и измеряют общее сопротивление заземляющей сети у каждого заземлителя. Результаты осмотра и измерения заносят в Книгу (журнал) регистрации состояния заземления.

При осмотре заземления особое внимание следует обращать на непрерывность заземляющей цепи и состояние контактов, ослабление и окисление которых могут привести к значительному увеличению сопротивления заземления. Каждые шесть месяцев все главные заземлители подвергают тщательному осмотру и ремонту.

Измерение сопротивления заземления производят с помощью приборов М1103 или М416/1, а также прибором МС-08 (МС-07) или методом амперметра-вольтметра. Во всех случаях для измерения сопротивления заземляющей сети необходимо установить два вспомогательных заземлителя на расстоянии 15—20 м от измеряемого заземлителя. Расстояние между вспомогательными заземлителями должно быть также не менее

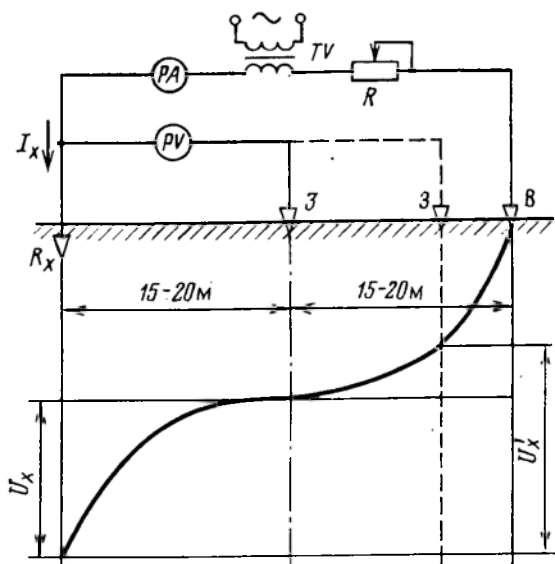


Рис. 4.1. Схема измерения сопротивления заземления методом амперметра-вольтметра

15 м. В качестве вспомогательных заземлителей используют стальные стержни с заостренными концами, которые забивают во влажную почву на глубину до 0,8 м.

На рис. 4.1 показана схема измерения сопротивления заземления методом амперметра-вольтметра. От источника переменного тока TV через ограничивающее сопротивление ток проходит через измеряемый заземлитель R_x , землю, вспомогательный заземлитель B и контролируется амперметром PA . Вольтметр PV подключается к исследуемому заземлителю R_x и другому вспомогательному заземлителю Z (зонд), который располагается в зоне нулевого потенциала. Сопротивление измеряемого заземлителя

$$R_x = U_x / I_x, \quad (4.2)$$

где U_x и I_x — показания вольтметра PV и амперметра PA соответственно.

Если зонд располагается не в зоне нулевого потенциала, то погрешность измерения резко увеличивается за счет того, что вольтметр показывает разность потенциалов между точками расположения измеряемого заземлителя и зонда.

4.4. Принципы обеспечения защитного отключения

Защитное отключение — основная защитная мера в случае непосредственного прикосновения человека к токоведущим частям электроустановок, находящимся под напряжением. Защит-

ное отключение осуществляется с помощью специальных устройств, выполняющих быстрое автоматическое отключение электроустановки от источника питания при достижении тока через тело человека предельно безопасного значения. В электрических сетях с изолированной нейтралью устройства защитного отключения (УЗО) работают по принципу наложения оперативного тока на контролируемую сеть с использованием вентильных схем. Такие устройства помимо функции защитного отключения производят измерение и контроль активного сопротивления изоляции сети относительно земли. Это исключает эксплуатацию сети с поврежденной изоляцией одной из фаз или при снижении уровня сопротивления изоляции всей сети ниже предельно допустимого (заданного). Для сетей переменного тока обычно используют постоянный оперативный ток.

В качестве источника оперативного тока в устройствах защитного отключения и контроля сопротивления изоляции, работающих по принципу наложения на сеть постоянного оперативного тока, используют понижающий трансформатор с вентилями, собранными по схеме однофазного, двухфазного или трехфазного выпрямителя. В измерительной цепи таких схем кроме выпрямленного тока оперативного источника проходит переменный ток, вызванный напряжением контролируемой сети. Для его ограничения используют индуктивные или емкостные фильтры.

На рис. 4.2 показана схема устройства защитного отключения и контроля изоляции с индуктивным фильтром, в качестве которого используют дроссель L (большое сопротивление переменному току и относительно малое сопротивление постоянно-

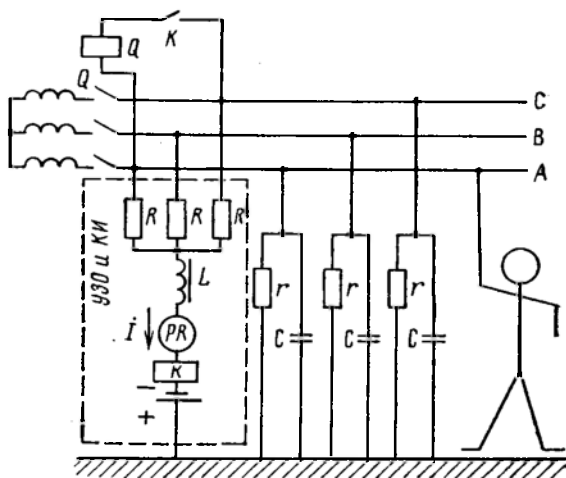


Рис. 4.2. Схема устройства защитного отключения и контроля изоляции с индуктивным фильтром

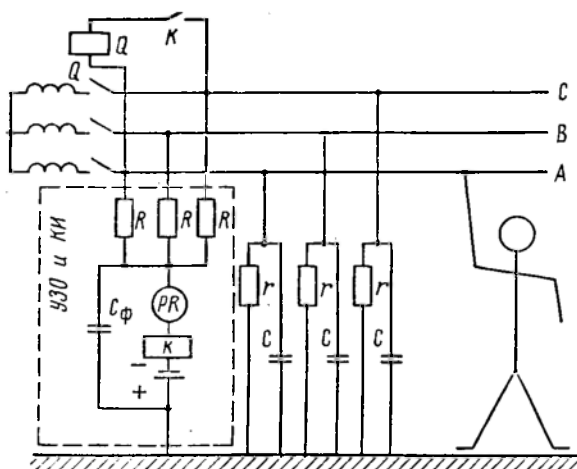


Рис. 4.3. Схема устройства защитного отключения и контроля изоляции с емкостным фильтром

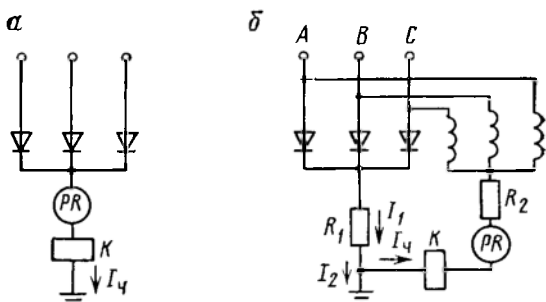
му току). Дроссель L включен между искусственной нейтральной точкой, созданной включением в звезду резисторов R , и километром PR . При прикосновении человека к одной из фаз сети оперативный ток проходит по пути: «минус» источника, реле K , километр PR , дроссель L , резисторы присоединения R , сопротивление тела человека, «плюс» источника. Оперативный ток также протекает через активное сопротивление изоляции сети r относительно земли. При достижении уставки срабатывания реле K включает катушку отключения автоматического выключателя.

Работа устройства защитного отключения и контроля изоляции с емкостным фильтром (рис. 4.3) отличается тем, что переменная составляющая тока измерительной цепи значительно ослаблена, причем степень ослабления возрастает с увеличением емкости.

Из рассмотренных схем устройств защитного отключения с индуктивным и емкостным фильтрами предпочтение следует отдавать первой, так как в режиме прикосновения человека к одной из фаз сети индуктивность в определенной мере ограничивает, а емкость увеличивает ток через человека.

В устройствах защитного отключения и контроля изоляции, действующих по принципу наложения выпрямленных токов, широко используют так называемые вентильные схемы, у которых необходимые для работы токи образуются посредством трех вентилях, подключенных к фазам контролируемой сети. Известны две классические схемы, позволяющие измерять активное сопротивление сети относительно земли: последовательная и параллельная.

Рис. 4.4. Последовательная (а) и параллельная (б) схемы измерения активного сопротивления изоляции



Последовательные вентильные схемы устройств защитного отключения и контроля изоляции (рис. 4.4, а) состоят из трех вентилей, подключенных катодами к фазам контролируемой сети, а аноды соединены в общую точку, которая связана с землей через килоомметр PR и исполнительное реле K . Параллельная вентильная схема (рис. 4.4, б) отличается тем, что измерительная цепь (килоомметр PR и реле K) подключена не к общей точке вентилей, а к общей точке включенных в звезду дросселей.

Принцип последовательной вентильной схемы реализован в находящихся в эксплуатации устройствах защитного отключения и контроля изоляции типа УАКИ, АЗАК, АЗШ. Параллельные вентильные схемы используются в устройствах типа РУ. Чувствительность параллельной вентильной схемы (отношение изменения тока в измерительной цепи к изменению активного сопротивления изоляции сети) более чем на порядок превышает чувствительность последовательной вентильной схемы устройств защитного отключения и контроля изоляции.

К устройствам защитного отключения предъявляются следующие основные требования:

- контроль активного сопротивления изоляции сети относительно земли независимо от емкости сети;

- реагирование как на однофазные, так и на многофазные (в том числе симметричные) снижения активного сопротивления изоляции сети относительно земли;

- отключение сети при прикосновении человека к токоведущим частям и превышении тока предельно безопасного значения;

- исключение влияния устройства на общий уровень сопротивления изоляции сети относительно земли;

- высокая аппаратная и функциональная надежность;

- отсутствие реакции на переходные процессы в сети, вызванные включением или отключением силовых потребителей;

- самоконтроль исправности схемы устройства.

4.5. Схемы устройств защитного отключения в сетях переменного тока

Система защитного отключения состоит из коммутационного аппарата, осуществляющего отключение сети с поврежденной изоляцией от источника питания (автоматический выключатель), и аппарата защиты (реле утечки), выполняющего контроль состояния активного сопротивления изоляции сети относительно земли.

При ведении горных работ эксплуатируются выпускаемые в настоящее время промышленностью и уже снятые с производства устройства защитного отключения и контроля изоляции трехфазной сети относительно земли:

аппарат защиты от утечек типа УАКИ (устройство автоматического контроля изоляции) для сети напряжением 127, 220, 380 и 660 В;

аппараты защиты типа АЗАК с автоматической компенсацией емкостной составляющей тока утечки для сети напряжением 380 и 660 В;

аппарат БЗП-1А на напряжение 380 и 660 В (в передвижной подстанции);

аппарат АЗПБ для подстанций на напряжение 380 и 660 В; унифицированный аппарат РУ и АЗУР, а также аппарат защиты типа АЗШ для сети напряжением 380 и 660 В;

аппарат защиты унифицированный рудничный типа АЗУР для сети напряжением 380 и 660 В;

реле утечки типа РУ с самоконтролем исправности элементов для сети напряжением 127/220 и 380 В;

устройство защиты от токов утечки в электрических сетях напряжением 1140 В типа РУ-1140.

В настоящее время промышленностью для сетей напряжением 220, 380 и 660 В выпускаются более совершенные аппараты от утечек типа РУ и АЗУР, а также аппарат РУ-1140 для сетей напряжением 1140 В.

Схема реле утечки РУ-380 (рис. 4.5) содержит трехфазный трансформатор TV , источник оперативного тока $V5—V7$, ограничительные резисторы $R1—R3$, источник вспомогательного тока $V1—V3$, двухобмоточное реле $K1$, стабилитрон $V4$ и сглаживающие конденсаторы $C1$ и $C2$. Источник оперативного тока включен между фазами сети и землей через отпайки первичной обмотки трансформатора TV . Параллельно к оперативному источнику подключена цепь контроля изоляции, состоящая из фильтра присоединения (первичная обмотка TV), обмотки I реле $K1$ и стабилитрона $V4$. Сопротивление изоляции сети r оказывается подключенным параллельно цепи контроля. Ток в обмотке I реле $K1$ достигает наибольшего значения при более высоком уровне изоляции. Обмотка II реле $K1$ подключена к

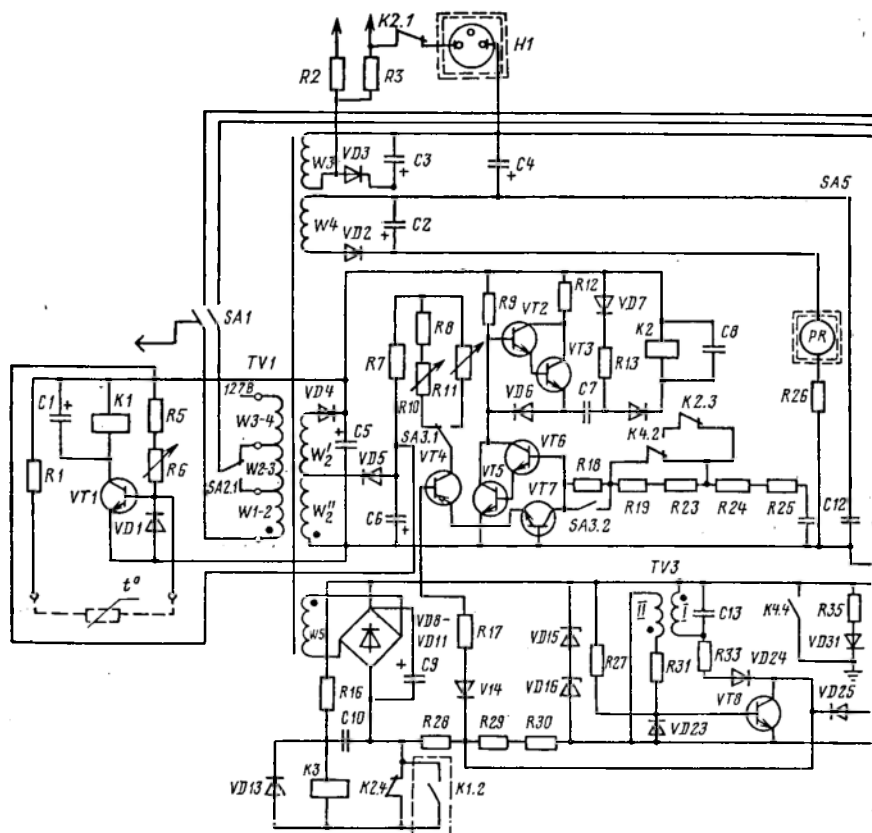
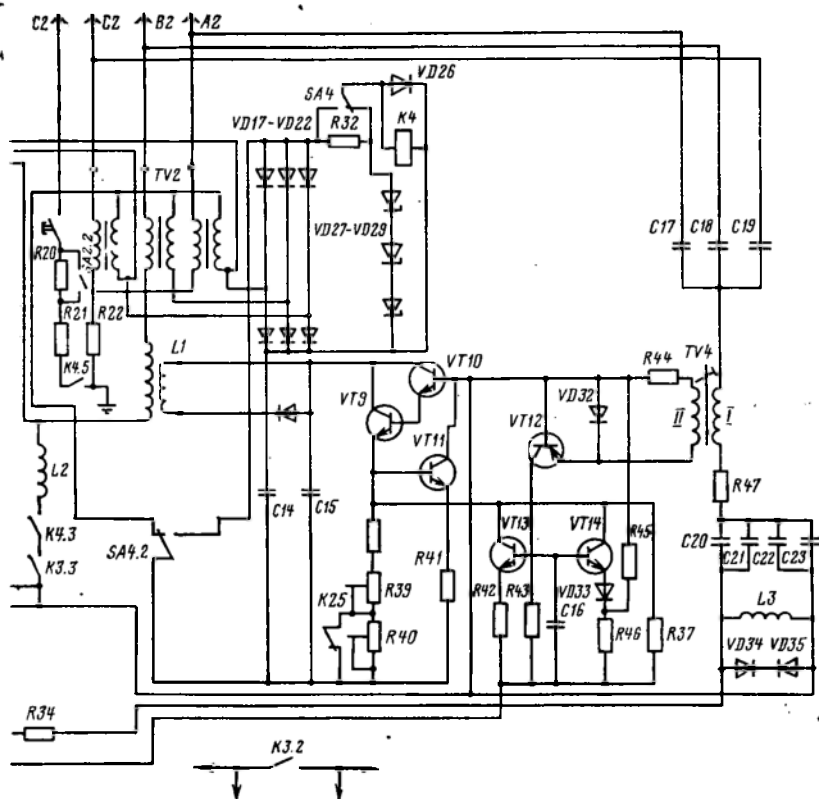


Рис. 4.6. Принципиальная схема аппарата АЗУР. Положение тумблеров со-

АЗУР-1 конструктивно выполнен в виде блока, который устанавливается в распределительном устройстве низкого напряжения шахтной передвижной подстанции ТСВП или ТСШВП. Может воздействовать как порознь, так и одновременно на нулевой и независимый расцепители автоматического выключателя АЗ700. Предназначен для замены аппаратов АЗПБ и АЗШ-1;

АЗУР-2, аналогично АЗУР-1, в виде блока устанавливается в распределительном устройстве низкого напряжения подстанций ТКШВП и ТСШВП. Может воздействовать на расцепители выключатели АЗ700 или на независимый расцепитель автоматических выключателей типа АВ, АВМ предназначен для замены аппаратов БЗП-1А и АЗШ-2;



ответствует напряжению 660 В

АЗУР-3 выполнен в отдельном взрывобезопасном корпусе. Может воздействовать на независимый расцепитель автоматического выключателя. Предназначен для замены аппаратов АЗАК-380/660 и АЗШ-3.

Аппарат АЗУР (рис. 4.6) состоит из устройства контроля сопротивления изоляции и устройства автоматической компенсации емкостной составляющей тока утечки.

Устройство контроля сопротивления изоляции состоит из источников питания эталонного ($TV1$; $VD5$; $C6$; $VT4$) и оперативного ($TV1$, $VD2$, $VD3$, $C2-C4$) напряжения, генератора повышенной частоты ($VT8$, $VT3$, $C2-C4$), измерительной схемы ($VT7$, $VT5$, $VT6$) и исполнительного реле $K2$. Формирование прямоугольных импульсов ($TV4$) источника эталонного напря-

жения происходит за счет работы транзистора $VT8$ генератора повышенной частоты в ключевом режиме. При этом открытому состоянию $VT8$ соответствует открытое состояние транзистора $VT4$.

Имеются основной — ($TV1$, обмотка $W3$, $VD3$, $C3$, $C4$) и дополнительный — ($TV1$, обмотка $W4$, $VD2$, $C2$) источники оперативного напряжения, соединенные последовательно. Основной источник включен в компенсирующую цепь между нулевой точкой дросселя-трансформатора $TV2$ и разделительным конденсатором $C12$, дополнительный — к выходу RC — фильтра ($R19$, $R23$ — $R26$, $C11$). Источники эталонного и оперативного напряжений подключены встречно к элементу сравнения $VT7$. Источником питания исполнительного реле $K2$ является заряженный конденсатор $C7$.

В нормальном состоянии изоляции сети относительно земли оперативный ток $I_{оп}$ меньше амплитудного значения эталонного тока $I_{эт}$. Через переход база-эмиттер усилителя $VT5$, $VT6$ протекает импульсный ток, обусловленный разностью $I_{эт}$ — $I_{оп}$. В этом случае усилитель периодически открывается и закрывается, что определяет заряд и разряд конденсатора $C7$. Через обмотку реле $K2$ протекает ток, обеспечивающий его срабатывание. При снижении сопротивления изоляции контролируемой сети до значения ниже допустимого амплитудное значение тока $I_{оп}$ превысит амплитудное значение $I_{эт}$, усилитель $VT5$, $VT6$ будет находиться только в открытом состоянии. Разрядный ток конденсатора $C7$ уменьшится до нуля, контакты $K2.4$ и $K2.1$ воздействуют на промежуточное реле $K3$ и расцепитель автоматического выключателя.

Устройство автоматической компенсации емкостной составляющей тока утечки состоит из дроссель-трансформатора $TV2$, компенсирующего дросселя $L1$, разделительного конденсатора $C12$ и электронной схемы настройки. Индуктивность дросселя $L1$ регулируется изменением постоянного тока подмагничивания, протекающего по обмотке управления. Электронная схема настройки состоит из блока измерения емкости сети и усилителя постоянного тока ($VT9$ — $VT11$). Блок измерения емкости сети состоит из генератора повышенной частоты ($VT8$; $TV3$, $C13$), трансформатора $TV4$, присоединительного фильтра $C17$ — $C19$ и катушки индуктивности $L3$. При изменении емкости сети относительно земли меняется собственная частота колебательного контура, образованного присоединительным фильтром $C17$ — $C19$, $L3$ и первичной обмоткой $TV4$. По мере приближения собственной частоты контура к частоте генератора повышенной частоты $VT8$ напряжение на вторичной обмотке $TV4$ возрастает и после усиления подается на вход усилителя постоянного тока, на выходе которого включена обмотка управления компенсирующего дросселя $L1$.

В отличие от АЗУР-1 аппарат АЗУР-2 имеет блок тепловой защиты. Аппараты АЗУР-1 и АЗУР-2 могут работать в режиме блокировочного реле утечки. Для этого трансформатор *TV1* должен питаться напряжением 127 В от цепей освещения подстанции. Переключение аппарата в режим АЗУР-3 осуществляется тумблером *SA1*. Кроме того, аппарат имеет дополнительный разъединитель *SA5*.

Реле утечки РУ-1140 состоит из двух блоков: защитного отключения БЗО-1140 и компенсации емкостного тока замыкания и шунтирования (закорачивания) поврежденной фазы БКЗ-1140. Реле РУ-1140 конструктивно выполняется для встройки в распределительные устройства низшего напряжения шахтных передвижных трансформаторных подстанций.

4.6. Защитное отключение в электрических сетях рудничного локомотивного транспорта

Поражение электрическим током в контактных сетях шахтного локомотивного транспорта происходит в основном при прикосновении человека к контактному проводу. В отличие от трехфазных сетей с изолированной нейтралью в контактной сети сопротивление изоляции не оказывает ограничивающего действия на ток через человека.

Устройства защитного отключения в контактных сетях действуют на основе измерения результирующего сопротивления изоляции контактного провода относительно земли. При прикосновении человека к контактному проводу сопротивление оперативному току резко снижается за счет параллельного подключения сопротивлений изоляции и тела человека. Трудность выполнения этих устройств защиты от утечек в том, что рельс не изолирован от земли, а нагрузка (электровоз), включенная между контактным проводом и рельсом, представляет малое сопротивление (утечку) для оперативного тока устройств контроля изоляции.

В контактных сетях шахт и рудников применяют принципы построения устройств защитного отключения [2] на основе использования:

высокочастотного (5—14 кГц) оперативного тока в контактной сети (РУКС-4 и РКС) с установкой резонансных заградителей на электровозах;

переменной составляющей выпрямленного напряжения и тока с элементами, реагирующими на различие угла сдвига фаз между переменными составляющими напряжения и тока при активно-индуктивной (электровозной) и чисто активной (КЗ на землю) нагрузках;

постоянного оперативного тока, подаваемого в сеть в моменты пауз рабочего напряжения.

К недостаткам первого типа устройств защитного отключения, которые ограничивают их применение, следует отнести невозможность их применения в сетях с мощными электроустройствами, необходимость деления контактной сети на участки сравнительно малой длины, недостаточную чувствительность по активной составляющей тока утечки. Основным недостатком устройств второго типа — невозможность практически обеспечить требуемую чувствительность и, соответственно, безопасность при прикосновении человека к контактному проводу.

Третий принцип выполнения устройств защитного отключения наиболее перспективный. На его основе разработаны специальные источники питания:

с однополупериодным выпрямителем, где скважность рабочего напряжения создается за счет естественной коммутации вентилей;

с трехфазным однократным выпрямителем, где скважность рабочего напряжения обеспечивается прерыванием одной из фаз источника переменного тока;

с трехфазным мостовым выпрямителем на управляемых вентилях, в которой скважность обеспечивается за счет включения неуправляемого вентиля в одну из фаз питающей сети переменного тока;

с двухтактным выпрямителем. Принцип выполнения защитного отключения с двухтактным выпрямителем, получившим воплощение в устройстве УЗО-2, основан на создании скважности в рабочем выпрямленном напряжении за счет использования только двух из трех тактов трехфазной схемы. При этом за $1/3$ периода промышленной частоты образуется пауза, в течение которой напряжение трехфазного источника действует встречно выпрямленному напряжению. В качестве оперативного источника использована часть напряжения рабочего источника, образующегося между контактным проводом и землей.

На рис. 4.7 показана упрощенная схема защиты контактной сети УЗО-2. Нагрузка контактной сети (электровагоны) питается выпрямленным напряжением от двухтактного выпрямителя VD через тиристорный выключатель VT и контактор KM . Два из трех линейных выводов силового трансформатора KV подключены к анодам выпрямителя, а третий — к обратному проводу, соединенному с рельсами. Выпрямленное рабочее напряжение является пульсирующим с определенной скважностью.

Для контроля изоляции контактной сети при поданном в сеть рабочем напряжении использовано реле $K2$, которое через диод подключено параллельно тиристорному ключу VT и через конденсаторный фильтр $\Phi 1$ соединено с фазами A и B . При возникновении утечки через реле $K2$ во время паузы рабочего напряжения протекает оперативный ток I_0 , реле срабатывает и своим контактом размыкает цепь питания реле $K1$, которое

230М) на базе тиристорных преобразователей. Освоено серийное производство новых типов зарядных устройств: УЗА-160-320У5, УЗА-200-230У5 и зарядно-разрядных устройств РЗУ-РЛ и ТПЕ-160-320У5, ТПЕ-200-230У5. Применение новых типов преобразователей позволяет повысить эффективность заряда шахтных тяговых аккумуляторных батарей. Это достигнуто за счет требуемого уровня автоматизации режимов заряда и разряда, наличия электронных блоков защиты от аварийных режимов, повышения точности стабилизации тока и напряжения, увеличения единичной мощности преобразователя.

Широкое применение на угольных шахтах новых типов тиристорных преобразователей сдерживалось отсутствием надежной аппаратуры защитного отключения при утечках тока на землю. Известные аппараты защиты РКУ-Зар не обеспечивали нормальную эксплуатацию транспорта из-за возникающих при коммутации силовых тиристорov высших гармонических составляющих тока.

Днепропетровским горным институтом разработана новая аппаратура защитного отключения РКУ-Зар.1М, которая выпускается ДЗША. Аппаратура предназначена для защиты человека от поражения электрическим током и предотвращения других опасных последствий из-за утечек тока на землю в шахтных комбинированных сетях переменного и выпрямленного токов. В аппаратуре защиты реализован принцип наложения оперативного тока частотой 25 Гц на контролируемую сеть.

Принципиальная схема аппаратуры защиты типа РКУ-Зар.1М (рис. 4.8) содержит делитель частоты ДЧ, выпрямительный мост, исполнительное электромагнитное реле К, фильтр присоединения $\Phi 1$, заграждающий фильтр $\Phi 2$, фильтр низких частот ($R1, C5$), индикатор сопротивления PR. Феррорезонансный делитель частоты ДЧ является источником оперативного напряжения частотой 25 Гц, которое прикладывается между землей (клемма Х11) и сетью. Оперативное напряжение через последовательно соединенные выпрямительный мост VD3, заграждающий фильтр $\Phi 2$ и фильтр присоединения $\Phi 1$ поступает в контролируемую сеть на полюса преобразователя (клеммы Х1 и Х5) и нулевую точку соединенной в звезду вторичной обмотки силового трансформатора (клемма Х3). Нагрузкой выпрямительного моста являются обмотка исполнительного реле К и килоомметр PR. При высоком сопротивлении изоляции относительно земли по оперативной цепи протекает недостаточный для срабатывания реле К ток. При работе тиристорного преобразователя в сети выпрямленного тока возникают высокочастотные гармоники, амплитуда и частота которых изменяются в зависимости от тока заряда аккумуляторной батареи. Для уменьшения влияния высокочастотных гармоник фильтр присоединения $\Phi 1$ выполнен активно-емкостным. Высо-

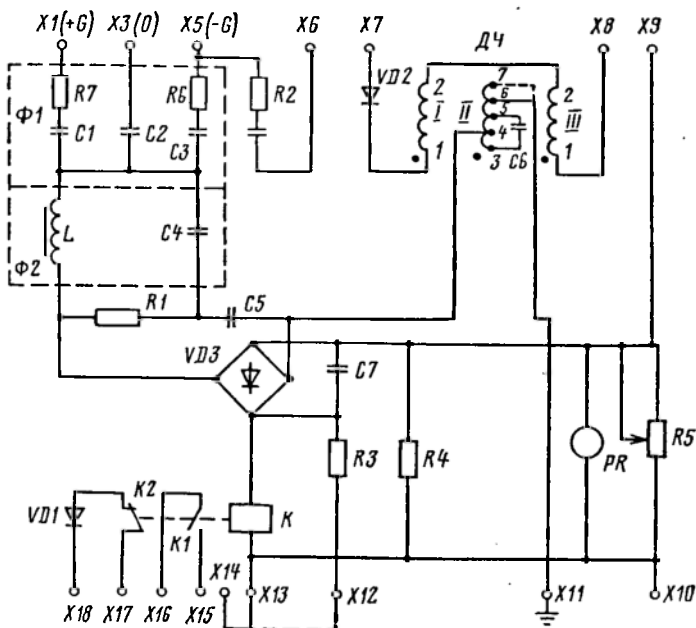


Рис. 4.8. Принципиальная схема аппаратуры защиты от утечек тока РКУ-Зар. 1 м для комбинированных сетей

кочастотные гармоники, которые проникают через фильтр при-
соединения, отфильтровываются с помощью фильтра низких
частот. В случае снижения сопротивления изоляции сети на
стороне выпрямленного тока или на стороне переменного тока
оперативный ток частотой 25 Гц возрастает до уровня сраба-
тывания исполнительного реле *K*, которое подает команду на
отключение магнитного пускателя. Для визуального контроля
уровня изоляции контролируемой сети служит индикатор со-
противления *PR*. Для его настройки предусмотрен резистор *R5*.
Резистор *R2* служит для проверки исправности аппаратуры за-
щиты.

4.7. Предупреждение взрывов и пожаров от электрического тока

Пожары от электрического тока в шахтах могут возникнуть
в результате:

увеличения тока и соответствующего повышения темпера-
туры токоведущих частей при значительных перегрузках или
КЗ;

действия электрической дуги, возникающей при размыкании под нагрузкой контактных частей при разрыве нагруженного током проводника;

недопустимо высокого сопротивления в местах контактных соединений токоведущих частей.

Наиболее рациональный способ предупреждения пожаров от чрезмерного увеличения тока — применение максимальной токовой и тепловой защиты, обеспечивающей автоматическое отключение электроустановок от сети. Чтобы избежать возможного искрения и образования открытой электрической дуги при обрыве токоведущих проводников, применяют кабели с металлической броней или прочной резиновой оболочкой, способные противостоять значительным механическим усилиям. В гибких кабелях аналогичный эффект достигается за счет жил цепей управления, обрыв которых предшествует разрыву силовых жил и обеспечивает автоматическое отключение кабеля от сети до появления опасного искрообразования. Средством против возникновения вследствие роста переходного сопротивления контактных соединений и обусловленного этим нагрева является тщательное выполнение соответствующих работ и проведение профилактических осмотров. Пожары при появлении токов утечки в шахтных сетях практически исключены благодаря применению устройств контроля изоляции и защитного отключения.

В отношении пожаров повышенной потенциальной опасностью обладают электрические аппараты, содержащие трансформаторное масло, диэлектрическая прочность которого резко уменьшается при загрязнении и попадании незначительного количества воды. Большую опасность представляет появление статических зарядов, потенциалы которых могут достигать десятков тысяч вольт. Статические заряды в шахтных условиях возникают в основном в результате электризации при трении частиц о стенки металлических трубопроводов, прорезиненных шлангов и др.

В угольных и калийных шахтах существует опасность взрыва метановоздушной смеси от электрической дуги, искры или накалившегося проводника. Взрывчатая метановоздушная смесь воспламеняется при совпадении во времени двух условий: наличия в определенном месте выработки опасной концентрации метана и появления в этой точке в то же время высокотемпературного источника, способного воспламенить взрывчатую смесь. Взрыв в рудничной атмосфере может произойти также при наличии в ней угольной пыли, находящейся во взвешенном состоянии при концентрации 15 г/м^3 и более.

Для предупреждения взрывов при применении электрооборудования в шахтах, опасных по газу и пыли, используют две группы мероприятий. К первой группе относят мероприятия,

снижающие и предупреждающие работу электрооборудования во взрывоопасной атмосфере:

надежное и интенсивное проветривание горных выработок;

отключение электроустановок и оборудования при недопустимой концентрации метана в воздухе;

использование средств автоматического контроля состояния вентиляции и концентрации метана с автоматическим отключением электроустановок при аварийных отклонениях контролируемых параметров.

Ко второй группе относят мероприятия, препятствующие возникновению опасного искрения, дугообразования и нагрева электрооборудования, а также создание искробезопасной аппаратуры. Искробезопасность обеспечивается за счет электрических цепей, в которых возникающие искры высвобождают энергию, не достаточную для воспламенения метановоздушной среды.

4.8. Искробезопасность электрических цепей

Искробезопасной следует считать цепь, в которой возможно возникновение только безопасного электрического искрения как в нормальном, так и в вероятном аварийном состоянии системы, включая режим КЗ. Значения тока, напряжения, мощности и энергии воспламеняющего разряда определяются параметрами электрической цепи и условиями коммутации (размыкание, замыкание). Зависимости между параметрами электрических цепей, условиями коммутации и поджигания смесей устанавливаются экспериментальными исследованиями, используя статистические методы обработки результатов экспериментов.

При оценке искробезопасности принято, что значение тока в коммутируемой цепи, вызывающее воспламенение газовой смеси с условной вероятностью 10^{-8} соответствует границе безопасности. Поскольку подтвердить это экспериментально чрезвычайно трудно, то значение искробезопасного тока или напряжения определяют по значению воспламеняющих токов или напряжений. Воспламеняющим током называют ток в индуктивной или безындуктивной цепи, вызывающий воспламенение взрывчатой смеси с вероятностью 10^{-3} . Воспламеняющее напряжение U_v — это напряжение в емкостной цепи, вызывающее воспламенение взрывоопасной смеси также с вероятностью 10^{-3} . Искробезопасным током (напряжением) считают ток (напряжение), который как минимум в два раза меньше воспламеняющего:

$$I_n = I_v / K_{н.б}; \quad U_n = U_v / K_{н.б}, \quad (4.3)$$

где $K_{н.б} \geq 2$ — коэффициент искробезопасности (запаса),

Для электрических цепей наиболее характерны дуговой и искровой разряды. Дуговой разряд возникает при размыкании контактов, искровой — при их сближении. Степень опасности конкретного вида разряда зависит в основном от параметров электрической цепи: тока, напряжения, индуктивности и емкости. Поэтому условно существуют активная (омическая) индуктивная и емкостная цепи. К активным (омическим) цепям относятся цепи, не содержащие сосредоточенной емкости, а индуктивность, включая соединительные провода, не превышает 1 мГн. В таких цепях наибольшую опасность представляют дуговые разряды, энергия которых определяется энергией источника питания. К индуктивным относят цепи с индуктивностью более 1 мГн и не содержащие сосредоточенной емкости. Для таких цепей наибольшая опасность — также дуговые разряды. Емкостные цепи содержат большие сосредоточенные емкости, и наибольшая опасность для этих цепей — разряды на сходящихся контактах.

Для обеспечения искробезопасности электрических цепей могут быть использованы:

- ограничение мощности электрических цепей;
- снижение влияния индуктивности и емкости цепи путем применения эффективного шунтирования;
- искусственное сокращение длительности разряда;
- усиление искробезопасной мощности нагрузки за счет повышения коэффициента использования искробезопасной мощности источников питания;
- уменьшение энергопотребления искробезопасных схем.

Ограничение мощности электрических цепей источника питания достигается включением в нагрузку дополнительного ограничительного резистора, сопротивление которого

$$R_{ог} = E/I_{и}, \quad (4.4)$$

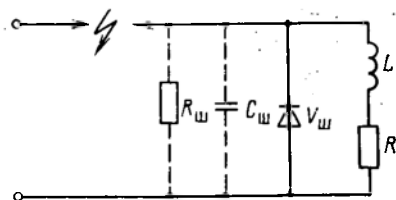
где E — ЭДС источника питания.

Ограничительный резистор обеспечивает искробезопасность источника в режиме КЗ. Такие источники сохраняют искробезопасность активной нагрузки. Однако при подключении индуктивной нагрузки искробезопасность может быть нарушена, так как увеличивается индуктивность цепи «источник — нагрузка».

При обрыве индуктивной или закорачивании емкостной цепи запасенная в реактивных элементах энергия может вызвать опасный электрический разряд. Повышение искробезопасной мощности индуктивных цепей осуществляется с помощью искрогасящих шунтов. В практике получили применение три основные группы шунтов: резисторный, емкостной и диодный.

Резисторный шунт $R_{ш}$ (рис. 4.9), применяемый в цепях постоянного и переменного тока, снижает мощность разряда и

Рис. 4.9. Включение искрогасящих шунтов для индуктивных цепей



обеспечивает искробезопасность цепи за счет ограничения ЭДС самоиндукции и, соответственно, максимального напряжения на разрываемых контактах. Однако рост общего тока разрываемой цепи при наличии параллельно включенного шунта $R_{ш}$ обуславливает повышение мощности разряда и снижение или полную потерю положительного эффекта за счет снижения ЭДС самоиндукции. Для частичного устранения отмеченного недостатка резисторных шунтов применяют нелинейные сопротивления (варисторы), которые в отличие от резисторов имеют при малом напряжении сравнительно большое сопротивление, резко снижающееся с нарастанием уровня приложенного напряжения.

Емкостный шунт $C_{ш}$, также применяемый в цепях постоянного и переменного тока, позволяет ограничивать не только максимальное напряжение на контактах, но и скорость его нарастания. В первый момент размыкания контактов напряжение на них равно нулю, так как напряжения на емкости и источника тока равны и встречно направлены. Индуктивный ток нагрузки разряжает емкость до нуля, а затем перезаряжает ее до обратной полярности. Скорость увеличения напряжения на контактах зависит от индуктивного тока и емкости. Рост емкости способствует снижению указанного напряжения, но и повышает опасность замыкания, особенно при замыкании контактов в момент, когда напряжение на емкости достигает максимального значения. В этом случае вся энергия, запасенная в емкости, выделяется в разряде. Емкостные шунты целесообразны в цепях, в которых обеспечивается однократное размыкание или предусмотрены меры против разряда конденсатора на место разрыва.

В практике вместо конденсаторов нашли применение вариконды — конденсаторы, емкость которых возрастает с увеличением приложенного напряжения. Такие шунты позволяют более эффективно ограничивать скорость нарастания напряжения на размыкающих контактах.

Диодные шунты $V_{ш}$ применяют в цепях постоянного тока. Они позволяют практически полностью исключить перенапряжения на размыкающих контактах. Использование вместо диода стабилитрона создает необходимые условия для работы в цепях переменного тока.

Преимущественное распространение получили комбинированные шунты.

Повышение искробезопасной мощности путем искусственного сокращения длительности разряда может быть реализовано путем увеличения частоты питающего напряжения (оптимальная частота зависит от параметров цепи и газовой смеси), быстроедействие отключения источника при коммутации (применение бесконтактных коммутационных аппаратов), преобразования постоянного тока в импульсный ток. В последнем случае длительность импульса следует выбирать из условия, что энергия, выделяемая в разряде за время импульса, недостаточна для воспламенения газовой смеси, а длительность паузы — из условия деионизации искрового промежутка.

Увеличение искробезопасной мощности нагрузки за счет повышения коэффициента использования искробезопасной мощности источников питания обеспечивается благодаря применению источников с нелинейной вольтамперной характеристикой, у которых напряжение холостого хода и ток КЗ ограничены до значений, близких к номинальному напряжению и максимальному току нагрузки соответственно.

Контрольные вопросы

4.1. В чем сущность защиты от поражения электрическим током с помощью защитного заземления?

4.2. Какое нормируемое ПУЭ и ПБ значение сопротивления защитного заземления в электрических сетях горных предприятий?

4.3. Что такое зона нулевого потенциала и чем она характеризуется?

4.4. Каково устройство защитных заземлений в условиях подземных горных работ?

4.5. В чем состоят особенности выполнения заземляющей сети и подключения к ней корпусов оборудования?

4.6. В чем сущность защиты от поражения человека электрическим током с помощью защитного отключения?

4.7. На каких принципах основано защитное отключение в трехфазных сетях переменного тока?

4.8. В чем отличие параллельной и последовательной вентильных схем устройств защитного отключения и контроля изоляции?

4.9. Каковы основные требования к устройствам защитного отключения?

4.10. Каким образом обеспечивается самоконтроль исправности аппаратов контроля сопротивления изоляции?

4.11. Как выполняется защитное отключение в контактных сетях?

4.12. Чем отличается выполнение защитного отключения в сетях переменного и постоянного тока?

4.13. Какими основными методами обеспечивается искробезопасность электрических цепей?

Темы рефератов

1. Методы и средства защиты человека от поражения электрическим током.

2. Анализ устройств контроля изоляции в электрических сетях переменного тока.
3. Анализ устройств контроля изоляции в электрических сетях постоянного тока.
4. Методы и средства обеспечения искробезопасности электрических цепей.

5. РУДНИЧНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

5.1. Общие сведения

Рациональное освещение на горных предприятиях — один из важных факторов повышения производительности и безопасности труда, улучшения санитарно-гигиенических условий и снижения травматизма на рабочих местах, так как является условием качественного ухода за машинами и механизмами, наблюдения за состоянием забоя, кровли и креплением горных выработок.

Необходимое освещение подземных горных выработок и территорий карьеров создается системами общего, местного и комбинированного освещения.

Общее освещение в шахтах осуществляется рудничными светильниками, в карьерах — прожекторами или светильниками прожекторного типа.

Местное освещение рабочих мест может быть стационарным и переносным.

На участках, где по условиям работы требуется большая освещенность, оборудуется комбинированное освещение: дополнительно к общему устраивается местное путем установки фар, а также светильников на рабочих машинах, либо на специальных опорах или мачтах. В подземных выработках применяется дополнительно индивидуальное освещение от головных аккумуляторных светильников.

Правильно выполненное электрическое освещение должно обеспечивать необходимый уровень освещенности на рабочих местах без слепящего действия источников света, больших колебаний светового потока и резких теней.

Устройство эффективного электрического освещения на карьерах, где работы ведутся круглосуточно при любой погоде (дождь, снег, туман, запыленность воздуха в забоях), а также на шахтах и рудниках, где естественное освещение отсутствует вообще, имеет важное значение для ведения нормального технологического процесса по добыче полезных ископаемых.

5.2. Основные светотехнические величины

Для характеристики светотехнических устройств применяют следующие величины.

Световой поток Φ — определяется мощностью лучистой энергии, оцениваемой по световому ощущению, которое она производит на глаз человека. Единица светового потока — люмен (лм).

Сила света I источника — плотность светового потока, вычисляемая как отношение светового потока к телесному углу, в котором он излучается. Единица силы света — кандела (кд). Для точечного источника света, излучающего равномерно световой поток по всем направлениям, сила света

$$I = \Phi / \omega. \quad (5.1)$$

Телесный угол ω представляет собой отношение площади F , которую он вырезает на поверхности сферы, описанной из точки расположения источника, к квадрату радиуса R этой сферы:

$$\omega = F / R^2. \quad (5.2)$$

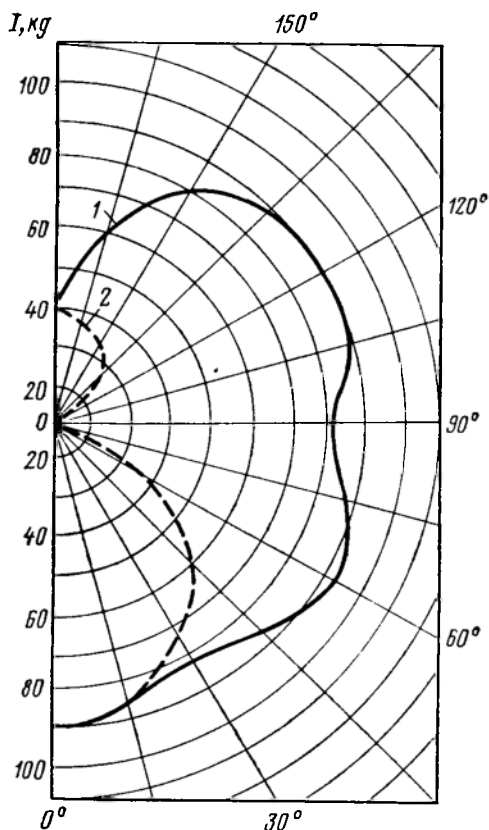
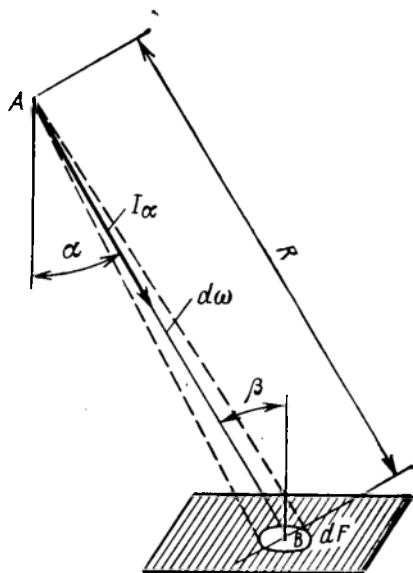


Рис. 5.1. Кривые распределения силы света рудничного светильника типа РВЛ в поперечной (1) и продольной (2) плоскости

Рис. 5.2. Схема к определению освещенности поверхности



В действительности обычные источники света распределяют световой поток в пространстве неравномерно, поэтому для них составляют таблицы или в полярной системе координат строят кривые светораспределения (рис. 5.1).

Кривые распределения силы света строят для условной лампы со световым потоком 1000 лм. Поэтому при расчетах полученное по кривой значение силы света надо умножать на значение C (отношение светового потока реальной лампы $\Phi_{р.л}$ к световому потоку условной лампы 1000 лм):

$$C = \Phi_{р.л} / 1000. \quad (5.3)$$

Для количественной оценки освещения какой-либо поверхности пользуются понятием *освещенности* E — отношением светового потока Φ к площади той части поверхности F , на которую он падает, т. е.

$$E = \Phi / F. \quad (5.4)$$

Единица освещенности — люкс (лк), который равен освещенности поверхности площадью 1 м^2 с равномерным распределением светового потока 1 лм ($1 \text{ лк} = 1 \text{ лм/м}^2$).

Пусть, точечный источник света A (рис. 5.2) находится на расстоянии R от точки B и освещает поверхность F . Обозначим через I_α силу света источника A в направлении элемента поверхности dF ; β — угол между нормалью к элементу поверхности и направлением силы света; $d\omega$ — элементарный телесный

угол с вершиной в точке A , опирающийся на элемент dF . Элементарный телесный угол

$$d\omega = dF \cos \beta / R^2.$$

Так как площадь F горизонтальная, то $\beta = \alpha$ и

$$d\omega = dF \cos \alpha / R^2.$$

Следовательно, световой поток, падающий на элемент поверхности,

$$d\Phi = I_\alpha d\omega = I_\alpha dF \cos \alpha / R^2.$$

Освещенность элемента поверхности в заданной точке

$$E = d\Phi / dF = I_\alpha \cos \alpha / R^2 \quad (5.5)$$

прямо пропорциональна силе света в направлении к рассматриваемой точке и обратно пропорциональна квадрату расстояния от источника света. Если сила света измерена в канделах, а расстояние — в метрах, то значение освещенности будет выражено в люксах.

Действующие СНиП П-4—79 нормируют минимальную освещенность, которая должна быть обеспечена в наименее освещенной точке рабочей поверхности в зависимости от характера выполняемых работ. Для подземных выработок существуют нормы освещенности, предписываемые ПТЭ угольных и сланцевых шахт и ЕПБ при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений подземным способом.

Для характеристики поверхностей, светящихся за счет отраженного светового потока или проходящего через них, служит светимость M , вычисляемая как отношение излучаемого элементом поверхности светового потока $d\Phi$ к площади этого элемента dF_1 :

$$M = \Phi / F_1. \quad (5.6)$$

Единица светимости — люмен на квадратный метр ($\text{лм}/\text{м}^2$) светящей поверхности.

Если бы поверхность полностью пропускала или отражала световой поток, то для нее светимость численно была бы равна освещенности. Практически же все поверхности отражают или пропускают лишь часть падающего на них светового потока, поэтому если через ρ обозначить долю отраженного светового потока (коэффициент отражения), то $M = \rho E$.

Обозначив долю проходящего сквозь тело светового потока τ (коэффициент пропускания), аналогично получим $M = \tau E$.

Часть светового потока, падающего на тело, поглощается телом. Отношение светового потока Φ_α , поглощенного телом, к

световому потоку Φ , падающему на него, называется коэффициентом поглощения: $\alpha = \Phi_a / \Phi$.

При этом соблюдается условие $\rho + \tau + \alpha = 1$. В частном случае любой из коэффициентов может быть равен нулю.

Яркостью B называется отношение силы света в данном направлении к площади проекции излучающей поверхности на плоскость, перпендикулярную к этому направлению,

$$B = I_a / (F \cos \alpha). \quad (5.7)$$

Единица яркости — кандела на квадратный метр ($\text{кд}/\text{м}^2$).

Чрезмерная яркость вредно отражается на зрении, поэтому яркие источники света помещают в светорассеивающие колпаки либо в специальную арматуру.

5.3. Электрические источники света

Электрическим источником света называется устройство, преобразующее электрическую энергию в световую. По характеру преобразования электрической энергии источники света разделяются на тепловые и разрядные. Разрядные, в свою очередь, подразделяются на лампы низкого и высокого давления, причем во многих из них используются люминофорные покрытия.

Лампы накаливания в качестве источника световых излучений имеют вольфрамовую нить, нагретую электрическим током до температуры $2300\text{--}2900^\circ\text{C}$ и помещенную в стеклянную колбу. Световая отдача ламп накаливания в зависимости от их мощности колеблется в пределах от 6 до $20 \text{ лм}/\text{Вт}$.

Лампы накаливания изготавливаются пустотными (вакуумными) и газонаполненными, колба которых после откачки воздуха заполняется инертным газом в виде азота и аргона или газами — криптоном и ксеноном. Пустотные лампы изготавливаются мощностью до 60 Вт . Лампы накаливания большей мощности изготавливают газонаполненными.

Для уменьшения тепловых потерь и увеличения светоотдачи ламп в них часто применяют биспиральную нить накаливания (вольфрамовая нить, свитая в спираль дважды). Благодаря этому энергия световых излучений в таких лампах на 20% больше световых излучений ламп с обычной нитью накаливания. Под действием высокой температуры происходит постепенное испарение вольфрама нити накаливания. Уменьшается толщина вольфрамовой нити, увеличивается ее сопротивление, что влечет за собой уменьшение тока, понижение температуры накала нити и уменьшение светового потока. Эксплуатация лампы считается выгодной только до снижения ее светового потока на $10\text{--}20\%$, затем она должна быть заменена новой. Средний срок службы лампы накаливания 1000 ч .

Технические параметры ламп накаливания в значительной мере зависят от их номинального напряжения. Чем выше мощность лампы и ниже ее номинальное напряжение, тем экономичнее лампа. Так, лампы мощностью 1000 Вт и напряжением 220 В имеют световую отдачу 18,6 лм/Вт, а лампы 60 Вт и 220 В — 11,9 лм/Вт. Лампы 40 Вт и 220 В имеют световую отдачу 10,0 лм/Вт, а лампы той же мощности на напряжение 12 В — 15,5 лм/Вт.

Лампы накаливания весьма чувствительны к колебаниям напряжения. Каждый процент повышения напряжения увеличивает световой поток лампы на 3,5%, сокращая при этом примерно на 10% срок ее службы.

Лампы накаливания на напряжение 127 и 220 В изготавливаются в пределах шкалы мощностей от 15 до 1500 Вт. Лампы с пониженной световой отдачей изготавливаются на напряжение 135 и 235 В, имеют срок службы 2500 ч.

В прожекторных лампах в отличие от ламп накаливания общего назначения нить накала закреплена так, чтобы образовалась вертикальная плоская светящая площадка небольших размеров. Это улучшает формирование светового пучка и сокращает его потери в прожекторе из-за уменьшения рассеивания света. Основные характеристики ламп приведены в табл. 5.1.

В настоящее время выпускаются галогенные лампы накаливания, называемые также лампами с йодным циклом. Галогенная лампа представляет собой трубку из кварцевого стекла, в которой коаксиально расположена спиральная нить накала. Трубка заполнена аргоном, ксеноном или криптоном под давлением до 10 Па и имеет в торцах выведенные контакты в виде керамических цоколей или ножей. Лампы выпускаются мощностью от 1 до 20 кВт и имеют световую отдачу 22 лм/Вт.

Принцип действия заключается в том, что пары йода, введенного в колбу в дозированном количестве, соприкасаясь с распылившимся и осевшим на стенки кварцевой колбы вольфрамом, образуют йодид вольфрама. Частицы этого соединения, попадая в зону раскаленной нити, под действием высокой температуры распадаются на вольфрам, оседающий на нить накала, и йод, перемещающийся к стенкам колбы. В таком непрерывном процессе происходит восстановление нити накала и увеличение срока ее службы.

Галогенные лампы удобны для наружного освещения. Лампы накаливания, судя по их световым характеристикам, как источники света неперспективны. По расчетам, наиболее выгодное излучение происходило бы при температуре 6000—6500 К, но и такой излучатель, дающий белый свет, имел бы световой КПД не более 14%, что соответствует световой отдаче 90 лм/Вт.

Разрядные лампы основаны на использовании свойства газов или паров металлов светиться в электрическом поле. Это

Таблица 5.1.

Основные характеристики источников света

Лампа	Тип	Мощность, Вт	Световой поток, клм	Световая отдача, лм/Вт	Средний срок службы, ч
Накаливания общего назначения	Б220-100-1	100	1,4	13,5	1000
	Б220-150-1	150	2,1	14,0	1000
	Б220-200	200	2,9	14,6	1000
	Г-220-300-1	300	4,6	15,3	1000
	Г-220-500-1	500	8,3	16,6	1000
	Г-220-750	750	13,1	17,5	1000
	Г-220-1000-1	1000	18,6	18,6	1000
	Г-220-1500-1	1500	29,0	19,3	1000
Накаливания прожекторная	ПЖ220-500	500	10,5	21,0	160
	ПЖ220-1000	1000	21,0	21,0	150
	ПЖ220-1000-2	1000	21,0	21,0	150
Накаливания галогенная	КГ220-1000-5	1000	22,0	22,0	2000
	КГ220-1500	1500	33,0	22,0	2000
	КГ220-2000-4	2000	44,0	22,0	2000
	КГ220-5000-1	5000	110,0	22,0	3000
	КГ220-10000-1	10 000	220,0	22,0	3000
	КГ220-20000-1	20 000	440,0	22,0	3000
Люминесцентная безлая	ЛБ40-4	40	3,0	75,0	10 000
	ЛБ80-4	80	5,2	65,3	10 000
	ДРЛ-250	250	12,5	50	10 000
	ДРЛ-400	400	22,0	55,0	10 000
Ртутная высокого давления с исправленной цветностью	ДРЛ-700	700	38,5	55,0	10 000
Натриевая высокого давления	ДНаТ-400-ХЛ2	400	46,0	115,0	7000
Металлогалогенная	ДРИ400-1	400	25,2	63,0	1000
	ДРИ1000-1	1000	80,0	80,0	1000
	ДРИ1000-2	1000	65,0	65,0	1000
	ДРИ2000-1	2000	170,0	85,0	1000
	ДРИ3500-1	3500	300,0	86,0	1000
	ДКсТ5000	5000	98,0	19,0	300
Ксеноновая в трубчатой колбе	ДКсТ10000	10 000	260,0	26,0	750
	ДКсТ20000	20 000	694,0	34,7	500
	ДКсТ50000	50 000	2230,0	44,6	600

свечение может быть спектрально преобразовано с помощью люминофора, наносимого на трубку или колбу лампы.

К лампам низкого давления относятся люминесцентные и натриевые лампы ДНаО, к лампам высокого давления — ртутно-дуговые (ДРЛ, ДРТ, ДРШ и др.), ксеноновые ДКсТ, натриевые ДНаТ и металлогалогенные ДРИ. В угольной и горно-рудной промышленности широкое распространение получили разрядные лампы.

Люминесцентная лампа представляет стеклянную трубку, в концы которой впаяны вольфрамовые электроды, покрытые оксидом. Цоколи имеют по два штырьковых контакта. Внутренняя поверхность трубки покрыта люминофором, представляющим собой соли различных кислот (вольфраматы, силикаты,

молибдаты, фосфаты и др.) или их смеси, преобразующие лучистую энергию одной спектральной области в лучистую энергию другой спектральной области. Внутри трубки введена капля ртути с дозированным (небольшим) количеством аргона при давлении 0,4—0,53 кПа.

Применяя различные люминофоры или их комбинации, можно за счет невидимых ультрафиолетовых лучей получать видимые световые излучения любой цветности, в том числе «дневного» света. По цвету излучаемого света выпускаемые промышленностью лампы делятся на лампы дневного света (ЛД и ЛДЦ), белого цвета (ЛБ), тепло-белого цвета (ЛТБ) и лампы холодно-белого цвета (ЛХБ).

Люминесцентные лампы предназначены для работы в сетях переменного тока напряжением 127 и 220 В. Для обеспечения устойчивого горения лампы последовательно с ней включается балластное сопротивление в виде дросселя. Коэффициент мощности такой схемы не превышает 0,6.

Напряжение сети, при котором лампа работает в установившемся режиме, недостаточно для ее зажигания (пробоя газового промежутка между электродами). Для зажигания лампы необходимо нагреть электроды, увеличив их термоэлектронную эмиссию, либо повысить напряжение. Поэтому для зажигания люминесцентных ламп применяют стартерные и бесстартерные схемы.

При стартерных схемах для зажигания лампы требуется нагреть электроды до температуры 800—1000 °С. При этом находящаяся внутри лампы капля ртути испаряется и тлеющий разряд в ионизированном аргоне переходит в полный разряд в парах ртути. Для автоматического включения и выключения цепи предварительного накала электродов параллельно лампе включается стартер — миниатюрная неоновая лампочка тлеющего разряда с двумя электродами, один из которых биметаллический. Нормально электроды разомкнуты и имеют за-

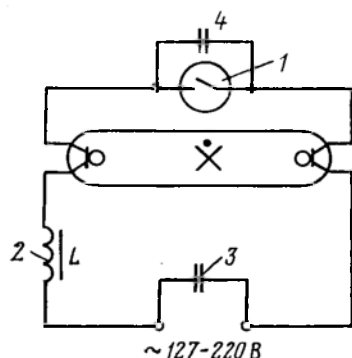


Рис. 5.3. Стартерная схема зажигания люминесцентной лампы

зор 2—3 мм. При включении лампы в сеть (рис. 5.3) на электроды стартера 1 подается напряжение сети. В результате между ними возникает тлеющий разряд в неоне, биметаллический электрод быстро разогревается и, изгибаясь, замыкает электроды накоротко. После замыкания контактов стартера ток (ограничен сопротивлением дросселя 2 и электродов лампы) достигает значения, в 2—3 раза превышающего значение рабочего тока лампы. Поэтому электроды лампы быстро разогреваются, а электроды стартера в то же время, остывая, размыкают цепь. Благодаря наличию дросселя с большой индуктивностью в момент размыкания стартера возникает импульс повышенного напряжения, который вызывает дуговой разряд и зажигание лампы. При этом напряжение на лампе становится меньше напряжения сети из-за потерь напряжения в дросселе. В рабочем режиме для поддержания дугового разряда лампы достаточно иметь напряжение, равное примерно половине сетевого напряжения.

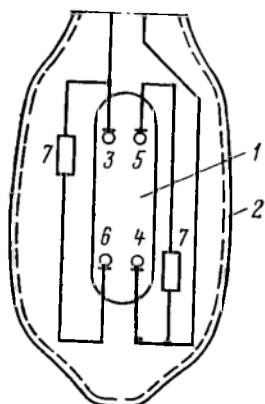
В рассматриваемой схеме зажигания применяется конденсатор 3 емкостью 4—8 мкФ для повышения коэффициента мощности до значения 0,90—0,95, а конденсатор 4 — для устранения радиопомех. Стартерная схема зажигания наряду с ее простотой и экономичностью имеет и ряд недостатков: невозможность мгновенного зажигания из-за тепловой инерции стартера; мигание лампы при зажигании; частые повреждения стартеров. Бесстартерные схемы основаны на ионизации газового пространства трубки за счет повышенного напряжения, подводимого к электродам в момент пуска или при быстром разогреве электродов лампы. Для получения повышенных напряжений применяются трансформаторные и резонансные схемы.

Люминесцентные лампы рассчитаны, в основном, на работу при температуре окружающей среды 20—25°C, что соответствует температуре наружной стенки трубки 40—50°C. Повышение и понижение температуры окружающей среды вызывает снижение светового потока лампы. При отрицательных температурах пары ртути конденсируются, уменьшается интенсивность излучения, а зажигание становится ненадежным. Для условий повышенных температур выпускаются амальгамные лампы, в которых ртуть содержится в составе амальгамы.

Срок службы люминесцентных ламп (2500—3000 ч) в значительной мере зависит от числа включений. Световая отдача этих ламп в 3,5 раза выше световой отдачи ламп накаливания (22—75 лм/Вт).

Несмотря на значительные преимущества (высокая экономичность, разнообразная цветность, большой срок службы, малая яркость, стойкость против толчков и вибраций, низкая температура нагрева трубки), люминесцентные лампы имеют существенные недостатки. Единичная мощность их мала (до

Рис. 5.4. Четырехэлектродная дуговая ртутная лампа высокого давления ДРЛ



150—200 Вт). Схемы включения ламп относительно сложны. Световая отдача зависит от температуры внешней среды. Большие потери энергии в пускорегулирующих устройствах. Явление стробоскопического эффекта требует применения трехфазной сети для попеременного включения ламп либо специальных схем зажигания многоламповых светильников при питании от однофазной сети.

Ртутно-дуговая лампа с исправленной цветностью ДРЛ относится к группе ртутных разрядных ламп высокого давления. Конструктивно лампа (рис. 5.4) состоит из кварцевого баллона (горелки) 1, наполненного дозированным количеством ртути и аргоном под небольшим давлением. Горелка заключена во внешнюю стеклянную колбу 2, покрытую изнутри люминофором, преобразующим ультрафиолетовое излучение горелки в видимое, преимущественно красное. Благодаря этому цветность излучения лампы ДРЛ становится удовлетворительной для установок наружного освещения и в некоторых производственных помещениях. Лампы ДРЛ мощностью 80, 125, 250, 500, 750 и 1000 Вт выпускаются двухэлектродными и четырехэлектродными. Они имеют цоколь Р-27 (80 и 125 Вт) и Р-40. Двухэлектродные лампы включаются в электрическую сеть переменного тока при помощи пускорегулирующей аппаратуры (ПРА), четырехэлектродные такой аппаратуры не требуют.

В четырехэлектродной лампе имеются рабочие 3, 4 и поджигающие 5, 6 электроды. Поджигающие электроды соединены с соответствующими рабочими электродами через высокоомный резистор 7. При включении лампы возникает тлеющий разряд между каждой парой рабочих и поджигающих электродов. Большое сопротивление резистора 7 ограничивает значение тока разряда. Как только в результате воздействия тлеющего разряда будет ионизирована газовая среда горелки, возникнет

разряд между рабочими электродами, лампа загорается, испаряется ртуть, разряд происходит в парах ртути. Давление паров ртути достигает $(2-5) \cdot 10^5$ Па. Светоотдача таких ламп составляет 40—50 лм/Вт, а срок службы 10 000 ч. Лампы ДРЛ в отличие от люминесцентных низкого давления устойчивы к атмосферным воздействиям, а их световой поток и зажигание не зависят от температуры окружающей среды. Лампы ДРЛ выпускаются большей мощности и с большим световым потоком (см. табл. 5.1).

Существенный недостаток ламп ДРЛ — большая глубина пульсаций светового потока (до 75%) со стробоскопическими явлениями. В трехфазных лампах ДРЛТ глубина пульсаций светового потока не превышает 15%. При включении лампы ДРЛ возникает 2,5-кратный пусковой ток. Процесс разгорания лампы до нормального режима длится несколько минут, а повторное включение возможно только после остывания кварцевой горелки (через 10—15 мин).

Металлогалогенные лампы ДРИ — дуговые ртутные с йодидами, подобны лампам ДРЛ. В лампу ДРИ, кроме дозированного количества ртути и аргона, вводятся смеси йодидов диспрозия, гольмия, тулия, таллия, цезия, натрия и других элементов в виде легкоиспаряющихся солей. Подбирая определенную комбинацию йодидов, можно получать излучение, приближающееся по цветности к дневному свету. Выпускаются лампы ДРИ мощностью от 250 до 3500 Вт со светоотдачей около 100 лм/Вт и сроком службы более 5000 ч. Лампы ДРИ включают в сеть через ПРА, состоящего из балластного дросселя и полупроводникового импульсного зажигающего устройства (ИЗУ). Разгораются лампы быстрее, чем лампы ДРЛ.

Несмотря на высокие экономические и цветовые характеристики лампы ДРИ имеют недостаточно стабильные параметры и обладают рядом особенностей, затрудняющих их эксплуатацию. К ним относятся сложность ПРА, трудность повторного зажигания, высокая стоимость, зависимость цветовых характеристик от положения лампы, теплового режима и числа отработанных лампой часов.

Натриевые лампы выпускаются низкого и высокого давления, отличающиеся друг от друга характером излучения. Натриевые лампы низкого давления ДНаО (0,5—1,2 Па) излучают монохроматический желто-оранжевый свет и имеют световую отдачу 150 лм/Вт. Однако излучаемый ими свет делает их малопригодными для общего освещения. Натриевые лампы высокого давления ДНаТ (27 кПа) имеют сплошной спектр и приближающуюся к белой цветность излучения. Шкала мощностей этих ламп ограничена 250—1000 Вт, световая отдача составляет 90—115 лм/Вт, срок службы до 15 000 ч. Лампа ДНаТ состоит из прямой разрядной трубки (горелки), смонтированной

внутри колбы из тугоплавкого стекла. Горелка лампы изготовляется из керамического материала на основе поликристаллической двуокиси алюминия, стойкого к парам натрия при высоких температурах. В рабочем режиме температура горелки достигает 1200°C , а температура колбы — 300°C . Концы горелки закрыты металлокерамическими элементами, на которых закреплены активированные вольфрамовые электроды. Зажигание ламп производится с помощью устройства типа ИЗУ.

Высокая световая отдача, удовлетворительный цвет излучения и экономичность этих ламп открывают широкие возможности для их применения в установках наружного освещения.

Дуговые ксеноновые трубчатые лампы ДКсТ в отличие от других разрядных ламп имеют стабилизированный разряд. Они представляют собой трубку из кварцевого стекла, заполненную ксеноном. С обоих концов трубки вмонтированы вольфрамовые электроды для подключения лампы к электрической сети. Так как градиент потенциала в ксеноновом разряде довольно мал, то лампы ДКсТ имеют большую длину и высокий потенциал зажигания — 25 000 В. Лампы ДКсТ выпускаются мощностью от 2 до 100 кВт. Их световая отдача не превышает 45 лм/Вт, средний срок службы — 1350 ч. Благодаря повышенной единичной мощности и близости спектрального состава света к естественному солнечному ксеноновые лампы получили широкое применение для освещения карьеров и отвалов, строительных площадок и железнодорожных станций. Однако применение ламп для высокой освещенности (более 150 лк) нерентабельно. Ультрафиолетовое излучение ламп вредно для человека. В новых лампах типа ДКсТЛ в колбе из легированного кварца устранен последний недостаток.

При включении лампы в сеть (рис. 5.5) напряжение вторичной обмотки трансформатора $TV1$ прикладывается к конденсаторам $C1—C2$. При достижении напряжения, равного напряжению пробоя разрядника FV , конденсаторы разряжаются на

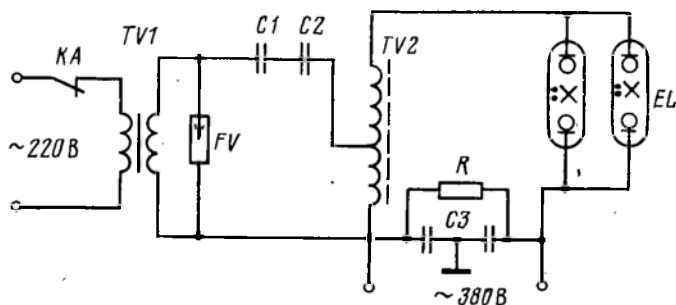


Рис. 5.5. Схема включения дуговой ксеноновой трубчатой лампы ДКсТ-20 000

первичную обмотку импульсного трансформатора $TV2$, в котором индуктируются высокочастотные высоковольтные импульсы напряжения, приложенные к электродам лампы. Происходит пробой разрядного промежутка лампы. После зажигания лампы через обмотку трансформатора получает питание от сети напряжением 380 В. Конденсаторы $C3$ служат для защиты сети от импульса высокого напряжения при зажигании лампы.

5.4. Осветительные приборы

Осветительный прибор представляет собой совокупность источника света и осветительной арматуры. Причем благодаря осветительной арматуре достигается рациональное перераспределение светового потока источника света, защита от механических повреждений, влаги, пожаро- и взрывоопасной пыли, загрязнений, устранение слепящего действия, возможность подключения светильника к электрической сети.

Осветительные приборы разделяются на приборы ближнего действия (светильники) и приборы дальнего действия (прожекторы). В зависимости от назначения выпускаются светильники для внутреннего и наружного освещения, а также рудничные.

По способу установки светильники подразделяют на подвесные (СПО, СПЗЛ, СПЗР), консольные (СКЗР, СКЗПР) и вешающиеся (СВН, СВР). Светильники по характеру распределения светового потока между верхней и нижней полусферами делятся на пять классов: П — прямого света (80% светового потока направлено в нижнюю полусферу); Н — преимущественно прямого света (соответственно 60—80%); Р — рассеянного света (40—60%); В — преимущественно отраженного света (20—30%); О — отраженного света (менее 20%).

Для защиты от слепящего действия источника света каждый светильник должен иметь определенное значение защитного угла γ , образуемого горизонталью, проходящей через тело накала лампы, и линией, соединяющей крайнюю точку тела накала с противоположным краем отражателя. Минимальный угол γ для светильников принимается 15° . Ограничение слепящего действия ламп достигается также устройством специальных рассеивателей (матового или молочного). В зависимости от типа светильника и его защитного угла ПУЭ нормируется минимальная высота его подвеса.

Экономичность светильника определяется его КПД η (отношение светового потока светильника $\Phi_{св}$ к световому потоку источника света $\Phi_{л}$),

$$\eta = \Phi_{св} / \Phi_{л} 100\%.$$

В современных светильниках КПД колеблется в пределах 45—90%.

Для освещения открытых горных работ (подъездные дороги, открытые пространства в карьере, отвалы, распределительные пункты и подстанции) применяются светильники с лампами накаливания СПО, СПП, СЗП, рассчитанные на установку ламп мощностью 200—250 Вт.

С лампами ДРЛ и ДРИ применяются светильники подвесного и консольного типа. К группе подвесных светильников относятся светильники СПП, СППР, СПОР, СПОГ, СЗПР, а к группе консольного типа — СКЗР, РКУ, СКЗПР. Устанавливаются они на опорах с консолями под углом 15° к горизонту.

Натриевые лампы нашли применение в светильниках ЖКУ, СВН, СКЗН. Один из вариантов применения натриевых ламп — совместное использование их с другими источниками света, например, с лампой ДРЛ при условии равенства их световых потоков. Это условие соответствует мощности 140 Вт для натриевой лампы и 250 Вт для лампы ДРЛ. Для таких ламп разработан светильник консольного типа СКЗНР-140/250. Конструкции светильников описаны в справочной литературе.

К осветительным приборам дальнего действия относятся прожекторы и светильники прожекторного типа ПЗС, ПЗМ, ПСМ с лампами накаливания, ПКН и ИСУ с галогенными лампами; с лампами ДРЛ — ПЗР с лампами ДРИ — ПЗИ, и СКсН; ОУКсН, ОУКсНФ, ОУЖКс и ККУ с ксеноновыми лампами.

Основными характеристиками прожекторов являются: кривая силы света, угол рассеяния, коэффициенты усиления и полезного действия.

Угол, на границе которого сила света составляет 10% максимальной силы света прожектора, называется углом рассеяния. Для прожекторов он составляет $25\text{--}35^\circ$. Под коэффициентом усиления прожектора понимают отношение максимальной силы света $I_{\max}$ к средней сферической силе света $I_{\text{ср. сф}}$ применяемого источника:

$$K_y = I_{\max} / I_{\text{ср. сф}},$$

где

$$I_{\text{ср. сф}} = \Phi_{\text{л}} / (4\pi).$$

Наиболее широкое распространение на открытых горных разработках получили прожекторы заливающего света типов ПЗС и ПЗМ.

Для освещения забоев очистных и подготовительных выработок шахт, опасных по газу или пыли, применяют светильники в рудничном взрывобезопасном исполнении, для общего освещения — сетевые светильники. Для этих целей в очистных забоях устанавливают светильники СЗВ-60, «Луч-2М» и СКВ-2/8У. Светильники забойные СЗВ-60 применяют в лавах с механизированными комплексами. Их крепят с кабельной сетью

на секциях комплекса, вместе с которыми светильники передвигаются вслед за подвиганием забоя.

Для общего освещения в выработках шахт, опасных по газу или пыли, где разрешается применение рудничного электрооборудования с уровнем взрывозащиты РП, в настоящее время выпускаются светильники РП-100М, РП-200 с лампами накаливания мощностью 100 и 200 Вт на напряжение 127 В и светильники РПЛ-01-20 и РПЛ-01-40 с люминесцентными лампами на напряжение соответственно 127 и 220 В. Светильники РП-100М и РП-200 снабжены защитными колпаками повышенной прочности и патронами, предупреждающими открытое искрение при снятии лампы.

Светильники РПЛ с люминесцентными лампами состоят из двух корпусов, в которых смонтированы ПРА и вводное устройство для кабеля. Светильник снабжен блокировкой для снятия напряжения с контактов панели в корпусе вводного устройства.

Светильники типа РВЛ предназначены для освещения подземных выработок шахт, опасных по газу или пыли. Взрывобезопасность в этих светильниках достигается применением защитной трубки из органического стекла высокой механической прочности, а также блокировкой, автоматически за 2—4 мс снимающей напряжение с лампы при разрушении трубки. Контакты блокировок, разрывающие электрическую цепь, помещены во взрывонепроницаемые камеры.

5.5. Светотехнические расчеты

Светотехнические расчеты освещения производят для определения количества и мощности светильников, необходимых для создания заданной минимальной освещенности согласно гигиеническим нормам. Нормы определяют уровни наименьшей освещенности в зависимости от рода выполняемой работы.

Равномерность освещения осветительной установкой определяется отношением наименьшей освещенности $E_{\min}$ к наибольшей $E_{\max}$ на данной поверхности. Равномерность освещения одной и той же плоскости на расстоянии 0,75 м в горных выработках должна быть не ниже 0,1—0,3. При этом должны быть также приняты меры по снижению слепящего действия источников света.

ПТЭ угольных и сланцевых шахт с учетом выполнения указанных требований предписывают расстояние между светильниками в зависимости от мощности и вида источника света, а также рода выработки. Поэтому, пользуясь приведенными в них таблицами, можно определить необходимое количество светильников и мощность осветительных установок.

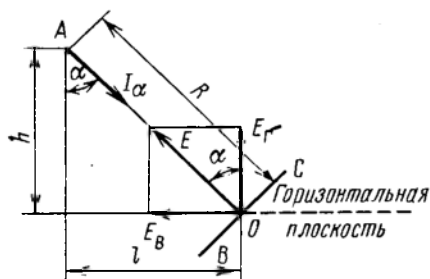


Рис. 5.6. Схема к расчету освещения точечным методом

Иногда требуется рассчитывать освещение в помещениях, для которых нет рекомендаций ПТЭ. В этом случае могут быть использованы методы расчета: точечный, светового потока, удельной мощности. Точечный метод используют в расчетах при однорядном или локализованном размещении светильников, а также для местного и наружного освещения. Он позволяет при наличии кривой распределения силы света светильника определить освещенность в любой точке освещаемой поверхности. Однако этот метод не учитывает освещенность, создаваемую отраженным световым потоком, и поэтому он применим для расчета освещения в помещениях с низкими коэффициентами отражения стен и потолков, когда отраженный световой поток не играет существенной роли, например в непобеленных горных выработках.

Если источник света A освещает перпендикулярно расположенную к лучу I_α плоскость BC (рис. 5.6), то освещенность в точке O на этой плоскости $E = I_\alpha / R^2$.

Освещенность в точке O :

на горизонтальной плоскости

$$E_r = I_\alpha \cos \alpha / R^2;$$

на вертикальной плоскости

$$E_v = I_\alpha \sin \alpha / R^2.$$

Подставив вместо R его значение $h / \cos \alpha$, получим

$$E_r = I_\alpha \cos^3 \alpha / h^2 \quad \text{и} \quad E_v = (I_\alpha \cos^3 \alpha / h^2) \operatorname{tg} \alpha = F_r \operatorname{tg} \alpha,$$

где I_α — сила света светильника под углом α , определяемая по таблицам или по кривой силы света принятого типа светильника с условной лампой 1000 лм. Для перехода к реальной лампе вводят коэффициент перехода c согласно выражению (5.3), а также коэффициент запаса $K_3 = 1,2 \div 2,0$, учитывающий запыление и загрязнение светильника. Тогда освещенность:

в горизонтальной плоскости

$$E_r = c I_\alpha \cos^3 \alpha / (K h^2); \quad (5.9)$$

в вертикальной плоскости

$$E_{\text{в}} = cI_{\alpha} \cos^2 \alpha \sin \alpha / (Kh^2). \quad (5.10)$$

Если точка O на поверхности освещается несколькими светильниками, то

$$E_{\text{г}} = \sum_1^n e_{\text{гп}}; \quad E_{\text{в}} = \sum_1^n e_{\text{вп}}. \quad (5.11)$$

Для расчета освещенности в подземных выработках можно принять $n=2$

Полученные результаты расчета сравнивают с нормами освещенности:

$$E_{\text{г}} \geq E_{\text{г min}}; \quad E_{\text{в}} \geq E_{\text{в min}}. \quad (5.12)$$

Если нормативная освещенность не обеспечивается, то принимают светильники большей мощности либо при той же мощности светильников уменьшают расстояние между ними. Затем расчет повторяют, добиваясь выполнения условий (5.12).

При расчете наружного освещения автодорог, конвейерных линий и т. д., выполненного светильниками с лампами накаливания (типа СПП, СПО, СЗП) и лампами ДРЛ (типа СПОР, СППР, СЗПР и т. д.), точечным методом предварительно выбирают тип светильника, высоту установки светильников h и расстояние между ними l . Высоту установки светильников выбирают согласно требованиям СНиП П-4—79 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования». Расстояние между светильниками принимают равным пятикратной высоте подвески светильника.

Требуемый световой поток светильника рассчитывают по формуле

$$\Phi_{\text{л}} = 1000 E_{\text{min}} k_{\text{э}} h^2 / \sum \varepsilon, \quad (5.13)$$

где $\sum \varepsilon$ — условная освещенность в заданной точке, создаваемая совместным действием ближайших светильников.

Условная освещенность $\sum \varepsilon$, создаваемая одним светильником, определяется по кривым относительной освещенности [6]. Для пользования кривыми необходимо знать высоту подвески светильника и горизонтальную проекцию расстояния от светильника до наиболее удаленной от него точки освещаемой поверхности d . По отношению h/d или d/h и кривым относительной освещенности для выбранного типа светильника находят значение ε .

Значение номинального светового потока светильника должно находиться в пределах $(0,9 \div 1,2) \Phi_{\text{л}}$. Если невозможно выбрать светильник с таким допуском, то корректируют число светильников и расстояние между ними.

При расчете освещения в помещениях со светлыми стенами и потолками удовлетворительные результаты дает метод светового потока, при котором учитывается освещенность, создаваемая отраженным световым потоком.

Для освещения площади F со средней освещенностью $E_{\text{ср}}$ требуется световой поток всех светильников

$$\Phi = K_3 Z_0 E_{\text{min}} F / \eta_0, \quad (5.14)$$

где $Z_0 = 1,3 \div 1,4$ — коэффициент минимальной освещенности, равный отношению средней освещенности $E_{\text{ср}}$ к минимальной E_{min} ; η_0 — коэффициент использования осветительной установки, зависящий от коэффициентов отражения стен и потолка, геометрических размеров освещаемого помещения (ширина, длина), высоты подвеса и типа светильников. Зависимость коэффициента использования от геометрических размеров помещения учитывается показателем помещения

$$i = AB/h / (A + B), \quad (5.15)$$

где h — высота подвеса светильника над рабочей поверхностью. По показателю помещения и коэффициентам отражения стен, потолка и освещаемой поверхности находят коэффициент использования осветительной установки.

Задавшись типом светильника с известным световым потоком, можно рассчитать нужное число светильников

$$N = \Phi / (\Phi_{\text{л}} \eta_{\text{св}}) = K_3 Z_0 E_{\text{min}} F / (\eta_0 \eta_{\text{св}} \Phi_{\text{л}}) \quad (5.16)$$

и затем выбрать схему размещения светильников в освещаемом помещении. Для обычных помещений расстояние между светильниками рекомендуется принимать $(1,5 \div 2,0) h$.

Недостаток метода светового потока — невозможность определения равномерности освещения.

Методом удельной мощности пользуются для предварительных ориентировочных расчетов. В основе этого метода — расчет средних значений мощности, необходимой для создания требуемой минимальной освещенности при средних значениях коэффициента использования осветительной установки с учетом коэффициента запаса. В первом приближении для подземных выработок удельную мощность ($\text{Вт}/\text{м}^2$) можно принимать

$$w = E_{\text{min}} / (3 - 4). \quad (5.17)$$

Для практических расчетов используют таблицы удельной мощности, приводимые в справочной литературе. Зная удельную мощность и площадь освещаемого помещения, нетрудно найти общую мощность, (кВт) осветительных установок:

$$P = wF / 1000. \quad (5.18)$$

Расчет прожекторного освещения сводится к определению высоты установки и угла наклона прожекторов, их необходимого количества и размещения на освещаемой территории. В отдельных случаях освещенность определяют в заданных точках.

Высота установки прожектора зависит от многих факторов: ограничения слепящего действия, устранения тенеобразования; рельефа местности, экономических соображений и др. Минимально допустимая высота установки прожектора H (м) по условиям ограничения слепящего действия

$$H = \sqrt{I_{\max}/300}, \quad (5.19)$$

где $I_{\max}$ — максимальная сила света прожектора по каталогу, кд.

Угол между направлением оптической оси прожектора и горизонтом θ называется углом наклона прожектора. При его изменении изменяются освещенность, форма и площадь светового пятна (рис. 5.7). При угле наклона прожектора θ , превышающем половину угла рассеяния в вертикальной плоскости ($\theta > \beta_v$), световое пятно имеет форму эллипса, при равенстве углов θ и β_v — параболы, при $\theta < \beta_v$ — гиперболы. При уменьшении угла наклона прожектора площадь светового пятна сначала возрастает до определенного предела, а затем начинает уменьшаться и при некотором значении угла θ превращается в точку. Угол наклона прожектора, при котором площадь, ограниченная кривой с заданной освещенностью, будет иметь максимальное значение, является наивыгоднейшим (оптимальным)

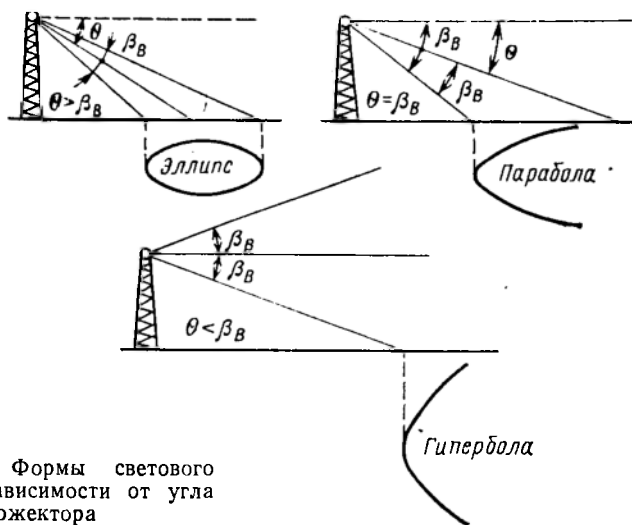


Рис. 5.7. Формы светового пятна в зависимости от угла наклона прожектора

и определяется по выражению при освещении горизонтальной поверхности

$$\theta_n = \arcsin \sqrt{m + n(E_r H^2)^{2/3}}, \quad (5.20)$$

а при освещении вертикальных поверхностей

$$\theta_n = \arctg \sqrt{I_{\max} / (E_n H^2)}, \quad (5.21)$$

где m, n — постоянные коэффициенты, зависящие от углов рассеяния прожекторов в горизонтальной и вертикальной плоскостях; E_r, E_n — расчетная освещенность соответственно в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Если площадь освещается одним прожектором, то

$$E_r = E_n K_3,$$

где E_n — нормированная освещенность.

При освещении территории несколькими прожекторами их световые пятна, как правило, перекрывают друг друга. В этом случае $E_r = E_n K_3 / 2$.

Значительно проще наивыгоднейшее значение угла поворота прожектора может быть определено по кривым, построенным в функции $E_r H^2$. Наивыгоднейшее значение углов наклона при обеспечении заданной горизонтальной освещенности лежит в пределах $10-24^\circ$, а вертикальной освещенности — $6-15^\circ$.

Необходимое число прожекторов N при расчете методом светового потока определяется по формуле

$$N = K_3 E_n F / (\Phi_n \eta_n \eta_0 Z). \quad (5.22)$$

где η_n — КПД прожектора (принимается для прожекторов типа ПЗС-0,2; ПСМ-0,35—0,4; ПКН-0,6; для ОУКсН-0,7); η_0 — коэффициент использования светового потока прожектора, принимается равным 0,4—0,95; $Z = E_{\min} / E_{\text{ср}}$ — коэффициент неравномерности освещения, равный 0,7—0,8; $K_3 = 1,5 \div 1,7$ — коэффициент запаса.

Для удобства расчетов формулу (5.22) можно представить в виде

$$N = E_r F / (\Phi_n K), \quad (5.23)$$

где $K = \eta_n \eta_0 Z$ — расчетный коэффициент, который для прожекторов типа ПЗС, ПСМ с лампами накаливания рекомендуется принимать равным 0,27; с лампами ДРЛ — 0,16; для прожекторов типа ПКН — 0,3 и ксеноновых ламп — 0,12—0,2.

Для ориентировочного расчета количества прожекторов можно воспользоваться методом удельной мощности ($\text{Вт}/\text{м}^2$):

$$p = P_0 / F, \quad (5.24)$$

где P_0 — общая мощность всех прожекторов, принятых для освещения площади F , Вт.

Исходя из особенностей освещаемой площади, ее конфигурации и назначения определяют число и месторасположение прожекторных мачт. Здесь же определяется число прожекторов, подлежащих установке на каждой из них. По мере возможности следует обеспечивать многостороннее освещение каждого из объектов. Расстояние между прожекторными мачтами зависит от их высоты, назначения и особенностей освещаемой территории. Так, для карьеров оно не должно превышать 15-кратной высоты мачт. При наличии затеняющих сооружений это соотношение должно быть снижено. При расчетах освещения светильниками с ксеноновыми лампами ДКСТ используют метод, основанный на применении кривых относительных изолукс и вспомогательных расчетных таблиц. Кривые относительных изолукс представляют собой кривые, соединяющие точки равной расчетной освещенности в плоскости, перпендикулярной оптической оси прожектора, находящейся на расстоянии 1 м от светового центра прожектора. Координатами каждой точки кривых относительных изолукс приняты ξ и η , причем ось ξ соответствует оси X , ось η — оси Y в прямоугольной системе координат.

Освещенность в точке горизонтальной плоскости рассчитывают в следующем порядке. Строят координатные оси X и Y с началом координат в месте установки светильника или прожектора. Ось X совмещают с проекцией оптической оси прожектора на освещаемую поверхность. Зная высоту установки прожектора H и угол его наклона θ и измерив по плану координаты X и Y точки, в которой определяется освещенность, находят соотношение X/H , а затем значение координаты ξ по формуле

$$\xi = (\cos \theta - X/H \sin \theta) / \rho, \quad (5.25)$$

где ρ — геометрический коэффициент перехода от относительной плоскости к расчетной,

$$\rho = \sin \theta + X/H \cos \theta. \quad (5.26)$$

Для различных значений X/H и углов наклона прожектора по выражениям (5.25) и (5.26) составлены расчетные таблицы для ξ , ρ и ρ^3 .

Далее находят значение координаты η по формуле

$$\eta = Y / (\rho H). \quad (5.27)$$

Имея значения ξ и η , по графику относительной освещенности светильника или прожектора (кривым относительных изолукс) находят значение относительной освещенности ε и по формуле (5.28) определяют горизонтальную освещенность в расчетной точке

$$E_p = \varepsilon / (K_s H^2 \rho^3). \quad (5.28)$$

Найденная освещенность должна быть не меньше нормированной ($E_r \geq E_n$).

Построение кривых равной горизонтальной освещенности (изолукс) осветительного прибора производят следующим образом. Задаваясь последовательно различными значениями X/H согласно вспомогательным расчетным таблицам, определяют ординату Y , при которой точка имеет заданную освещенность E_r . Для каждого значения X/H по выражениям (5.25), (5.26) или из таблиц находят значения ξ , ρ , ρ^3 . Рассчитывают относительную освещенность

$$\varepsilon = K_3 E_r \rho^3 H^2. \quad (5.29)$$

Имея значения ξ и ε , по кривым относительных изолукс принятого типа прожектора или светильника находят координату η . Для этого через точку полученного значения ξ проводят вертикальную линию до пересечения с кривой найденной относительной освещенности ε и точку пересечения проектируют на ось ординат, определяя тем самым ординату η . Располагая значениями η , ρ и H , можно найти координату Y :

$$Y = \eta \rho H. \quad (5.30)$$

Координаты X и Y определяют положение точки с заданной горизонтальной освещенностью E_r . Проведя такие вычисления для ряда значений X/H при тех же значениях E_r , H и θ , получают достаточное число точек для построения кривой равных значений горизонтальной освещенности (изолуксы).

При расчете числа прожекторов способом компоновки изолукс прежде всего с учетом естественных возвышенностей и высотных сооружений намечают возможные места размещения прожекторных мачт. Далее на плане освещаемой территории располагают заранее изготовленные шаблоны, имеющие форму выбранной изолуксы при высоте установки прожектора H и угле наклона θ . Добиваются полного перекрытия всей освещаемой площади при возможно меньшем числе прожекторов. Для удобства компоновки шаблоны изготавливают из кальки в том же масштабе, что и план освещаемой территории. При выборе изолуксы для изготовления шаблона следует исходить из того, что освещенность, соответствующая этой кривой, должна быть равна $E K_3/2$, где E — требуемая освещенность данной территории.

Пример 5.1. Произвести светотехнический расчет освещения откаточного штрека в угольной шахте, опасной по газу и пыли. Длина штрека $L = 480$ м, высота $H_v = 2,7$ м.

Решение.

1. Для освещения штрека принимаем рудничный взрывобезопасный светильник РВЛ-40 на напряжение 220 В.

2. По ПТЭ угольных и сланцевых шахт, расстояние между светильниками принимаем 12 м.

3. Определяем $\operatorname{tg} \alpha$ (высота подвеса светильника $h = H_b - 0,3 = 2,7 - 0,3 = 2,4$ м);

$$\operatorname{tg} \alpha = L / (2h) = 12 / (2 \cdot 2,4) = 2,5.$$

4. По найденному тангенсу угла α из таблицы тригонометрических функций находим $\alpha \approx 53^\circ$ и $\cos^3 \alpha = 0,0526$.

5. Из кривой силы света для светильника РВЛ-40 по найденному углу α находим $I_\alpha = 95$ кд.

6. Находим коэффициент перехода от условной к реальной лампе

$$c = \Phi_{p.l} / 1000 = 2480 / 1000 = 2,48.$$

7. По расчетной формуле (5.11) находим горизонтальную освещенность при $n=2$:

$$E_r = \sum_1^n e_{r,n} = 2 \cdot 2,48 \cdot 95 \cdot 0,0526 / (15 \cdot 2,4^2) = 2,8 \text{ лк.}$$

8. Из сравнения расчетного значения освещенности с минимально допустимой освещенностью для откаточного штрека ($E_{\min} = 2$ лк) $E_r > E_{\min}$ следует, что условие выполняется.

9. Необходимое число светильников (шт.).

$$N = (L - l) / l = (480 - 12) / 12 = 39.$$

Принимаем 39 светильников типа РВЛ-40.

Пример 5.2. Выбрать тип и количество светильников для освещения подземного здравпункта с размерами $4,0 \times 6,0$ м в шахте, опасной по газу или пыли. Высота камеры 2,7 м. Расчетная высота $h = 1,6$ м. Освещенность камеры по нормам 75 лк, коэффициенты отражения потолка, стен и стола $\rho_n = 70\%$, $\rho_c = 50\%$ и $\rho_p = 10\%$.

Решение.

1. Для освещения подземного здравпункта в шахте, опасной по газу или пыли, принимаем взрывобезопасный рудничный светильник РВЛ-40, имеющий световой поток 2480 лм.

2. По формуле (5.15) находим показатель помещения

$$i = AB/h / (A + B) = 6 \cdot 4 / 1,6 / (6 + 4) = 1,5.$$

3. Коэффициент использования осветительной установки со светильниками РВЛ-40 при $i = 1,5$ и заданных коэффициентах отражения стен, потолка и расчетной поверхности

$$\eta_0 = 0,44.$$

4. Коэффициент Z_0 принимаем равным 1,4, а коэффициент запаса — 2,0.

5. Расчетный суммарный световой поток по уравнению (5.14)

$$\Phi = 2 \cdot 1,4 \cdot 75 \cdot 24 / 0,44 = 11455 \text{ лм.}$$

6. Требуемое число светильников по (5.16)

$$N = 11455 / (2480 \cdot 0,7) \approx 7.$$

7. Фактическая освещенность при выбранных светильниках

$$E_\Phi = \frac{\Phi_n N \eta_{св} \eta_0}{K_s Z_0 F} = \frac{2480 \cdot 7 \cdot 0,44 \cdot 0,7}{2 \cdot 1,4 \cdot 24} = 79,6 \text{ лк,}$$

что выше минимальной освещенности для данного типа помещений.

Пример 5.3. Определить наименьшую высоту мачты для установки прожектора ПЗС-45 с лампой мощностью 1500 Вт при напряжении 220 В.

Решение.

Находим $I_{\max} = 225\,000$ кд и по формуле (5.19)

$$H = \sqrt{225000/300} = 24,5 \text{ м.}$$

Контрольные вопросы

- 5.1. Какие существуют системы рудничного освещения?
- 5.2. Какие применяются единицы измерения светотехнических величин?
- 5.3. Как оценивается плотность светового потока?
- 5.4. Какая разница между освещенностью и светимостью тел?
- 5.5. Какими величинами характеризуются светотехнические свойства материалов?
- 5.6. Как классифицируются источники света по характеру преобразования электрической энергии?
- 5.7. Что такое экономичность ламп?
- 5.8. Почему галогенные лампы накаливания более экономичны, чем лампы накаливания общего назначения?
- 5.9. Каковы особенности разрядных ламп низкого и высокого давления?
- 5.10. Почему разрядные лампы более экономичны, чем лампы накаливания?
- 5.11. Какие применяют схемы пускорегулирующих устройств люминесцентных ламп? Их принцип работы, достоинства и недостатки?
- 5.12. Каковы устройство разрядных ламп высокого давления, их достоинства и недостатки?
- 5.13. По каким признакам и как классифицируются светильники?
- 5.14. Какие источники света применяются для подземных горных выработок, на открытых горных работах?
- 5.15. В чем состоят особенности питания осветительных сетей шахт и карьеров?
- 5.16. Какие существуют методы расчета освещения? Их достоинства, недостатки, область применения?
- 5.17. Как рассчитывают прожекторное освещение?
- 5.18. В чем особенности расчета освещения светильниками с ксеноновыми лампами?

Темы рефератов

1. Разрядные лампы низкого давления и их пускорегулирующие устройства.
2. Разрядные лампы высокого давления и их пускорегулирующие аппараты.
3. Рудничные сетевые взрывобезопасные светильники.
4. Расчет освещения подземных выработок.
5. Оборудование и расчет прожекторного освещения.

6. ОСНОВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА

6.1. Общие сведения

Современные предприятия горной промышленности в последние годы претерпели существенные изменения. Непрерывный рост электрических мощностей машин, механизмов и комплексов, переход на разработку глубоких горизонтов, создание но-

вого энергоемкого электрооборудования, высокая концентрация горных работ, большой объем механизации и автоматизации и т. п. привели к значительному увеличению капитальных затрат на сооружение систем электроснабжения. В результате этого горная промышленность стала мощным потребителем электрической энергии. Значительный рост энергопотребления, отражающийся на себестоимости добытого полезного ископаемого, связан с необходимостью снижения непроизводительных потерь электроэнергии и повышения культуры эксплуатации систем электроснабжения.

При постановке задачи экономии электроэнергии речь идет не о сокращении разумного ее потребления, а о воспитании человека завтрашнего дня, т. е. это вопрос не только изыскания резервов, но и нравственный. Снижению потерь электрической энергии придается большое внимание и в настоящее время многие коллективы ученых, инженеров-исследователей и проектировщиков работают над разработкой более точных методов определения потерь электроэнергии.

В условиях непрерывного роста электропотребления экономия электрической энергии и рациональное ведение электро-энергетического хозяйства предприятий горной промышленности приобретает большое народнохозяйственное значение и является, следовательно, не только технической, но и в значительной степени экономической задачей. Особую актуальность при этом приобретают важнейшие энергетические показатели электрохозяйства горных предприятий, к которым в первую очередь следует отнести электровооруженность труда, стоимость электроэнергии, удельный расход электроэнергии на единицу продукции, коэффициент мощности (коэффициент реактивной мощности) и др.

6.2. Компенсация реактивной мощности

Физическую сущность реактивной мощности как намагничивающей можно представить выражением

$$Q = \text{const } \Phi_m f R_m, \quad (6.1)$$

где Q — реактивная мощность; Φ_m — амплитуда переменного магнитного потока; f — частота переменного тока; R_m — магнитное сопротивление пути магнитного потока.

Из формулы (6.1) следует, что чем больше магнитное сопротивление пути магнитного потока, тем больше потребляемая реактивная мощность. Поэтому наличие у асинхронных двигателей воздушного зазора и является основной причиной большого потребления ими реактивной мощности. Другими словами, реактивная мощность — величина, характеризующая нагрузки, создаваемые в электротехнических устройствах (маши-

ны, аппараты, линии) колебаниями энергии электромагнитного поля в цепи переменного тока.

Реактивная мощность пропорциональна среднему значению электромагнитной энергии:

$$Q = 2\omega W_{\text{ср}}, \quad (6.2)$$

где ω — круговая частота переменного тока; $W_{\text{ср}}$ — среднее за период значение энергии электромагнитного поля.

Можно также показать, что реактивная мощность численно равна амплитуде скорости изменения электромагнитной энергии цепи

$$\partial W / \partial t = Q \sin 2\omega t. \quad (6.3)$$

Таким образом, реактивная мощность при синусоидальных режимах определяется скоростью изменения электромагнитной энергии W , т. е. характеризует обменные процессы, протекающие в цепи. Энергия электромагнитного поля W цепи складывается из энергии магнитного W_m и электрического W_e полей. Из выражения (6.3) следует, что реактивная мощность, идущая на создание магнитного потока в асинхронных двигателях, трансформаторах и других индуктивных аппаратах и электрических устройствах, четыре раза в течение каждого периода меняет свое направление. Причем среднее значение этой мощности за каждый полупериод равно нулю, т.е. обмен реактивной мощностью между генератором и потребителями происходит в форме колебательного процесса.

Существует еще одно математическое определение понятия реактивной мощности: это корень квадратный из разности квадратов полной S и активной P мощности, что выражается формулой

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (6.4)$$

Однако последнее определение справедливо только при синусоидальном изменении соответствующих значений тока и напряжения.

Специфические особенности систем электроснабжения горных предприятий не позволяют в полной мере использовать методы определения мощности и места установки компенсирующих устройств, разработанные для общепромышленных предприятий, но их методологическая часть может быть положена в основу рациональной компенсации реактивных нагрузок на предприятиях горной промышленности. Если учесть те обстоятельства, что в электрические системы внедряются мощные генераторы с высоким коэффициентом мощности, увеличиваются протяженность и номинальное напряжение сетей, то, как показывают многочисленные расчеты, экономична полная компен-

сация реактивной мощности в той сети и на том напряжении, где она потребляется. В этой связи можно принимать реактивную мощность, получаемую от энергосистемы Q_c , равной нулю и рассматривать ее как возможный резерв надежного режима в аварийных ситуациях, при обеспечении условия баланса в максимум нагрузки во всей цепи схемы электроснабжения предприятия дополнительно устанавливаемыми компенсирующими устройствами. Это дает возможность с достаточной для практических расчетов точностью получить простые инженерные выражения для определения необходимых параметров с наименьшими затратами труда и времени.

С учетом сказанного требуемая мощность компенсирующих устройств $Q_{ку}$ определяется исходя из баланса:

$$Q_{ку} = Q_m + \Delta Q + Q_p - Q_L, \quad (6.5)$$

где ΔQ — потери реактивной мощности в элементах электрической сети потребителя; Q_p — резерв реактивной мощности, принимаемый в пределах 10—15% расчетной реактивной мощности, т. е. $Q_p = (0,1 \div 0,15) Q_m$; Q_L — реактивная мощность, генерируемая емкостью протяженных кабельных линий напряжением 20 кВ и выше и воздушных сетей предприятия напряжением 110 кВ и выше. Расчетное значение реактивной мощности потребителя Q_m включает в себя расчетные значения максимальных реактивных нагрузок всех электроприемников, у которых кривая синусоидального тока отстает от кривой синусоидального напряжения на фазовый угол ϕ_1 , значение которого зависит от его реактивного сопротивления и определяется полным сопротивлением фазы.

При проектировании и эксплуатации электроустановок в целях улучшения технико-экономических показателей необходимо применять различные устройства и мероприятия по снижению потребления реактивной мощности. В первую очередь следует рассматривать и внедрять мероприятия, не связанные с применением компенсирующих устройств и которые всегда экономичны и целесообразны во всех случаях. К ним можно отнести:

рационализацию и упорядочение технологического процесса, направленные на улучшение энергетического режима оборудования и снижение расчетного максимума реактивной нагрузки. При этом следует стремиться к выравниванию суточных графиков активных и реактивных нагрузок предприятия путем повышения загрузки технологических агрегатов и полного использования их по времени, сопровождающиеся уменьшением потребления реактивной мощности;

выбор синхронных двигателей (если это возможно по техническим и экономическим условиям) для нерегулируемых электроприводов с постоянным режимом работы (насосы, компрессоры, вентиляторы);

меры по ограничению холостой работы асинхронных двигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников;

выбор мощности трансформаторов, соответствующей их нагрузочной способности, а также обеспечение полной загрузки трансформаторов или перегруппировки их в целях изъятия излишней мощности;

выбор мощности электродвигателя при проектировании в соответствии с режимом работы механизма. При эксплуатации целесообразно повышение нагрузки электродвигателей, имеющих завышенную мощность; переключение обмоток электродвигателей с треугольника на звезду, если нагрузка их составляет не более 45% номинальной; замена асинхронных двигателей синхронными (работающими с опережающим коэффициентом мощности), где это возможно по технологическому процессу; повышение качества ремонта асинхронных электродвигателей и др.

Если перечисленные мероприятия по снижению реактивных нагрузок не приводят к необходимым результатам, то принимают меры, требующие установки специальных (дополнительных) компенсирующих устройств для выработки реактивной мощности. В качестве таких устройств наиболее широко применяют батареи конденсаторов, синхронные двигатели большей мощности, чем это требуется для привода рабочей машины, и синхронные компенсаторы.

Номинальная реактивная мощность, с которой синхронный двигатель может длительно работать при номинальной нагрузке ($\beta=1$), номинальных $\cos \varphi_{\text{ном}}$ и токе возбуждения $i_{\text{в, ном}}$ и относительном значении напряжения на зажимах $U_{\text{н}}=0,95 \div 1,05$, определяется по выражению

$$Q_{\text{ном. сд}} = P_{\text{ном. сд}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} / \eta_{\text{ном}}, \quad (6.6)$$

где $P_{\text{ном. сд}}$, $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$, $\eta_{\text{ном}}$ — номинальные соответственно мощность, коэффициент реактивной мощности и КПД синхронного двигателя.

При отклонениях от номинальных условий работы максимальная реактивная мощность

$$Q_{\text{м. сд}} = \alpha_{\text{м}} Q_{\text{ном. сд}}, \quad (6.7)$$

где $\alpha_{\text{м}}$ — наибольший коэффициент загрузки по реактивной мощности, который зависит от загрузки двигателя по активной мощности β и от напряжения на его зажимах $U_{\text{н}}$, т. е. $\alpha_{\text{м}} = f(\beta, U_{\text{н}})$.

Полученное значение $Q_{\text{м. сд}}$ вычитают из $Q_{\text{м}}$ при определении $Q_{\text{ку}}$.

При эксплуатации синхронных двигателей для облегчения теплового режима несколько занижают ток возбуждения. Так,

при уменьшении $i_{в. ном}$ на 20% компенсирующая способность двигателя при $\cos \varphi_{ном} = 0,8$ и $\beta = 0,7$ падает на 45%. В связи с этим перевод двигателя в режим недовозбуждения неэкономичен и может приниматься только при высоком коэффициенте мощности в системе электроснабжения предприятия. С уменьшением β целесообразнее использование синхронных двигателей для компенсации реактивной мощности. В связи с этим представляет интерес вопрос завышения мощности синхронных двигателей для производственных механизмов до определенного предела и использование их при этом в качестве эффективного компенсирующего устройства. Однако этот вопрос требует изучения и детального технико-экономического обоснования и, по-видимому, может быть приемлемым для предприятий с большой реактивной нагрузкой, особенно в переменной части графика.

Как большое потребление реактивной мощности, так и перекompенсация отрицательно сказываются на экономических показателях систем электроснабжения и поэтому вопрос о рационализации следует решать строго на основе технико-экономических расчетов.

6.3. Нормирование электропотребления

Нормирование затрат электроэнергии имеет важное значение для рационализации ее потребления, выявления внутренних резервов, снижения себестоимости продукции, улучшения работы энергетического и технологического оборудования. Обоснованные прогрессивные нормы потребления энергии необходимы и для стимулирования работников за экономию электроэнергии.

Вопросы нормирования расхода электрической энергии должны постоянно находиться в центре внимания энергетиков, технологов и экономистов. Задача состоит в том, чтобы удельные нормы расхода определялись на основе действительной экономической потребности технологического процесса с учетом всего нового и прогрессивного на данный момент времени.

Удельным расходом электроэнергии называется количество электроэнергии, израсходованной на условную единицу продукции. Если какой-либо технологической установкой за некоторое время было потреблено количество электроэнергии W и выпущено за это же время продукции M единиц, то удельный расход электроэнергии по этой установке, кВт·ч/ед,

$$\omega = W/M. \quad (6.8)$$

Удельный расход электроэнергии служит энергетическим показателем экономичности работы данной установки. Величина W зависит от режима работы установки, определяемого произ-

водственными условиями, продолжительности работы машины «вхолостую», состояния передаточных механизмов и других факторов. Определение величины W аналитическим путем при наличии большого числа влияющих факторов в некоторых случаях затруднительно. Поэтому удельный расход электроэнергии определяют либо упрощенно, либо экспериментальным путем с помощью измерительных приборов. Необходимо отметить, что в методике расчета и технико-экономическом обосновании норм имеются существенные недостатки: зачастую w разрабатывается на основании статистических данных и не соответствует современному уровню развития техники; не всегда учитываются изменения в технологии производства (значение w длительно не пересматривается и даже иногда нормы устанавливаются выше достигнутых фактических расходов); значительные различия в нормах расхода на одинаковую продукцию по предприятиям, работающим по аналогичной технологии и примерно равной мощности. Недостатком является также слабый контроль за выполнением удельных норм расхода электроэнергии и значительный разбой в определении структуры удельных норм. Существующее положение с нормированием не может дать представления о качестве энергоиспользования, потому что в удельную норму расхода включаются как полезно затрачиваемые энергоресурсы, так и всевозможные непроизводительные затраты. Действительно, всю электроэнергию W , кВт·ч, потребляемую горным предприятием, можно представить в виде двух слагаемых:

$$W = W_T + W_c = w_T M + W_c \quad (6.9)$$

где $W_T = w_T M$ — расход электроэнергии, затраченной на полезную работу; w_T — удельный технологический расход электроэнергии на единицу продукции по механизмам, непосредственно связанным с производительностью (исключая холостой ход); W_c — постоянная слагаемая расхода электроэнергии, не зависящая от производительности предприятия и выполнения им плана (потери электроэнергии во всех элементах электрической сети, водоотлив, вентиляция, вспомогательные установки, холостой ход всех механизмов, электрическое освещение и др.).

Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/ед, с учетом обеих составляющих

$$w = w_T + W_c / M \quad (6.10)$$

Отсюда следует, что с увеличением производительности предприятия удельный расход электроэнергии уменьшается за счет уменьшения доли постоянного расхода, приходящегося на единицу продукции. При этом снижение тем значительнее, чем меньше доля постоянного расхода. Следует отметить, что по-

стоянная составляющая расхода электроэнергии W_c может достигать 80% общего расхода. Удельные нормы w по отдельным процессам в зависимости от горно-геологических и других условий колеблются в широких пределах. Так, средние показатели общешахтного удельного потребления электроэнергии могут изменяться от 15 до 80 кВт·ч/т и более в зависимости от водообильности шахты, глубины разработки, крепости угля и проходимых пород и т. п. Удельный расход электроэнергии на открытых угольных разработках составляет от 5 до 10 кВт·ч/т, железорудных — от 5 до 40 кВт·ч/т.

Таким образом, реальные, технически обоснованные удельные нормы расхода электрической энергии на единицу выпускаемой продукции — это тот эталон, сравнивая с которым фактически полученный удельный расход, можно судить об использовании энергетических ресурсов. Поэтому один из важнейших рычагов в деле рационального использования энергетических ресурсов — правильное, подкрепленное расчетами и основанное на достигнутом передовом уровне науки и техники нормирование. Одним из лучших методов нормирования является такой, когда удельные нормы устанавливаются расчетным путем с последующей экспериментальной проверкой на производстве при оптимальных условиях ведения технологического процесса.

6.4. Планы и режимы электропотребления

В числе основных документов, регламентирующих взаимоотношения между энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии, — Правила пользования электрической и тепловой энергией. Эти Правила обязательны как для энергоснабжающих организаций, так и для потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности. В соответствии с ними, пользование электрической энергией допускается только на основании договора, заключенного между электроснабжающей организацией и потребителем, установки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации. Увеличение потребителем установленной или разрешенной к использованию мощности сверх значения, указанного в договоре, ввод в эксплуатацию новых электроустановок, а также подключение новых субабонентов допускается только с разрешения энергоснабжающей организации после внесения соответствующих изменений в договор на пользование электроэнергией. Отпуск электроэнергии потребителям производится по планам электропотребления, утвержденным в установленном порядке. В случае сложившегося дефицита мощности энергоснабжающая организация имеет право вводить лимиты на мощности для предприятий, которым планируется отпуск электроэнергии. Поэтому при введении лимитов мощности

в целях обеспечения их выполнения непосредственно потребителями электроэнергии в часы максимума энергосистемы проводятся регулировочные мероприятия по снижению нагрузки в этот период. Порядок установления лимитов потребления электрической энергии, составление и применение графиков ограничения потребления и отключения электрической энергии определены соответствующим Положением.

Планы производства и отпуска электроэнергии устанавливаются в соответствии с установленными лимитами потребления электрической энергии по отдельным регионам. Электрические системы за месяц до начала очередного квартала устанавливают потребителям на каждый месяц квартала лимиты электрической мощности в часы максимальных нагрузок. Вне часов максимальных нагрузок потребителям разрешается использовать электрическую мощность в пределах суточного лимита потребления электрической энергии. Энергетические системы взимают с потребителей плату за электрическую энергию, израсходованную сверх месячного лимита, в пятикратном размере и плату за электрическую мощность сверх установленного лимита потребления в десятикратном размере основной ставки (независимо от вида тарифа). Согласно Порядку утверждения и распределения планов потребления электрической энергии предприятия распределяют установленные им планы потребления электроэнергии по месяцам квартала, а также на рабочие и выходные дни. Расчет суточных и месячных планов потребления электрической энергии осуществляют в следующем порядке.

1. Определяют среднее потребление электроэнергии за рабочий день

$$W_{p, \text{сут}} = W_p^{\text{np}} / n_p^{\text{np}}, \quad (6.11)$$

а также за выходные и праздничные дни аналогичного квартала прошедшего года

$$W_{в, \text{сут}}^{\text{np}} = W_{в}^{\text{np}} / n_{в}^{\text{np}}. \quad (6.12)$$

2. Рассчитывают коэффициент снижения потребления электроэнергии предприятием в выходные и праздничные дни того же квартала по сравнению с потреблением электроэнергии в рабочие дни

$$K_{в} = W_{в, \text{сут}}^{\text{np}} / W_{p, \text{сут}}^{\text{np}}. \quad (6.13)$$

3. Находят число условных рабочих дней в рассматриваемом квартале

$$n_y^i = n_p^i + K_{в} n_{в}^i, \quad (6.14)$$

где $i = \text{I—IV}$ — индекс соответствующего квартала года.

4. Рассчитывают предполагаемое потребление электроэнергии за рабочий день

$$W_{\text{р. сут}}^i = W_{\text{кв}}^i / n_{\text{р}}^i, \quad (6.15)$$

а также за выходные и праздничные дни рассматриваемого квартала

$$W_{\text{в. сут}}^i = K_{\text{в}} W_{\text{р. сут}}^i. \quad (6.16)$$

5. Рассчитывают предполагаемое потребление электроэнергии за каждый месяц рассматриваемого квартала

$$W_{\text{мес}}^i = W_{\text{р. сут}}^i n_{\text{р}}^j + W_{\text{в. сут}}^i n_{\text{в}}^j. \quad (6.17)$$

В приведенных формулах $W_{\text{кв}}^i$ — квартальный план потребления электрической энергии; $n_{\text{р}}^i$, $n_{\text{в}}^i$ — число соответственно рабочих и выходных (праздничных) дней в рассматриваемом квартале; $W_{\text{р}}^{\text{пр}}$, $W_{\text{в}}^{\text{пр}}$ — фактическое суммарное потребление электрической энергии соответственно в рабочие и выходные (праздничные) дни для аналогичного квартала прошедшего года; $n_{\text{р}}^{\text{пр}}$, $n_{\text{в}}^{\text{пр}}$ — число соответственно рабочих и выходных (праздничных) дней в аналогичном квартале прошедшего года; $n_{\text{р}}^j$, $n_{\text{в}}^j$ — число соответственно рабочих и выходных (праздничных) дней в j -м месяце рассматриваемого квартала; $j=1, 2, 3, \dots, 12$ — индекс соответствующего месяца года.

При сопоставлении фактических и предполагаемых (расчетных) значений потребляемой электрической энергии могут возникнуть расхождения. В этом случае предприятие имеет право два раза в квартал (в первом и втором месяцах) до 20 числа отчетного месяца по согласованию с энергосистемой в пределах квартального плана отпуска электроэнергии вносить изменения в составленные месячные планы потребления электроэнергии как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения за счет соответствующего изменения плана потребления электроэнергии последующих месяцев квартала. При этом перераспределение планов потребления электроэнергии между кварталами не допускается.

Лимиты мощности горных предприятий рассчитывают в следующем порядке.

1. Определяют максимальную нагрузку предприятия в часы максимума энергосистемы, когда вводится лимитирование мощности

$$P_{\text{н. эл}} = W_{\text{р. сут}}^w / 24 K_{\text{з. г}}, \quad (6.18)$$

где $W_{\text{р. сут}}^w$ — суточный план потребления электроэнергии на рабочий день декабря, когда вводится лимит мощности, кВт·ч; $K_{\text{з. г}}$ — коэффициент заполнения суточного графика нагрузки режимного дня декабря прошлого года

$$K_{\text{з. г}} = P_{\text{см}}^{\text{пр}} / P_{\text{мг}}, \quad (6.19)$$

где $P_{\text{см}}^{\text{пр}}$ — среднее значение активной нагрузки за сутки, кВт;
 $P_{\text{мэ}}$ — фактическое значение максимальной получасовой активной нагрузки в часы максимума энергосистемы, кВт.

При известном графике режимного дня декабря прошедшего года значение $P_{\text{мэ}}$ может быть снято с графика нагрузки в часы максимума энергосистемы. Тогда

$$P_{\text{см}}^{\text{пр}} = W_{\text{р.сут}}^{\text{пр}} / 24. \quad (6.20)$$

После подстановки в выражение (6.18) значения коэффициента $K_{\text{э.г}}$ из (6.19) получим

$$P_{\text{м.эл}} = W_{\text{р.сут}}^{\text{в}} P_{\text{мэ}} / W_{\text{р.сут}}^{\text{пр}}. \quad (6.21)$$

Обозначив $W_{\text{р.сут}}^{\text{в}} / W_{\text{р.сут}}^{\text{пр}} = K_{\text{в}}$, получим

$$P_{\text{м.эл}} = K_{\text{в}} P_{\text{мэ}}. \quad (6.22)$$

При неизменном плане электропотребления $K_{\text{в}} = 1$ выражение (6.22) примет вид $P_{\text{м.эл}} = P_{\text{мэ}}$.

2. Рассчитывают среднее значение суточной нагрузки предприятия на период, в котором вводится лимит мощности,

$$P_{\text{см}} = W_{\text{р.сут}}^{\text{в}} / 24. \quad (6.23)$$

3. Находят нагрузку, которая может быть смещена на другие часы суток

$$\Delta P = P_{\text{м.эл}} - P_{\text{см}} \quad (6.24)$$

и соответственно на каждый час работы

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P / t_{\text{р}}, \quad (6.25)$$

где $t_{\text{р}}$ — число часов работы в сутки.

4. Определяют лимит мощности предприятия

$$P_{\text{лим}} = P_{\text{м.эл}} - \Delta P_{\text{ч}} t_{\text{мэ}}, \quad (6.26)$$

где $t_{\text{мэ}}$ — продолжительность максимума нагрузки энергосистемы, ч.

Приведенные расчеты планов потребления электроэнергии и определение лимитов мощности — основные моменты при пользовании электроэнергией.

При введении лимитов ежегодно разрабатывают регулировочные мероприятия, которые вводят с 1 октября. Анализ тенденций изменения графиков нагрузок энергетических систем и режимов нагрузок горных предприятий свидетельствует об их возрастающей неравномерности по часам суток и дням недели. Поэтому потребители, изменяя режим работы, могут способствовать выравниванию графика нагрузки в часы максимума и заполнению ночного провала. Народнохозяйственная эффек-

тивность такого регулирования определяется тем, что дополнительные затраты потребителя оказываются ниже, чем соответствующие затраты в энергосистеме на строительство дополнительных электростанций.

Экономическая заинтересованность потребителей в регулировании режима работы создается за счет снижения основной платы за пользование электроэнергией в часы максимума при действующем двухставочном тарифе. Однако выравнивание нагрузок приводит к увеличению издержек производства, но в ряде случаев ограничивается только социальными факторами, например работами в ночное время. Поэтому Указания предписывают, что осуществление регулирования режимов электропотребления не должно прежде всего влиять на выпуск предприятием продукции заданного количества и соответствующего качества, а также не должно входить в противоречие с требованиями действующих ПБ и ПТЭ.

Регулирование режимов электропотребления на предприятиях горной промышленности осуществляется организационно-техническими мероприятиями, обеспечивающими регламентированный энергоснабжающей организацией режим электропотребления, и тесно связано с лимитами мощности. Условно указанные мероприятия можно разделить на две группы:

- 1) для которых не требуются дополнительные капиталовложения. Их выполнение должно способствовать оптимизации режимов электропотребления на предприятиях, в значительной степени может влиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снижать напряженность прохождения осенне-зимнего периода. Выполнение этих мероприятий не должно приводить к ограничению производительности (сменной, суточной) технологических установок, непосредственно связанных с добычей угля. К таким мероприятиям могут быть отнесены: перенос начала смены на другое время; организация ремонтных и профилактических работ в часы максимума нагрузки энергосистемы; полное или частичное отключение отдельных энергоемких потребителей или групп электроустановок в часы максимума энергосистемы по заранее разработанным графикам; использование емкостей, имеющихся на отдельных участках технологической схемы, чтобы в часы максимума энергосистемы при частичном отключении отдельных электроприемников (например, подъемных или транспортных установок) не нарушалась непрерывность технологического процесса;

- 2) для которых требуются дополнительные капиталовложения. Целесообразность их осуществления определяется технико-экономическими расчетами и должна рассматриваться на стадии проектирования предприятий, а для действующих предприятий — в перспективных планах их развития и реконструкции. Без проработки таких мероприятий энергоснабжающая ор-

танализация имеет право не давать предприятиям разрешения на подключение новых промышленных мощностей. Мероприятия этой группы должны проводиться при отключении в часы максимума энергосистемы технологического оборудования, работающего непрерывно в течение суток.

К числу потребителей-регуляторов могут быть отнесены: водоотливные установки, механизмы лесного склада, компрессорные установки, складочный комплекс, строительный цех, породный подъем, грузовые лебедки, лебедки террикона, скиповая подъемная установка, гараж-зарядная, электровозы с контактным питанием, конвейеры, угольный склад, дробильный комплекс, клетевая подъемная установка. Порядок и длительность отключения потребителей-регуляторов зависят от специфических условий, а отключаемая мощность электроприемников и длительность отключения — от расчетного периода (квартала) и соответствующего значения заявленной получасовой активной мощности в часы максимума энергосистемы $P_{м.э}$.

Для успешного регулирования режимов электропотребления необходимо глубокое знание технологических и вспомогательных процессов предприятия, методики технико-экономических расчетов.

6.5. Расход и потери электроэнергии

Электробаланс и электровооруженность труда

Расход электроэнергии предприятием на стадии проектирования определяют по получасовой максимальной нагрузке P_m и годовому числу использования максимума T_m :

$$W_p = P_m T_m, \quad (6.27)$$

а в период эксплуатации — современными приборами при использовании автоматизированных систем учета. Годовое число часов максимума зависит от продолжительности работы предприятия и принимается в соответствии с нормативными документами.

Потери электрической энергии в элементах системы электрообеспечения определяются произведением потерь активной мощности ΔP в соответствующем элементе на число часов максимальных потерь τ (ч):

$$\tau_a = (0,124 + T_m 10^{-4})^2 8760. \quad (6.28)$$

Число часов использования максимальной нагрузки по активной T_m и реактивной мощности $T_{м.р}$ различны, а значит различны значения

$$\tau_p = (0,124 + T_{м.р} 10^{-4})^2 8760, \text{ ч.} \quad (6.29)$$

Число часов использования максимальной нагрузки по активной мощности $T_{м.р}$ в справочной и нормативной литературе не приводится. Поэтому часто рекомендуется принимать $T_{м.р} = T_m$, что неверно, так как исходя из физического смысла реактивной мощности как намагничивающей (80—85% от общей потребляемой нагрузки не зависит и остается величиной постоянной), значение $T_{м.р}$ лучше принимать равным годовому числу часов работы оборудования: $T_r (T_{м.р} = T_r)$. Тогда полные потери активной энергии в линиях, кВт·ч,

$$\Delta W_{л} = \Delta P_a \tau_a + \Delta P_p \tau_p, \quad (6.30)$$

где $\Delta P_a = 3K_{\phi}^2 I_m^2 R_s$ — потери активной мощности от передачи активной мощности; $\Delta P_p = 3K_{\phi}^2 (I_m \sin \varphi)^2 R_s$ — потери активной мощности от передачи реактивной мощности; K_{ϕ} — коэффициент формы графика нагрузки; I_m — максимальный расчетный ток (соответствует R_m); R_s — эквивалентное активное сопротивление линии.

Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч,

$$\Delta W_{тр} = \Delta P'_x T_T + \Delta P_k k_z^2 \tau_a, \quad (6.31)$$

где $\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{ип} \Delta Q_x$ — приведенная мощность потерь холостого хода трансформатора, кВт; $\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{ип} \Delta Q_k$ — приведенная мощность потерь короткого замыкания, кВт; $K_z = I_m / I_{ном.тр}$ — коэффициент загрузки трансформатора по току; ΔP_x — мощность потерь х.х.; ΔP_k — мощность потерь к.з.; $k_{ип}$ — коэффициент изменения потерь, зависящий от реактивной мощности (когда коэффициент не задан, принимают $k_{ип} = 0,07$ кВт/квар); $\Delta Q_x = S_{ном.тр} I_x / 100$ — постоянная составляющая реактивной мощности х.х. трансформатора, квар; $\Delta Q_k = S_{ном.тр} u_k / 100$ — реактивная мощность трансформатора при полной нагрузке, квар; I_x — ток х.х., %; u_k — напряжение КЗ, %; $I_{ном.тр}$ — номинальный ток трансформатора, А; $S_{ном.тр}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Потери активной энергии в реакторах, кВт·ч,

$$\Delta W_p = \Delta P_{рк} \tau_a, \quad (6.32)$$

где $\Delta P_{рк} = 3k_z^2 \Delta P_{ном}$ — потери активной мощности в реакторе, кВт; $\Delta P_{ном}$ — активные потери мощности в одной фазе реактора при номинальной его нагрузке.

Для крупных электроустановок (компрессоры, вентиляторы, насосы и т. п.) возникает необходимость учитывать в энергобалансе потери электроэнергии в двигателях и приводимых ими в движение механизмах. В установившемся режиме работы электродвигателей потери в них определяют как сумму механических потерь в обмотках и стали. Потери в обмотках вычисляют в соответствии с выражением (6.30). Вместо R_s под-

ставляют: для двигателей постоянного тока — сопротивление якоря $r_{\text{я}}$; для синхронных двигателей — сопротивление статора r_1 ; для асинхронных двигателей — сопротивление статора и приведенное к статору сопротивление ротора $r_1 + r_2$.

Электробаланс предприятия состоит из прихода (от электроснабжающей организации) и расхода активной и реактивной электрической энергии. Приходная часть электробаланса составляется по предприятию в целом или отдельным электроустановкам. Расходная часть, как правило, разделяется на отдельные статьи расхода: прямые затраты, связанные с основным технологическим процессом, косвенные затраты, затраты на вспомогательные нужды (вентиляция, водоотлив и т. п.), различные потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения, электрическое освещение, отпуск электроэнергии посторонним потребителям и т. п.

Основные задачи составления электробаланса — выявление расходов электроэнергии, определение действительных удельных норм электроэнергии, установление возможности сокращения непроизводительных расходов электроэнергии и уменьшения расхода электроэнергии на добычу полезного ископаемого. Постоянное составление энергобаланса и анализ отдельных статей расхода позволяет выбирать пути и средства экономии электроэнергии на предприятии.

Электровооруженность труда — это отношение количества потребляемой электрической энергии W_t , затраченной технологическими звеньями производства при выпуске продукции за некоторый период t (сутки, месяц, год), к среднесписочному количеству рабочих или фактически отработанному времени $N_{\text{чел.ч}}$ за тот же период, выраженному в человеко-часах $[(\text{кВт} \times \text{ч}) / (\text{чел.ч})]$.

$$\mathcal{E}_{\text{ф}} = W_t / N_{\text{чел.ч}} = W_t / n_{\text{сп}} t_{\text{см}} n_{\text{дн}}, \quad (6.33)$$

где $n_{\text{сп}}$ — среднесписочное число рабочих; $n_{\text{дн}}$ — количество рабочих дней за рассматриваемый период t ; $t_{\text{см}}$ — продолжительность рабочей смены, ч.

На показатель фактической электровооруженности труда изменение продолжительности рабочего дня не влияет, поэтому он более точен.

Возможная электровооруженность — это отношение суммарной мощности установленного на предприятии электрооборудования $\sum_1^n P_n$ к числу работников N_p , занятых в наиболее загруженную смену (кВт/чел)

$$\mathcal{E}_{\text{в}} = \sum_1^n P_n / N_p. \quad (6.34)$$

Этот показатель называют возможным или потенциальным (определяемая электровооруженность труда может оказаться нереальной, так как даже в наиболее загруженную смену установленное электрооборудование используется по мощности не полностью).

6.6. Учет, тарификация и экономия электроэнергии

Система учета расхода электроэнергии на предприятиях горной промышленности должна быть построена исходя из необходимого минимума приборов таким образом, чтобы не было дублирования этих приборов на различных ступенях электроснабжения. При определении расхода электроэнергии рассматривают расчетный учет (РУ) для денежных расчетов за потребляемую электроэнергию с электроснабжающей организацией и технический (контрольный) учет (ТУ) для межцеховых расчетов, контроля за соблюдением режима электропотребления и определения норм расхода электроэнергии.

Согласно действующим правилам использования электроэнергии, счетчики активной и реактивной энергии устанавливают на границе раздела сети электроснабжающей организации и потребителя. Границу раздела устанавливают по балансовой принадлежности сетей. В случае установки счетчиков РУ не на границе раздела сетей потери электроэнергии от места установки счетчиков до границы раздела относят на счет организации, на балансе которой находится указанный участок. Процент потерь электроэнергии на этом участке рассчитывает энергоснабжающая организация совместно с потребителем.

В соответствии с Прейскурантом № 09—01 (Тарифы на электрическую и тепловую энергию.— М.: Прейскурантиз, 1990), введенном в действие с 1 января 1991 г., все потребители электрической энергии подразделяются на девять тарифных групп:

I группа — промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной электрической мощностью 750 кВт·А и выше;

II группа — промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной электрической мощностью до 750 кВт·А;

III группа — оптовые потребители — перепродавцы;

IV группа — производственные сельскохозяйственные потребители;

V группа — электрифицированный железнодорожный транспорт (электротяга);

VI группа — электрифицированный городской транспорт (электротяга);

VII группа — непромышленные потребители;

VIII группа — население;

IX группа — населенные пункты.

Горные предприятия в подавляющем большинстве относятся к I и крайне редко, например «отдельные удаленные объекты» — ко II тарифной группе потребителей электроэнергии.

Отпуск электрической энергии промышленным и приравненным к ним потребителям с присоединенной электрической мощностью 750 кВт·А и выше производится по двухставочным тарифам, а с присоединенной электрической мощностью до 750 кВт·А — по одноставочному. Остальные тарифные группы потребителей электроэнергии рассчитываются с энергоснабжающими организациями в основном по одноставочным либо одноставочным дифференцированным по зонам времени тарифам.

Двухставочный тариф состоит из годовой платы за один киловатт заявленной потребителем наибольшей мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы и платы за 1 кВт·ч потребленной активной электрической энергии.

Под заявленной (договорной) мощностью P_m понимается наибольшая получасовая электрическая мощность, потребляемая в период максимальной нагрузки энергосистемы. Эта мощность, как и часы максимума нагрузки энергосистемы, оговаривается и фиксируется в договоре на отпуск электроэнергии между энергоснабжающей организацией и потребителем.

При таком тарифе плата предприятия Z_3 (руб.) за полученную от энергосистемы, например, за месяц электроэнергию W , кВт·ч составит:

$$Z_3 = P_m a / 12 + W b / 100, \quad (6.35)$$

где a — плата (основная ставка) за один киловатт заявленной мощности, руб/(кВт·год); b — плата (дополнительная ставка) за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии. Число 12 в знаменателе первого члена формулы (6.35) — число месяцев в году. Численные значения основной и дополнительной ставок тарифа установлены применительно к различным энергосистемам.

Рассмотренный тариф позволяет дифференцировать дополнительную ставку за потребленную активную энергию по зонам времени, например, установить ее сниженной в часы минимальных нагрузок энергосистемы (ночной провал графика нагрузок). В этом случае месячная плата за электроэнергию

$$Z_3 = P_m a / 12 + [(W - W_{\min}) b_2 + W_{\min} b_1] / 100, \quad (6.36)$$

где W — общее потребление электроэнергии за месяц; $W_{\min}$ — энергия, потребленная в часы минимальных нагрузок энергосистемы; b_1 — дополнительная ставка за электроэнергию, по-

требленную в часы минимальных нагрузок; b_2 — дополнительная ставка за электроэнергию, потребленную в течение других часов суток. Средняя стоимость 1 кВт·ч потребляемой энергии c , коп/(кВт·ч), при применении данного тарифа вычисляется с учетом обеих ставок. В общем виде, учитывая формулы (6.35), (6.36)

$$c = (Z_s/W) 100. \quad (6.37)$$

При этом тарифе предприятия свободны в выборе наиболее рациональной схемы электроснабжения, заинтересованы снижать мощность, совпадающую с часами максимума нагрузки энергосистемы (так как снижается плата за электроэнергию), и обеспечен стимул к снижению непроизводительных расходов электроэнергии.

Одноставочный тариф предусматривает плату только за электроэнергию в киловатт-часах, учтенную приборами (системами) учета. Для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной электрической мощностью до 750 кВт·А (II тарифная группа потребителей) тарифная ставка равна 4 коп за 1 кВт·ч. При расчетах с населением и другими непромышленными потребителями тарифная ставка может быть иной и определяется по действующему прейскуранту.

Этот тариф заставляет предприятия сокращать непроизводительные расходы электроэнергии, а значит издержки производства, за счет применения наиболее рациональных систем электроснабжения и экономичных режимов работы электроприемников. Однако он не способствует снижению затрат на производство электроэнергии, так как не стимулирует выравнивание графика нагрузки энергосистемы.

Для снижения потерь электроэнергии, вызываемых перетоками реактивной мощности в электрических сетях, предусмотрены скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии. По прейскуранту скидки (надбавки) применяются в расчетах с потребителями I, II, III, V и VI тарифных групп, имеющими среднеемесячное потребление электроэнергии по одной точке учета более 30 тыс. кВт·ч.

С этой целью в договор на пользование электроэнергией включают экономические значения реактивной мощности Q_s в часы больших нагрузок электрической сети (для потребителей I тарифной группы) и реактивной энергии W_{Q_s} за месяц (для I, II, III, V и VI тарифных групп), которые вычисляются энергоснабжающей организацией по нормативным ($\operatorname{tg} \varphi_{э,м}$) или оптимизационным ($\operatorname{tg} \varphi_{э,о}$) значениям коэффициента реактивной мощности. Если потребление реактивной мощности и энергии не превышает установленных в договоре экономических значений, то их оплата производится по пониженному тарифу. К примеру, для I группы согласно прейскуранту за 1 квар максималь-

ной мощности будет взиматься плата 1,2 руб/(квар·год), а за 1 квар·ч энергии — 0,03 коп/(квар·ч). Потребление сверх установленных в договоре значений мощности и энергии оплачивается по повышенному тарифу (распространяется только на превышение) и для того же случая составит 3,6 руб/(квар·год) и 0,09 коп/(квар·ч) соответственно.

Надбавки применяются энергосистемой и при генерации потребителем реактивной энергии в эту сеть в часы ее малых нагрузок. Оплата взимается за энергию, выданную потребителем в сеть энергосистемы. Для I тарифной группы плата за 1 квар·ч энергии в этом случае составит 0,3 коп/(квар·ч). Часы больших и малых нагрузок электрической сети устанавливаются энергосистемой для каждого потребителя.

За генерацию потребителем реактивной энергии в сеть энергосистемы в часы больших нагрузок и за потребление им реактивной энергии в часы малых нагрузок электрической сети энергосистема устанавливает скидки с тарифа, если такие режимы работы зафиксированы в договоре. В иных случаях скидки не предоставляются, а надбавки применяются ко всему расчетному периоду без разделения его на часы больших и малых нагрузок.

Как и в случае компенсации реактивной мощности, учет скидок и надбавок к тарифам на качество электроэнергии является важным резервом повышения электроиспользования и снижения потерь электроэнергии. Методика их расчета подробно изложена в Прейскуранте № 09—01.

Контрольные вопросы

- 6.1. Какие энергетические показатели работы электрохозяйства используются для оценки работы предприятия?
- 6.2. Как осуществляется учет расхода электрической энергии на предприятии и зачем он необходим?
- 6.3. Как производится расчет предприятия с электроснабжающей организацией?
- 6.4. Как составляется электробаланс предприятия?
- 6.5. Что такое удельный расход электроэнергии и как его определить?
- 6.6. Как устанавливается требуемая мощность компенсирующих устройств для предприятия?
- 6.7. Какие существуют мероприятия по снижению потребления реактивной мощности?
- 6.8. За счет чего возможна экономия электроэнергии на предприятии?

Темы рефератов

1. Компенсация реактивной мощности и способы ее выполнения на предприятиях.
2. Режимы электропотребления, их регулирование и определение суточных и месячных планов потребления электрической энергии.
3. Определение потерь электроэнергии и составление электробаланса предприятия.

7. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

7.1. Организация управления эксплуатацией электрооборудования

Электрохозяйство играет важную роль в обеспечении ритмичной работы современного горного предприятия. Сбои в работе отдельных его звеньев вызывают в ряде случаев нарушение работы электрохозяйства в целом и простой технологического оборудования.

Задача эксплуатации электрохозяйства — обеспечение надежной, безопасной и экономичной работы электрооборудования и электрических сетей путем поддержания их в рабочем состоянии, не допуская простоев из-за их неисправностей.

Надежное функционирование электрохозяйства горного предприятия может быть обеспечено только при организации надлежащего управления им. Практика отечественных горнодобывающих предприятий выработала две основные формы управления электрохозяйством.

В угольной промышленности на уровне производственного объединения (ПО) электрослужба является составной частью энергомеханической службы. Ответственным за электрохозяйство объединения назначается главный энергетик. Он входит в состав руководства энергомеханической службой и административно подчиняется главному механику объединения. Главный энергетик возглавляет эксплуатацию подземного электрохозяйства шахт, поверхностных сетей и подстанций, межремонтное обслуживание и ремонт электроустановок, обеспечение снабжения электроэнергией всех подразделений объединения, учета, нормирования и регулирования электропотребления. В его ведении находится электроцех в составе электромеханических мастерских или ремонтно-механического завода. Кроме того, главный энергетик ПО осуществляет оперативное руководство работой главных энергетиков шахт. На уровне шахты энергомеханическая служба является структурным подразделением, подчиненным главному инженеру, и возглавляется главным механиком. Структура (рис. 7.1) и штаты службы определяются типовыми положениями, утвержденными Минуглепромом СССР. Руководство эксплуатацией электрохозяйства обеспечивается главным энергетиком шахты. Однако механики участков, возглавляющие обслуживание участкового электромеханического оборудования, административно не подчинены главному энергетику шахты.

В горно-рудной промышленности система управления электрохозяйством централизованная. Электротехническая служба является самостоятельным структурным подразделением аппарата управления ПО, ГОКа, рудоуправления, рудника или

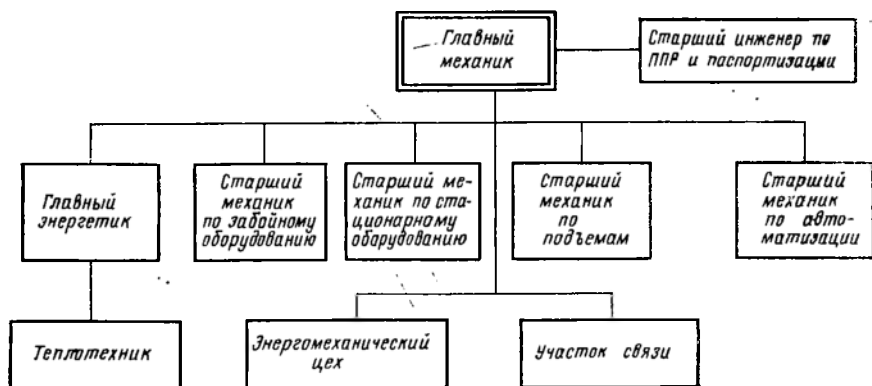


Рис. 7.1. Структура управления электромеханической службы шахты

карьера. Главный энергетик административно не подчинен главному механику. В ведении главного энергетика объединения, ГОКа или рудоуправления находятся также службы теплоснабжения, водоснабжения и канализации. Каждая из этих служб может возглавляться соответствующим заместителем главного энергетика. На крупных рудниках и карьерах в составе электротехнической службы выделяется служба эксплуатации сетей и подстанций (участок внешних ремонтов), возглавляемая начальником участка. Механики участков подчинены главному энергетiku функционально [3]. Электротехническая служба шахты, рудника или карьера обеспечивает:

- организацию бесперебойной, экономичной и безопасной работы электроустановок;

- организацию и своевременное проведение ремонтов электрооборудования, кабельных и воздушных линий электропередачи;
- внедрение новой техники в электрохозяйство, способствующей повышению энергетических показателей, производительности труда;

- учет электроэнергии, ведение установленной отчетности и своевременное ее представление вышестоящим организациям;

- разработка удельных норм электропотребления и проведение мероприятий по экономии электроэнергии;

- систематический контроль графика нагрузки предприятия и проведение мероприятий по его выравниванию;

- совершенствование и развитие ремонтной базы;

- организацию обучения и периодическую проверку знаний подчиненного персонала, обслуживающего электроустановки;

- своевременную проверку защитных средств и противопожарного инвентаря;

- выполнение предписаний Госэнергонадзора и Госгортехнадзора в установленные актами сроки;

своевременное расследование аварий в электроустановках, несчастных случаев при поражении электрическим током.

На электротехническую службу могут быть возложены и другие обязанности, логически вытекающие из задач и характера ее деятельности. Электромеханическая служба (ЭМС) участков шахты наряду с выполнением всего объема работ, связанных с техническим обслуживанием и ремонтом механической части горных машин и механизмов, должна также решать задачи, связанные с обеспечением надежной работы электроустановок:

- поддержание технических параметров электрооборудования на заданном уровне;

- оперативные переключения в участковых низковольтных электрических сетях;

- ликвидация мелких поломок и неисправностей в электрооборудовании, возникающих в процессе работы;

- ремонтное обслуживание электрооборудования (профилактический осмотр, устранение возможных неисправностей в электрических аппаратах, электроприводах горных и транспортных машин, контактной сети и т. п.);

- учет, накопление и выдача информации о расходе электроэнергии и простое электрооборудования по вине энергослужбы;

- доставка резервного электрооборудования, монтаж и включение его в работу.

Успешная работа электротехнической службы шахты, рудника или карьера не может быть обеспечена без продуманной организации труда. Проведение организационных и общественных мероприятий не должно нарушать общего установленного ритма работы. Для этого целесообразна разработка единого недельного плана работы службы, который бы включал основные вопросы, подлежащие рассмотрению в течение каждого дня недели [20]. При организации повседневной работы службы необходимо исходить из утвержденного недельного плана с учетом возникающих неотложных задач, чтобы была возможность рассмотреть перспективные вопросы и обеспечить организацию ремонтных работ. Для снижения затрат времени на получение и обработку информации по вопросам планирования технического обслуживания и ремонта электрооборудования, учета выполненных работ следует использовать средства вычислительной техники.

7.2. Системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования

Надежность электрооборудования в значительной мере зависит от организации его технического обслуживания и ремон-

та. Она включает комплекс работ, направленных на поддержание или восстановление исправности электроустановок путем замены износившихся элементов, наладки и регулирования оборудования с доведением их параметров до значений, предусмотренных нормативной документацией. Этот комплекс содержит систему планово-предупредительных ремонтов электроустановок (ППР), объединяющую межремонтное обслуживание, периодические профилактические испытания, ремонт и модернизацию. Система ППР носит двойственный характер: аварийный и предупредительный. Мероприятия аварийного обслуживания включают работы по обнаружению и устранению отказов. Мероприятия предупредительного обслуживания — профилактические работы, исключающие износ электрооборудования или его элементов свыше допустимых норм, а следовательно, внезапный выход из строя. К техническому обслуживанию (ТО) относятся осмотры, чистка, наладка, регулировка электрооборудования, выявление и устранение мелких неисправностей, профилактические испытания. Это, как правило, работы, направленные на поддержание исправности электроустановок в периоды между плановыми ремонтами.

Установлено два вида профилактического ремонта: текущий и капитальный. Текущий ремонт (Т) — это такой вид ремонта, при котором путем очистки, регулировки, замены или ремонта быстроизнашивающихся деталей обеспечивается безотказная работа электроустановок в период между очередными плановыми ремонтами. Капитальный ремонт (К) — это наиболее полный и сложный вид ремонта, при котором производится полная разборка оборудования, восстановление или замена износившихся узлов и деталей, регулировка, наладка и испытания в объеме требований ПТЭ электроустановок потребителей или заводских инструкций. Он обеспечивает работоспособность электрооборудования в течение гарантийного срока до очередного капитального ремонта.

Система ППР электроустановок может иметь централизованную и децентрализованную форму ремонта. При централизованной форме все ремонты проводятся в специализированных подразделениях (цехи, участки и т. п.). В этом случае электротехнический персонал участков шахт (карьеров) обеспечивает только ТО между ремонтами. При децентрализованной форме ремонтный персонал и ремонтные средства распределены по участкам. При этом все виды ремонтов выполняет ремонтный персонал участков. Применяется также смешанная форма организации ремонта, при которой ТО и проведение текущих ремонтов возлагается на электромеханические или энергетические службы участка (карьера). Капитальные ремонты электрооборудования, ЛЭП и других электроустановок проводятся централизованно специальными подразделениями. В большин-

стве случаев эффективна смешанная форма организации ремонта.

Плановые ремонты включают:

РО — ежемесячное ремонтное обслуживание с периодичностью 1 мес, выполняемое ремонтными электрослесарями шахты, машинистами оборудования, рабочими производственных процессов или специализированными бригадами ремонтных электрослесарей;

T_1 и T_2 — текущие ремонты с периодичностью соответственно 3 и 6 мес, выполняемые специалистами, что и для РО, а также специализированными предприятиями и подразделениями технического обслуживания оборудования заводов-изготовителей.

Если в электрооборудовании используются элементы по срокам службы более 6 мес и меньше периодичности капитального ремонта, то завод-изготовитель может ввести к указанным видам текущих ремонтов T_1 и T_2 дополнительные T_3 и T_4 с периодичностью соответственно 9 и 12 мес. Дополнительные виды текущих ремонтов производятся теми же силами, что и основные.

Капитальный ремонт производится с периодичностью, установленной нормативно-технической документацией, и должен выполняться в электроремонтных цехах объединений либо на специализированных ремонтных предприятиях. Капитальный ремонт нетранспортабельного электрооборудования производится на месте установки силами шахты или специализированной организации. За время капитального ремонта выполняется модернизация оборудования.

В зависимости от принципов планирования ремонтных работ в угольной и горно-рудной промышленности известны два метода выполнения ППР. Сущность регламентированного метода проведения ППР состоит в профилактическом ремонте электрооборудования без учета его технического состояния с периодичностью и в объеме, установленными эксплуатационной документацией. Сущность метода проведения ППР по техническому состоянию заключается в планировании ремонта в зависимости от фактического технического состояния, установленного при диагностировании. К достоинству этого метода можно отнести более полное использование ресурса электрооборудования, а следовательно, и снижение стоимости ремонта. Однако отсутствие в настоящее время диагностических приборов сдерживает его внедрение.

Текущий ремонт электрооборудования может выполняться методом замены изношенных деталей исправными и агрегатным методом, при котором замене подлежат блоки, содержащие неисправности, на новые или отремонтированные. Демонтированные блоки подлежат восстановлению. Возможны обез-

личный метод ремонта, при котором не сохраняется принадлежность восстановленных деталей к определенному электроаппарату или электродвигателю, и необезличенный, когда восстановленные части устанавливаются на прежнее электрооборудование.

Работы по ТО и ТР на открытых горных разработках имеют свои особенности. ТО карьерных ВЛ электропередач заключается в осмотрах и профилактических измерениях. Осмотр состояния передвижных ВЛ производится ежемесячно горным надзором, еженедельно — энергетиками и начальниками (помощниками) участков в пределах границ участков, а также ежемесячно (выборочно) — главным энергетиком и главным инженером карьера или их заместителями. Результаты осмотров заносятся в соответствующие журналы. Внеочередные осмотры ВЛ производят после отключения линии от действия защит, после грозы или взрывных работ, а также в случае гололеда и сильных ветров. Ежемесячно выполняют проверку и подтяжку болтовых соединений, ежегодно — проверку состояния деталей деревянных и металлических опор, а после каждой передвижки опор на новое место — проверку заземления, измерение расстояния от проводов до земли, тяжения в оттяжках опор.

Для механизации работ по эксплуатации передвижных ВЛ применяют специально оборудованные механизмы на базе тракторов, автосамосвалов, автокраны, самоходные телескопические вышки и гидropодъемники. Число средств механизации линейных работ определяется нормативами (один линейно-монтажный механизм на один горно-транспортный комплекс или на пять экскаваторов).

ТО кабельных линий предусматривает осмотры и измерения. Осмотры кабелей, питающих передвижные электроприемники, производятся ежемесячно работающими на этом участке, ежемесячно — электротехническим персоналом под руководством энергетика участка, не реже 1 раза в 3 мес (выборочно) — главным энергетиком карьера. Два раза в год (перед весенним и осенним периодами) проводится проверка целостности токопроводящих, заземляющих, вспомогательных жил и экранирующих оплеток кабелей, измерение сопротивления изоляции жил и испытание изоляции повышенным напряжением. Сопротивление изоляции силовых жил на 1 км длины кабеля при $t=20^{\circ}\text{C}$ должно быть не менее 50 МОм, а в период эксплуатации — не ниже 20 МОм. Изоляция силовых жил испытывается выпрямленным напряжением ($2U_{\text{ном}}$) в течение 5 мин или импульсным напряжением ($3U_{\text{ном}}$).

Для ремонта кабелей на карьерах организуют специализированные мастерские (при суммарной длине гибких кабелей на напряжение свыше 1000 В более 1 км). Для увеличения сро-

ка службы гибких кабелей и снижения трудоемкости по их перемещению на карьерах нашли применение кабельные барабаны (навесные, прицепные и самоходные).

ТО электросетевых устройств (ПКТП, КТП, ПП, КРП, секционирующие устройства для ВЛ) предусматривает своевременное проведение осмотров, измерений и испытаний.

Работы по ТО (за исключением работ по восстановлению работоспособности отключившегося электрооборудования) должны выполняться без нарушения производственного процесса, т. е. во время остановки оборудования по технологическим причинам.

7.3. Техника безопасности при обслуживании и ремонте электроустановок

Техническое обслуживание и ремонт электрооборудования в условиях эксплуатации должны производиться с соблюдением требований ПУЭ, отраслевых ПБ, ПТЭ и других нормативных документов. К работе допускаются лица с квалификацией, соответствующей занимаемой должности. Эксплуатацию электроустановок шахт, рудников и карьеров осуществляет электротехнический персонал — оперативный, оперативно-ремонтный и ремонтный [3, 9]. Оперативный персонал — это дежурные подстанций и распределительных устройств, имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III. Оперативно-ремонтный — персонал, входящий в состав экипажа электрифицированных горных и транспортных машин и установок, имеющий квалификационную группу по ЕПБ и ПБ; ремонтный — электротехнический персонал, выполняющий только ремонтные работы.

Работу в электроустановках производят по письменному наряду, устному распоряжению и в порядке текущей эксплуатации, как правило, со снятием напряжения (по наряду допускается выполнение специальных работ без снятия напряжения). В наряде — письменном задании на бланке установленной формы на безопасное производство работ в электроустановке указываются место, время начала и окончания работы, меры безопасности, состав бригады и лица, ответственные за безопасность работ.

По наряду выполняют работы со снятием напряжения по монтажу, наладке, испытаниям, ремонту, ревизии и демонтажу в рудничных электроустановках напряжением до 1140 В и выше, кроме работ, выполняемых в электроустановках напряжением до 1140 В в порядке текущей эксплуатации, а также возможность выполнения которых исключается при снятии напряжения (фазировка кабельных линий, трансформаторов, на-

стройка максимальной токовой защиты, аппаратуры управления, автоматики).

По наряду выполняют работы на ЛЭП напряжением выше 1000 В, на ВЛ при подъеме на опору выше 2 м, а также работы, связанные с подъемом на КТП, ПП и другие электроустановки. Работы по наряду должны производиться не менее чем двумя лицами. По устному распоряжению с оформлением в оперативном журнале выполняются работы внеплановые, длительностью не более одной смены по ремонту электрооборудования до 1140 В со снятием напряжения, а также связанные с ликвидацией или локализацией аварий. К таким работам с частичным снятием напряжения на карьерах можно отнести мелкий ремонт ПП, подключение и отключение кабелей в ПП, зачистку контактов контакторов в КТП и замену предохранителей, наладку электроприводов и т. д. При этом с полным снятием напряжения осуществляют присоединение и отсоединение питающего кабеля, замену изоляторов в вводных коробках и т. п.

Работы по распоряжению должны производиться, как правило, не менее чем двумя лицами. Когда гарантируется безопасность, то по усмотрению отдающего распоряжение допускается единоличное выполнение работы. Работы в порядке текущей эксплуатации выполняются в электроустановках напряжением до 1140 В с соблюдением мер безопасности согласно установленному ПБ перечню. За исключением отдельных случаев они не требуют регистрации в оперативном журнале и могут выполняться единолично.

Право выдачи нарядов и отдачи распоряжений предоставляется лицам электротехнического персонала, уполномоченным на это приказом по предприятию. Они должны иметь квалификационную группу V, в электроустановках напряжением до 1140 В — не ниже IV.

Работы по обслуживанию и ремонту рудничного электрооборудования, не требующие разборки или снятия защитных элементов с взрывозащитных камер, могут производиться одним лицом при соблюдении одного из условий:

ремонтируемое электрооборудование должно быть отключено со стороны питания двумя последовательными разрывами цепи. Один разрыв допускается в том случае, если электрооборудование имеет блокировочный разъединитель в обособленном взрывонепроницаемом отделении (пускатели серии ПВИ, автоматические выключатели, передвижные подстанции и т. п.);

при отключении одним разрывом цепи необходимо иметь замок на блокировочном устройстве или равноценное приспособление, если позволяет их конструкция. Ключи от замков должны находиться у производителя работ. Замки могут не

устанавливаться при расположении аппарата в пределах видимости с рабочего места либо при наличии у аппарата дежурного на время производства работ;

кабель должен быть отсоединен от источника питания с предварительным снятием с него напряжения и заземлен с помощью переносных заземлений.

Об отключении электрооборудования для производства ремонтных работ должен быть поставлен в известность дежурный персонал, а при его отсутствии — горный диспетчер.

Перед вскрытием взрывозащищенных оболочек необходимо проверить состояние проветривания и отсутствие скоплений вредных газов, осмотреть состояние кровли и крепления выработки в месте установки электрооборудования. В случае необходимости установить дополнительную крепь; очистить наружные поверхности от угольной пыли и грязи, чтобы исключить попадание загрязнения во внутренние полости во время ремонта; организовать освещение рабочего места, ремонтируемого объекта, шкал приборов стационарными или переносными шахтными светильниками; принять меры против попадания воды на электрооборудование, особенно во внутренние его полости; проверить соответствие электрической схемы электроснабжения и исправность индивидуальных и технических средств защиты (диэлектрические перчатки, индикаторы напряжения, реле утечки, блокировочные и заземляющие устройства, газовая защита и др.). В случае обеспечения безопасных условий труда обозначить предупредительными плакатами силовые и осветительные кабели, не связанные с электроустановкой, на которой ведутся работы, но находящиеся под напряжением вблизи от этой электроустановки или в пределах доступности.

При необходимости можно снять напряжение с ремонтируемой электроустановки. Проверив снятие напряжения по положению рукоятки коммутационного аппарата, снять крышку с оболочки электрооборудования и проверить указателем отсутствие напряжения на токоведущих частях. В течение всего времени производства ремонтных работ необходимо принимать меры предосторожности от случайной подачи напряжения.

новленные руководством службы ВТБ шахты для данного места установки электрооборудования. Если концентрация метана превышает допустимые нормы, то все работы на электроустановках должны быть прекращены, крышки электрооборудования закрыты, а испытываемые схемы отключены от сети. О загазованности и принятых мерах должно быть сообщено горному диспетчеру. Возобновление работ допускается только после снижения концентрации метана до допустимых норм и с разрешения горного диспетчера по представлению ответственного лица участка ВТБ. Перед подачей напряжения на электрооборудование после выполнения ремонтных работ должны быть выполнены следующие мероприятия: восстановлено взрывозащищенное состояние оболочек электрооборудования; снято временное заземление; проверено заземление электрооборудования; измерено сопротивление изоляции, сняты временные ограждения и предупредительные плакаты; проверено состояние защиты от токов КЗ и токов утечки на землю, аппаратуры контроля рудничной атмосферы и т. д. Вентиляционный надзор проверяет режим проветривания, концентрацию метана в месте установки электрооборудования и на расстоянии не менее 20 м от этого места во всех прилегающих выработках. Если концентрация метана не превышает допустимые значения, то на отремонтированное электрооборудование подается напряжение.

Работы по ремонту и перестройке действующих стационарных и передвижных внутрикарьерных воздушных ЛЭП, а также монтаж и подключение новых линий к источнику питания производят по наряду. Все работы на кабельной линии в карьере выполняют только после ее отсоединения в ПП и наложения переносного заземления. Испытание гибких кабелей 6—10 кВ повышенным напряжением выполняют специалисты, один из которых должен иметь квалификационную группу не ниже IV. Испытание кабеля напряжением до 1000 В допускается одним лицом с квалификационной группой III.

Наладку электроприводов горных машин, обнаружение и устранение неисправностей в силовых цепях и цепях управления, а также наладку релейной защиты осуществляют по устному распоряжению или в порядке текущей эксплуатации с записью в оперативном журнале не менее чем два лица, один из которых должно иметь квалификационную группу не ниже IV, остальные — не ниже III.

работать только при наличии защиты от атмосферных перенапряжений.

Электротехнический персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть обеспечен соответствующими защитными средствами (указатели напряжения, диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками, переносные заземления, которые периодически следует испытывать и перед каждым использованием проверять). Ответственность за своевременное испытание защитных средств несет энергетик шахты (участка). На каждом предприятии должен быть неснижаемый запас защитных средств в соответствии с требованиями ПТЭ и ПТБ электроустановок потребителей.

Более детальные требования по обеспечению безопасных условий труда при выполнении конкретных операций ТО и ТР указываются в технологических картах по ТО и ТР, содержащихся в инструкциях по ТО оборудования и в инструкциях-памятках по безопасному обслуживанию конкретных видов оборудования.

Контрольные вопросы

- 7.1. Какие существуют формы организации управления эксплуатацией электроустановок горных предприятий?
- 7.2. В чем основные задачи электротехнической службы шахты, рудника и карьера?
- 7.3. В чем заключается организация работы руководителя энергетической службы предприятия?
- 7.4. Какие известны системы технического обслуживания и технического ремонта электрооборудования?
- 7.5. Какие работы выполняются по системе ППР?
- 7.6. Каков порядок выполнения ТО и ТР на шахте и карьере?
- 7.7. Какие предъявляются требования к электротехническому персоналу, обслуживающему ТО и ТР электроустановок на подземных и открытых горных работах?
- 7.8. Как обеспечиваются безопасные условия труда электротехнического персонала, занятого ТО и ТР электроустановок?

Темы рефератов

1. Организация управления эксплуатацией электроустановок горных предприятий.
2. Системы технического обслуживания и ремонта электроустановок и электрооборудования шахт и рудников.
3. Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда при производстве ТО и ТР.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

8. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ КОМПЛЕКСА ПОВЕРХНОСТИ

8.1. Требования к системам электроснабжения, принципы их построения и проектирования

Особенности электроснабжения комплекса поверхности

Под системой электроснабжения понимают совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией. Система электроснабжения органически связана с системой промышленного производства шахты и подчинена целям и задачам по выпуску продукции. Часть устройств системы электроснабжения шахты, сооружаемых на поверхности, образуют совокупность элементов, которую необходимо рассматривать как отдельную подсистему. Особенности этой части СЭС определяются значительным удельным весом ЭП категории I по надежности электроснабжения (см. 1.4), и наличием в их составе особой группы ЭП — двигателей систем маслосмазки трубокомпрессоров и холодильных машин, — перерывы в электроснабжении которых вообще недопустимы.

Специфические условия электроснабжения создаются также подъемными установками с тиристорным приводом, режим работы которых носит резкопеременный характер. Кроме того, на работе других ЭП и электросетевого оборудования отрицательно сказываются высшие гармоники, источником которых являются тиристорные преобразователи.

Исключительную опасность (особенно для шахт, опасных по газу или пыли, и сверхкатегорных) представляют аварийные режимы в электроустановках (короткие замыкания, замыкания на землю, атмосферные перенапряжения и т. п.). Если при этом подземные и поверхностные сети электрически связаны между собой, то замыкания на землю и атмосферные перенапряжения, возникающие в электроустановках на поверхности шахты, могут приводить к повреждению изоляции подземных электрических сетей и их отключению. В этих случаях не только повышается опасность пожара и взрыва, но и снижается надежность электроснабжения.

Неблагоприятны также условия, связанные с размещением и сооружением устройств электроснабжения на промплощадке шахты из-за близости источников пылеобразования (по-

родные отвалы, угольные склады, погрузочные пункты), коррозионной активности грунтов в местах возможной прокладки кабелей, взрыво- и пожароопасности многих производственных сооружений (надшахтные здания, вентиляционные каналы, погрузочные, аккумулирующие, дозирочные бункера для углей и т. п.). Эти и ряд других факторов характерны для любой шахты, поэтому обычно близки требования, предъявляемые к системам электроснабжения этого уровня.

Требования к системам электроснабжения ЭП поверхности шахты и принципы их построения

Основные требования к этим системам — экономичность, надежность, качество электроэнергии, безопасность СЭС.

В отношении экономических требований СЭС в течение всего периода развития шахты (от ввода в эксплуатацию до выхода на проектную мощность и на период дальнейшего, не менее 15 лет развития) должна обеспечивать возможность подключения новых производственных объектов и покрытие естественного прироста электрических нагрузок при минимальных трудовых затратах на ее расширение и реконструкцию. Решением, направленным на повышение экономичности СЭС, является приближение источников питания к электроустановкам потребителей за счет внедрения глубоких вводов и децентрализации подстанций, а также совместное питание силовых и осветительных установок в сетях с глухозаземленной нейтралью.

При проектировании горного предприятия следует предусматривать повышение степени надежности питания в направлении от ЭП к источникам электроэнергии. Надежность ЭП категории I и, как правило, категории II должна быть обеспечена независимо от их мощности и места подключения в системе электроснабжения. ЭП категории I должны иметь резервное питание. С этой целью к установке принимается не менее двух трансформаторов на ГПП шахты и сооружение взаиморезервирующих линий для питания котельных, насосов отопления, водоснабжения, противопожарных насосов, главных вентиляционных и дегазационных установок шахт. Резервирование должно быть выполнено с минимальными затратами средств и оборудования. С этой целью предусматривают: полное использование перегрузочной способности трансформаторов, кабелей и другого электрооборудования в послеаварийных режимах; 2) установку, где это выгодно, резервных технологических агрегатов (насосы, компрессоры, вентиляторы и т. п.) с отдельным питанием электроэнергией; 3) внедрение автоматической или ручной разгрузки при аварии от неответственных потребителей, с выделением питания нагрузок категории III для возможности их отключения по аварийному графику.

Необходимого качества ЭЭ в СЭС, кроме поддержания заданного уровня напряжения, добиваются исключением либо сведением к минимуму влияния несимметричных, нелинейных и ударных нагрузок на работу других ЭП и связанных с ними технологических установок и процессов. Для этого у всех ЭП в нормальном и послеаварийном режимах требуется поддерживать показатели качества электроэнергии (ПКЭ) в соответствии с требованиями ГОСТ 13109—87 «Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения». Мероприятия по нормализации ПКЭ следует разрабатывать комплексно, исходя из оптимального построения СЭС в целом с учетом ущерба в электрической части и технологической подсистеме промышленного производства.

Для безопасного применения ЭЭ на угольных шахтах необходимо соблюдать ряд требований.

Во-первых, электроустановки, сооружаемые на поверхности шахты, не должны быть электрически связаны с подземными электрическими сетями. Поэтому в проектах электроснабжения новых и реконструируемых шахт должно быть предусмотрено обособленное от электрических сетей поверхности питание подземных электроустановок.

Во-вторых, распределительные силовые и осветительные сети на напряжение до 1000 В должны быть выполнены с глухозаземленной нейтралью, а для питающих и распределительных сетей напряжением 6—10 кВ применен режим работы с изолированной нейтралью.

Выполнение этих требований позволит решить вопросы электро-, взрыво- и пожаробезопасности устройств электроснабжения наиболее экономичным способом.

Принципы проектирования СЭС

Опыт проектирования и эксплуатации СЭС показывает, что учет приведенных выше требований обуславливает создание на шахтах систем электроснабжения со сложной многоуровневой (иерархической) структурой. На рис. 8.1 в упрощенном виде представлена характерная для всех угольных шахт структурная схема СЭС.

На верхнем уровне (I) СЭС рассматривается как сложная система из взаимосвязанных и взаимодействующих элементов (источников питания ИП, питающих электрических сетей ПЭС, распределительных электрических сетей, предприятия РЭС). Каждый из названных элементов — довольно сложный объект, который следует рассматривать (на уровне II) как системы. Например, объект ПЭС состоит из линий электропередачи (ЛЭП) и главных понизительных подстанций (ГПП); объект РЭС — из поверхностных (РЭС_{пов}) и подземных РЭС_{пдз}) элек-

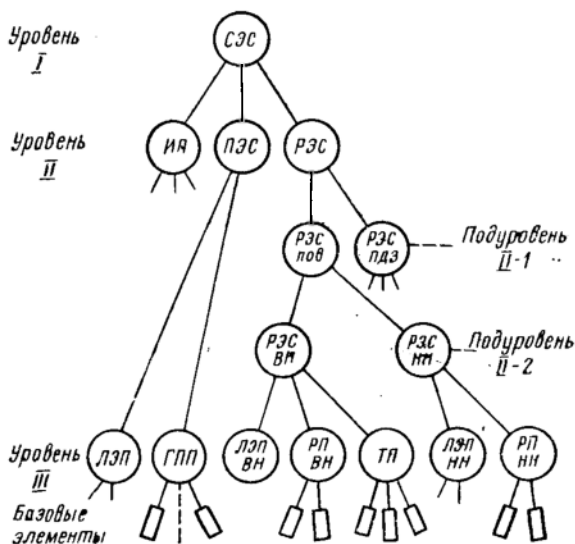


Рис. 8.1. Иерархические уровни описания СЭС

трических сетей, принадлежащих в иерархии СЭС подуровню II-1 РЭС.

В свою очередь, поверхностные (аналогично подземные) электрические сети состоят из сети высокого напряжения (более 1000 В) — РЭС_{вн} и сети низкого (менее 1000 В) — РЭС_{нп} напряжения, которые образуют второй иерархический подуровень РЭС. Таким образом, РЭС и РЭС_{пов}, будучи элементами на одном уровне (подуровне) рассмотрения, одновременно выступают системами по отношению к более низкому уровню (подуровню) представления СЭС. Объекты, обладающие такими свойствами, принято называть подсистемами.

Выделение элементов каждого иерархического уровня производится обычно по функциональному признаку (передача, преобразование, распределение и т. д.) и продолжается до получения на некотором базовом уровне описаний элементов, которые, с точки зрения достижения поставленной цели, более не конкретизируются. Эти элементы называются базовыми.

При создании систем электроснабжения для потребителей комплекса поверхности базовыми элементами будут распределительные трансформаторные подстанции (ТП), высоковольтные линии (ЛЭП_{вн}), высоковольтные распределительные пункты различного назначения (РП_{вн}) и соответствующие названным элементам аналоги в низковольтных электрических сетях: ЛЭП_{нп} и РП_{нп}. При разработке проекта ТП — комплектные

высоковольтные и низковольтные устройства, силовые трансформаторы, шинные токопроводы.

Результаты дальнейшей декомпозиции описаний выделенных уровней СЭС по функциональному признаку представлены на рис. 8.2. Наличие на схеме СЭС ГПП говорит о выполнении экономического требования, предъявляемого к СЭС, — необходимости приближения высшего напряжения к узлам потребления электроэнергии (ЭЭ). Установка многообмоточных трансформаторов типа ТДТНШ или ТРДН и сооружение двух распределительных устройств свидетельствует о раздельном (обособленном) питании электроустановок на поверхности и подземных — условии, необходимом для безопасного использования электроэнергии на угольных шахтах. В рассматриваемой структуре СЭС также выполняются требования к бесперебойности электроснабжения соответствующих категорий ЭП, обеспечиваемое дублированием элементов в целях резервирования;

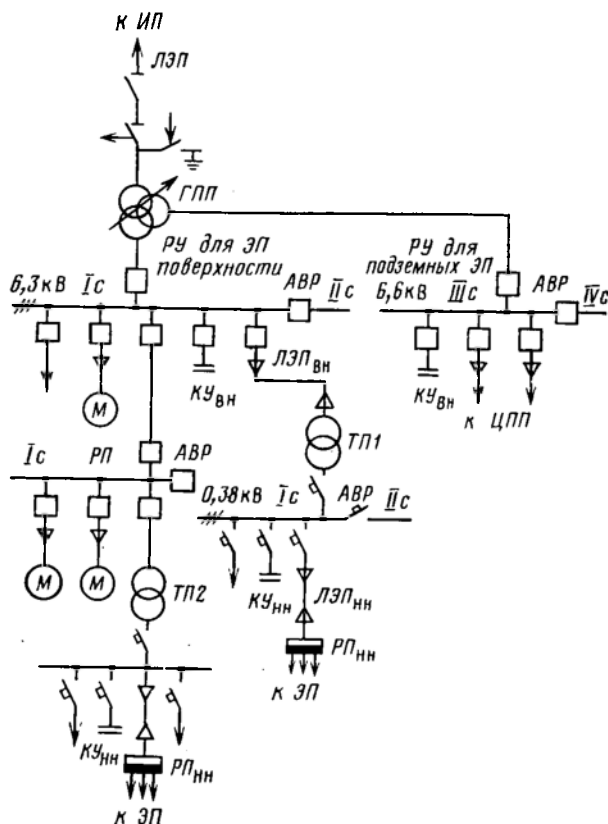


Рис. 8.2. Упрощенная схема системы электроснабжения поверхности шахты

установка двух трансформаторов на ГПП (на рис. 8.2 для упрощения показана одна цепь); установка резервных технологических агрегатов (см. схему подключения ЭП к шинам РП-6); оснащение распределительных устройств и пунктов устройствами АВР. Прогрессивным решением является также выполнение у трансформаторов типа ТДТНШ вторичных обмоток на разное номинальное напряжение — 6,3 и 6,6 кВ, что способствует централизованному регулированию напряжения и поддержанию в требуемых ГОСТ 13109—87 пределах одного из основных показателей качества ЭЭ — отклонений напряжения.

Кроме выделения описания элементов СЭС по функциональным признакам в целях определения ее структуры существует конструкторский и технологический аспекты проектирования СЭС. Конструкторский аспект подразделения СЭС позволяет в рамках найденной структуры СЭС, отображаемой в принципиальной схеме, осуществлять переход от функциональных узлов к конкретным комплектным конструкциям и установкам с учетом условий эксплуатации, работы и применения (см. подразд. 1.2). Технологический аспект связан с представлением СЭС в виде монтажно-технологических единиц, обеспечивающих оптимальную технологию монтажа элементов, транспортировки, сборки и т. п. Более подробно эти аспекты изложены в литературе [4].

Принципы представления СЭС в виде иерархических уровней и декомпозиции описаний каждого уровня на составные части (блоки и элементы) являются основой блочно-иерархического подхода в проектировании, который применим к любому из названных аспектов. Дополнительно приходится учитывать итерационный характер процесса проектирования (принцип итераций) и необходимость типизации и унификации проектных решений (принципы типизации и унификации), обеспечивающие снижение сроков разработки проектов и стоимости СЭС.

Использование этих принципов обусловлено ограниченностью человеческого восприятия и несовершенством средств проектирования при оперировании описаниями сложных систем. Сложность списаний должна соответствовать как возможности их восприятия и оценки проектировщиком, так и возможностями их преобразования с помощью имеющихся средств проектирования.

Если структура СЭС определена, то ее S -й блок или подсистему (например ЛЭП, РП, ТП) можно представить в виде модели (рис. 8.3).

Выходные параметры $\vec{Y}$ блока (подсистемы), отражающие стоимость, надежность, качество электроэнергии и безопасные свойства, зависят от внутренних параметров $\vec{X}$ элементов этого блока (сечений проводников и жил кабелей, мощности транс-

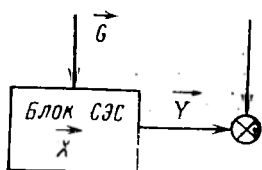


Рис. 8.3. Модель объекта проектирования

форматоров, преобразовательных агрегатов и т. п.) и внешних по отношению к блоку факторов (климатических, механических и режимных, см. подразд. 1.1, 1.2), оказывающих воздействие на его функционирование. К выходным параметрам блока СЭС, как и к внутренним, предъявляются определенные технические требования (ТТ), часть которых содержится в технических условиях (ТУ) на проектирование. Соотношения между выходными параметрами и техническими требованиями называют условиями работоспособности. Для удобства рассмотрения их можно представить в единой форме:

$$Y_i \leq TT_i, \quad i = 1, 2, \dots \quad (8.1)$$

К примеру, на уровне СЭС в целом формируется требование, чтобы реактивная мощность Q_m ЭП шахты в период максимальной нагрузки энергосистемы не превышала реактивную мощность $Q_{эл}$, передаваемую предприятию по сетям энергосистемы (это требование содержится в ТУ на подключение угольной шахты как потребителя электроэнергии). Нарушение соотношения $Q_m \leq Q_{эл}$ влечет увеличение платы за превышение $Q_{эл}$.

Другой пример применительно к отдельному блоку СЭС. Пусть, для j -го узла нагрузки (ТП, РП и т. п.) задан уровень надежности в виде вероятности перерыва электроснабжения $q_{нj}$. Тогда нарушение условия $q_j \leq q_{нj}$ говорит о несоответствии фактического уровня надежности поставленному требованию. Таким образом, условия работоспособности позволяют судить о правильности функционирования и степени соответствия любого из рассматриваемых блоков или СЭС в целом целевому назначению.

На практике разработка блока (подсистемы) СЭС на любом иерархическом уровне начинается обычно с синтеза структуры. Если среди вариантов структуры ищется не любой приемлемый, а наилучший в некотором смысле, такую задачу синтеза называют структурной оптимизацией. Затем составляют модель объекта — физическую, математическую или экономико-математическую — и устанавливают исходные значения внутренних параметров модели. После этого методами анализа решают уравнения модели, определяют значения выходных параметров и проверяют выполнение условий работоспособности. Если условия работоспособности не выполняются, то по определенной стратегии вначале изменяют значения внутренних параметров,

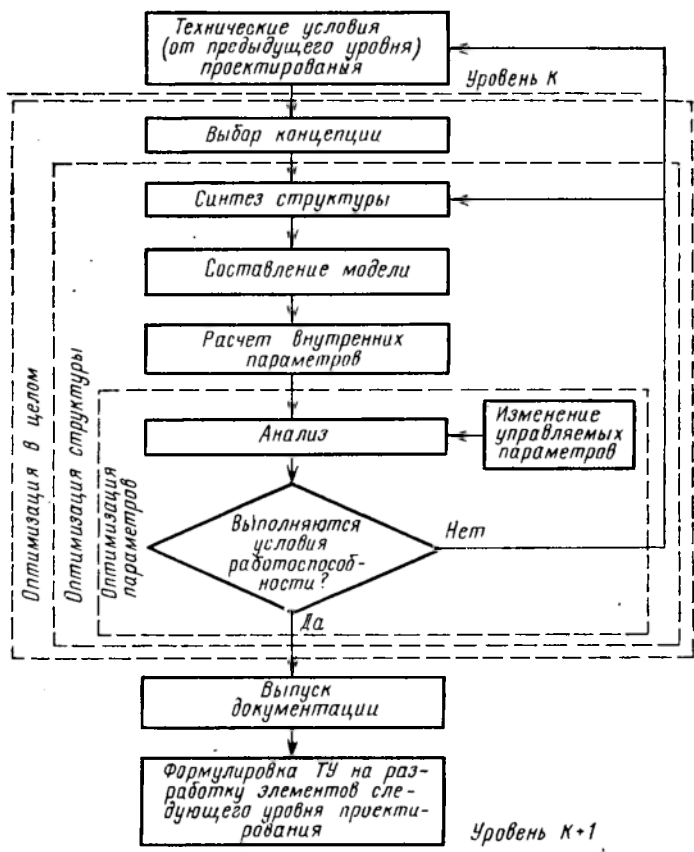


Рис. 8.4. Схема процесса проектирования при блочно-иерархическом подходе

вновь выполняют анализ и цикл последующих расчетов (рис. 8.4). Таким образом, параметрическая оптимизация некоторого блока СЭС состоит в циклическом выполнении анализа вариантов, проверки условий работоспособности и целенаправленном изменении значений внутренних параметров.

Может сказаться, что ни при одном сочетании управляемых параметров условия работоспособности не выполняются. Тогда генерируется новый вариант структуры. Если перебор многих вариантов структуры не приводит к успеху, то ставят вопрос о необходимости выбора нового принципа (концепции) построения блока СЭС или даже корректировки технических условий на его разработку, т. е. происходит возврат к предыдущему (K -му) иерархическому уровню проектирования. Таким образом, в связи с итерационным характером процесса проектиро-

вания процедуры, предусмотренные рассматриваемой схемой, могут повторяться многократно. Обычно на первых итерациях подсистемы СЭС анализируют менее тщательно, т. е. выполняют только типовые задачи анализа и принимают типовые решения. На последних итерациях становятся оправданными нетиповые расчеты и могут быть приняты нестандартные, не унифицированные технические решения.

В конечном счете благодаря принципу итераций удастся завершить разработку технической системы любой степени сложности.

8.2. Распределение электроэнергии на поверхности шахт

Схемы электрических сетей для распределения ЭЭ на площадке шахты зависят от производственного назначения, мощности, расположения и типов электроприводов основных машин и механизмов; размещения ГПП относительно отдельных групп ЭП, перспектив развития шахты и других факторов. Конкретные их реализации весьма разнообразны, но все они должны отвечать общим требованиям (см. подразд. 8.1).

Сети напряжением до 1000 В ($P_{ЭСнн}$) выполняют радиальными, магистральными или смешанными.

Распределительные трансформаторные подстанции на поверхности шахты питаются по радиальным линиям, либо по схемам с одиночной или двойной магистралью. В этом случае трансформаторы, питающие и резервирующие одни и те же потребители, присоединяются к разным секциям шин РУ (РП) или разным магистралям.

Радиальные схемы обычно применяют для питания ЭП, размещенных в различных направлениях от источника питания, магистральные — для питания удаленных объектов, территориально расположенных в одном направлении (шурфы, отвалы породы, очистные сооружения и т. п.).

Мощные ЭП напряжением выше 1000 В питаются по одно- или двухступенчатым радиальным схемам. Двухступенчатые схемы обычно применяют при числе присоединений более восьми.

Подъемные установки получают питание обычно непосредственно от ГПП. Резервирование питания клетевых подъемных машин, предназначенных для перевозки людей, осуществляется от разных секций РУ ГПП двумя линиями. Подъемные установки для транспортирования грузов (угля, породы, материалов) получают питание по двум или одной линии, с резервированием перемычками. На многих подъемных установках вводные выключатели не устанавливаются, а управление осуществляется реверсорами или выключателями, установленными на ГПП. Иногда для удобства эксплуатации в здании подъем-

ных машин сооружают упрощенное РУ (РП_{вн}), комплектуемое простейшими высоковольтными КРУ с выключателями или без них. Эти решения приемлемы как для подъемных машин небольшой мощности (с асинхронным приводом до 1000 кВт), так и современных установок с приводом по системе ТП-Д мощностью до 5000 кВт. В последнем случае к секциям шин упрощенного РУ подключают также фильтрокомпенсирующие устройства.

Вентиляторы главного проветривания по требованиям ПБ имеют технологический резерв. При расположении на одной промплощадке с ГПП каждая вентиляторная установка получает питание по радиальной кабельной линии от ГПП по схеме блока «линия — двигатель». При значительном удалении от источника питания (ГПП, РП и др.), а также для питания вентиляторных установок с двухдвигательными и регулируемыми приводами рекомендуется в здании вентиляторной соорудить собственное РУ 6—10 кВ с подключением его к взаиморезервируемым секциям шин РУ 6—10 кВ ГПП.

Резервное питание главных вентиляторных установок на шахтах первой категории и не опасных по газу допускается выполнять от РП смежных установок, если такой РП питается по двум линиям от разных секций шин ГПП. Не допускается присоединение каких-либо ответвлений или перемычек к ЛЭП 6—10 кВ, питающих главные вентиляторные установки шахт II, III категории и сверхкатегорных, вспомогательные вентиляторные установки шахт третьей категории и сверхкатегорных.

Компрессорная станция и станция холодильных машин иногда блокируются и располагаются в одном производственном здании. В этом случае из-за значительного числа двигателей напряжением выше 1000 В и двигателей собственных нужд напряжением 0,38 кВ наиболее приемлема схема с РУ 6 кВ и КТП 6/0,4 кВ. Если станции располагаются в блоке с ГПП или другой подстанцией, то необходимость в сооружении РУ отпадает. Источником питания для ЭП на напряжение 6 и 0,38 кВ в этом случае служит сблокированная подстанция.

Часть ЭП на поверхности шахты располагается вне основной промплощадки. Электроснабжение этих потребителей и принципы построения схем распределения электроэнергии практически не отличаются от рассмотренных выше.

8.3. Подстанции и распределительные устройства

Трансформаторные подстанции представляют собой электроустановки для преобразования напряжения сетей в целях экономичного распределения ЭЭ между потребителями (электроприемниками) либо дальнейшей ее передачи. Они состоят из

следующих базовых элементов: одного или нескольких трансформаторов, РУ высшего напряжения, РУ пониженных [нижнего и (или) среднего] напряжений и вспомогательных устройств. На подстанции могут быть установлены реакторы, компенсирующие (КУ) и фильтрокомпенсирующие (ФКУ) устройства.

Главную схему подстанций выбирают после проработки схемы СЭС в целом (см. рис. 8.1). Окончательно принятая схема подстанции должна обеспечивать:

- 1) надежное электроснабжение присоединенных к подстанции потребителей в нормальном и послеаварийном режимах в соответствии с их категориями;
- 2) надежный транзит мощности через РУ_{вн} ГПП;
- 3) экономически целесообразное значение КЗ на стороне низшего и среднего напряжения;
- 4) возможность поэтапного расширения подстанции;
- 5) возможность автоматизации в экономически целесообразном объеме.

Трансформаторы на ГПП устанавливают, как правило, не более двух. Мощность каждого трансформатора выбирают 0,65—0,75 суммарной максимальной нагрузки подстанции на период освоения шахтой проектной мощности. В случае повреждения одного трансформатора второй должен с допустимой перегрузкой обеспечивать нормальное электроснабжение потребителей. При росте нагрузок мощности двухтрансформаторных подстанций увеличивают, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. Пропускная способность аппаратуры и проводников в главных цепях трансформаторов не должна ограничивать такую возможность. При высшем напряжении 110 кВ на ГПП обычно устанавливают специальные трехобмоточные трансформаторы ТДТНШ с напряжением вторичных обмоток 6,3 и 6,6 кВ. Трансформаторы ТДТНШ предназначены для СЭС шахт с обособленным питанием подземных ЭП и обеспечивают повышение безопасности и надежности применения электроэнергии.

Схемы распределения устройств высшего напряжения РУ_{вн} определяются положением подстанции в сети (проходная, на ответвлениях, конечная), напряжением и числом присоединений. Нормы технологического проектирования подстанций ориентируются на обязательное применение типовых схем. К примеру, для РУ высшего напряжения 35—220 кВ ГПП угольных шахт рекомендуется применять преимущественно упрощенные (блочные и мостиковые) схемы, т. е. схемы без сборных шин, и, как правило, выключателей на стороне высшего напряжения.

Блочную схему рекомендуется применять для конечных (тупиковых) подстанций напряжением до 330 кВ или ответвительных подстанций, присоединяемых к одной или двум линиям до

220 кВ включительно. Ремонтная перемычка из разъединителей обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной линии при ремонте второй.

Распределительные устройства высшего напряжения проходных (транзитных) подстанций 35—220 кВ на линиях с двусторонним питанием рекомендуется выполнять по схеме мостика с выключателем в перемычке и ремонтной перемычкой из двух нормально отключенных разъединителей (ремонтная перемычка при напряжении 35 кВ может не устанавливаться). При такой схеме в случае повреждения одной из линий отключению подлежит поврежденный участок вместе с трансформатором. Работа трансформатора может быть быстро восстановлена после отключения разъединителя поврежденной линии и повторного включения выключателя. В случае повреждения трансформатора и отключения соответствующего участка линии поврежденный трансформатор должен быть отсоединен, а линия включена вновь.

При тяжелых климатических условиях, когда установка отделителей и короткозамыкателей недопустима, типовые унифицированные схемы РУ_{вн} ГПП несколько видоизменяются — вместо отделителей устанавливаются выключатели. Такие схемы применяют при напряжении 110 и 220 кВ.

Схемы распределительных устройств среднего напряжения. Для ГПП угольных шахт в качестве среднего напряжения применяют напряжение 35 кВ. Этого обычно достаточно, чтобы комплексно решить задачу электроснабжения близлежащих потребителей (сельское хозяйство, насосные общего назначения и т. п.).

Для РУ напряжением 35 кВ таких подстанций при числе присоединений до двенадцати включительно рекомендуется применять одиночную секционированную систему шин. При большем числе присоединений допускается схема с двумя системами сборных шин.

Схемы распределительных устройств низшего напряжения РУ_{ни} строят с учетом обособления питания подземных ЭП и ограничения влияния мощных тиристорных приводов подъемных установок на другие ЭП. Как и схемы РУ_{вн}, схемы РУ_{ни} унифицированы. Подразделяются они по числу одиночных секционированных шин на три типа:

1) схема РУ 6—10 кВ с одиночной секционированной выключателем системой шин (рис. 8.5, здесь и далее разъединители для упрощения не показаны) применяется при двух трансформаторах, присоединенных каждый к своей секции шин. Для ограничения тока КЗ секционный выключатель при нормальной работе должен быть разомкнут. При необходимости дальнейшего ограничения тока КЗ применяют токоограничивающие реакторы;

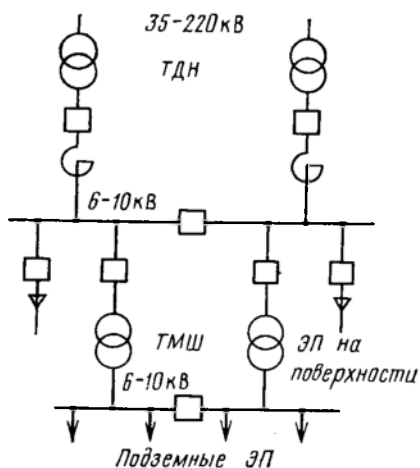


Рис. 8.5. Схема РУ 6—10 кВ с одиночной системой сборных шин, секционированной выключателем

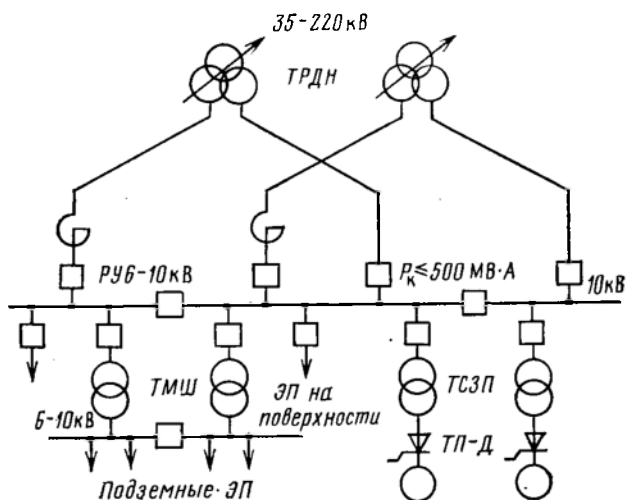


Рис. 8.6. Схема РУ 6—10 кВ с двумя одиночными секционированными системами сборных шин

2) схема РУ 6—10 кВ с двумя одиночными системами сборных шин, секционированных выключателями (рис. 8.6), обеспечивает обособленное питание подземных ЭП с помощью разделительных трансформаторов типа ТМШ и выделение ЭП с нелинейными ударными нагрузками на отдельные секции шин. Такая схема реализуется с помощью трансформаторов с расщепленными обмотками либо сдвоенных реакторов и двухобмоточных трансформаторов;

3) схема РУ 6—10 кВ с тремя или четырьмя одиночными системами шин, секционированных выключателями, может быть создана с помощью двух трансформаторов с расщепленными

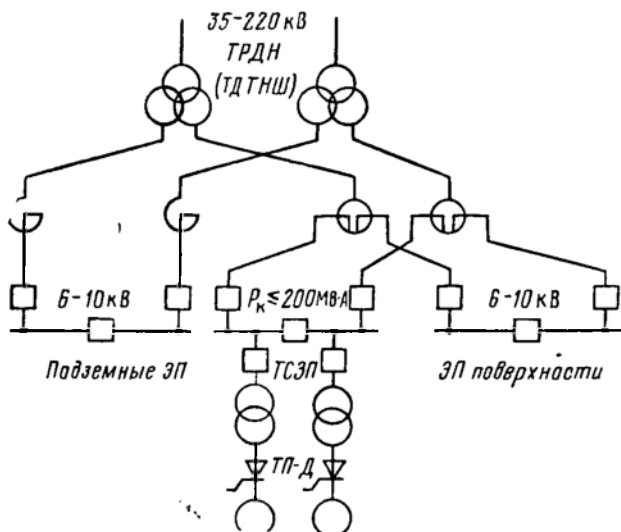


Рис. 8.7. Схема РУ 6—10 кВ с тремя одиночными секционированными системами сборных шин

обмотками и сдвоенных реакторов (рис. 8.7). Достоинство этой схемы РУ состоит в том, что для обособленного питания подземных ЭП не требуются специальные разделительные трансформаторы типа ТМШ и уменьшено отрицательное влияние нелинейных нагрузок на другие ЭП.

Для центральных распределительных пунктов (ЦРП) и распределительных пунктов стационарных установок (подъемные, вентиляторные, компрессорные станции) обычно применяют единичную систему сборных шин, секционированную выключателем.

Помимо РУ ГПП, ЦРП и РП на угольных шахтах применяют одно- или двухтрансформаторные распределительные комплекты (КТП) и стационарные (ТП) подстанции. Распределительные устройства на первичном напряжении для этих подстанций обычно не устраивают. При радиальном питании кабельными линиями по схеме блок «линия — трансформатор» используют глухое присоединение трансформаторов. При магистральном питании КТП (ТП) установка отключающего аппарата перед трансформатором обязательна, если не обеспечивается полное взаиморезервирование установленных на подстанции трансформаторов. Мощность трансформаторов КТП и ТП следует принимать из расчета их загрузки в нормальном режиме до 80%. При питании от них потребителей категории I и II по надежности электроснабжения допускается загрузка трансформаторов на 65—70%. При этом 100%-ный резерв мощ-

ности необходимо предусматривать только для потребителей категории I. Промышленностью изготавливаются КТП с трансформаторами мощностью от 25 до 1600 кВ·А. Распределительные устройства высокого напряжения КТП представляют собой шкафы ввода высшего напряжения.

Распределительные устройства низкого напряжения (до 1000 В) комплектуют из шкафов различного назначения: вводных, секционных, отходящих линий.

Схемы главных цепей и типы автоматических выключателей, которыми комплектуются шкафы низкого напряжения, зависят от мощности трансформатора и завода-изготовителя КТП.

Размещение подстанций и конструкции распределительных устройств теснейшим образом связаны с мощностью и расположением ЭП на промплощадке шахты, климатическими факторами, с характером среды производственных помещений, где они сооружаются. Учитываются также насыщенность производственных помещений технологическим оборудованием, архитектурно-строительные условия, пожаро-, взрыво- и электробезопасность.

Трансформаторные подстанции стремятся устанавливать в центрах электрических нагрузок, а распределительные пункты — так, чтобы не было обратных потоков энергии. Типовыми проектами для ГПП 35—220 кВ угольных шахт предусматривается сооружение открытых распределительных устройств высокого напряжения ОРУ и наружная установка трансформаторов. При этом, чтобы исключить воздействие пыли на изоляцию электрооборудования и ошиновки, должны соблюдаться следующие минимальные расстояния от ОРУ 35—220 кВ и трансформаторов до источников загрязнения:

а) до породного отвала — не менее 100 м;

б) до диффузоров всасывающих вентиляторов, открытых угольных складов и погрузочных пунктов для угля — не менее 50 м.

Изоляцию электрооборудования и ошиновки выбирают как для районов с IV степенью загрязнений атмосферы. Если при таком усилении изоляции ОРУ надежность работы подстанции неудовлетворительна, то сооружают подстанции закрытого типа. При этом для уменьшения объемов строительной части подстанций рекомендуется принимать к установке в РУ 35—220 кВ аппаратуру с элегазовым заполнением и применять сухие кабели с полиэтиленовой изоляцией на напряжение 35—220 кВ. Закрытые подстанции рекомендуется сооружать также в районах Воркуты, Норильска и Инты. Удорожание закрытых подстанций в известной степени компенсируется за счет повышения надежности (благодаря лучшим условиям работы изоляции и механической части приводов отделителей, короткозамыкателей и разъединителей), сокращения эксплуатационных расходов на

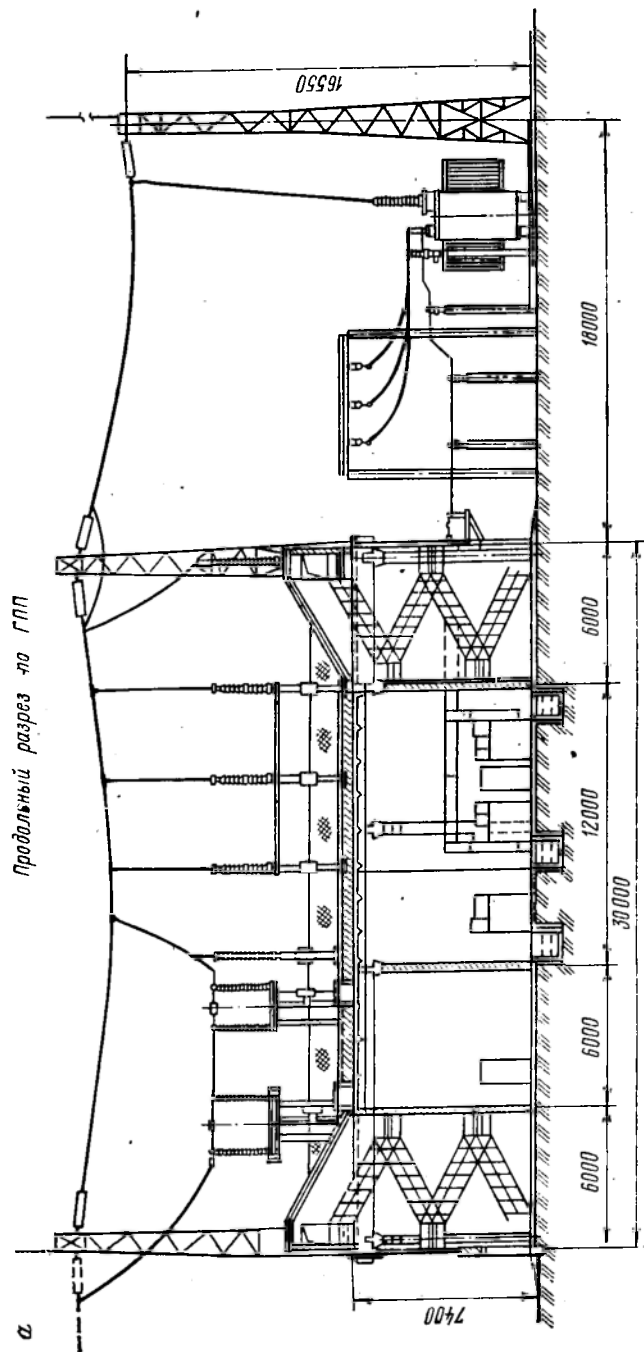


Рис. 8.8. Подстанция 150/35/6 шахты им. Героев космоса

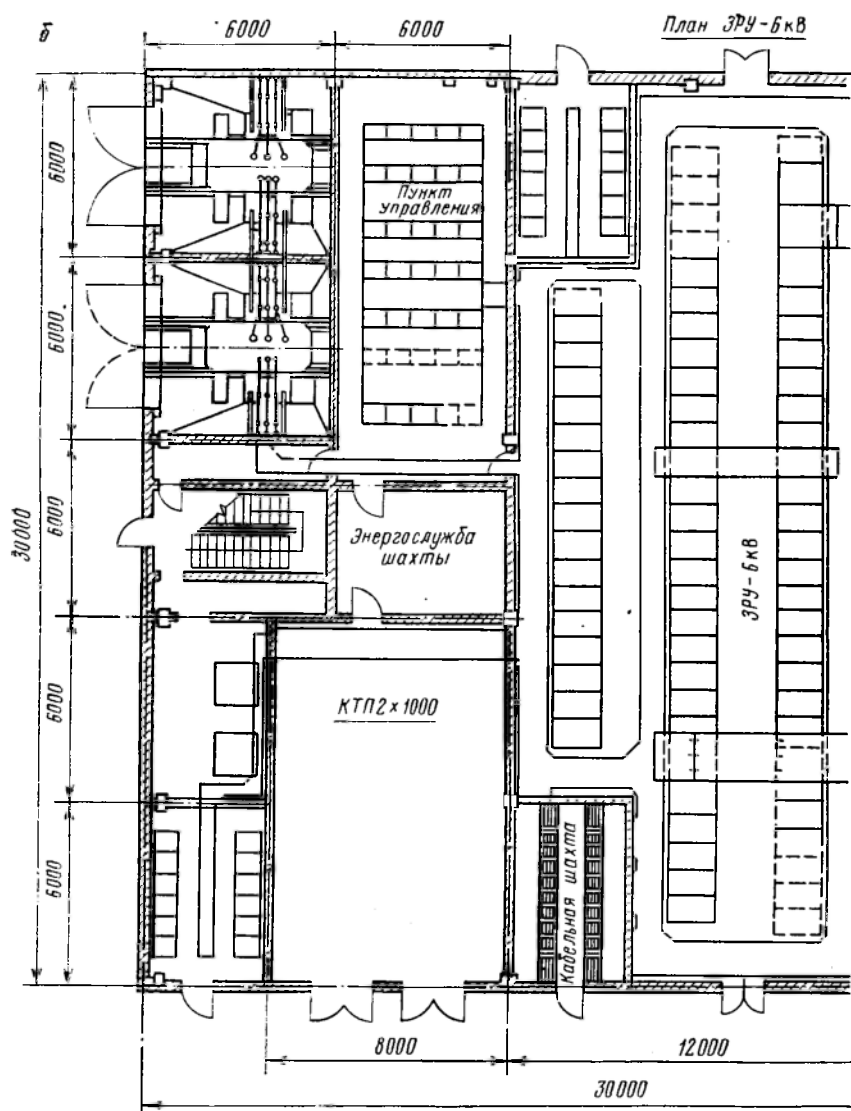
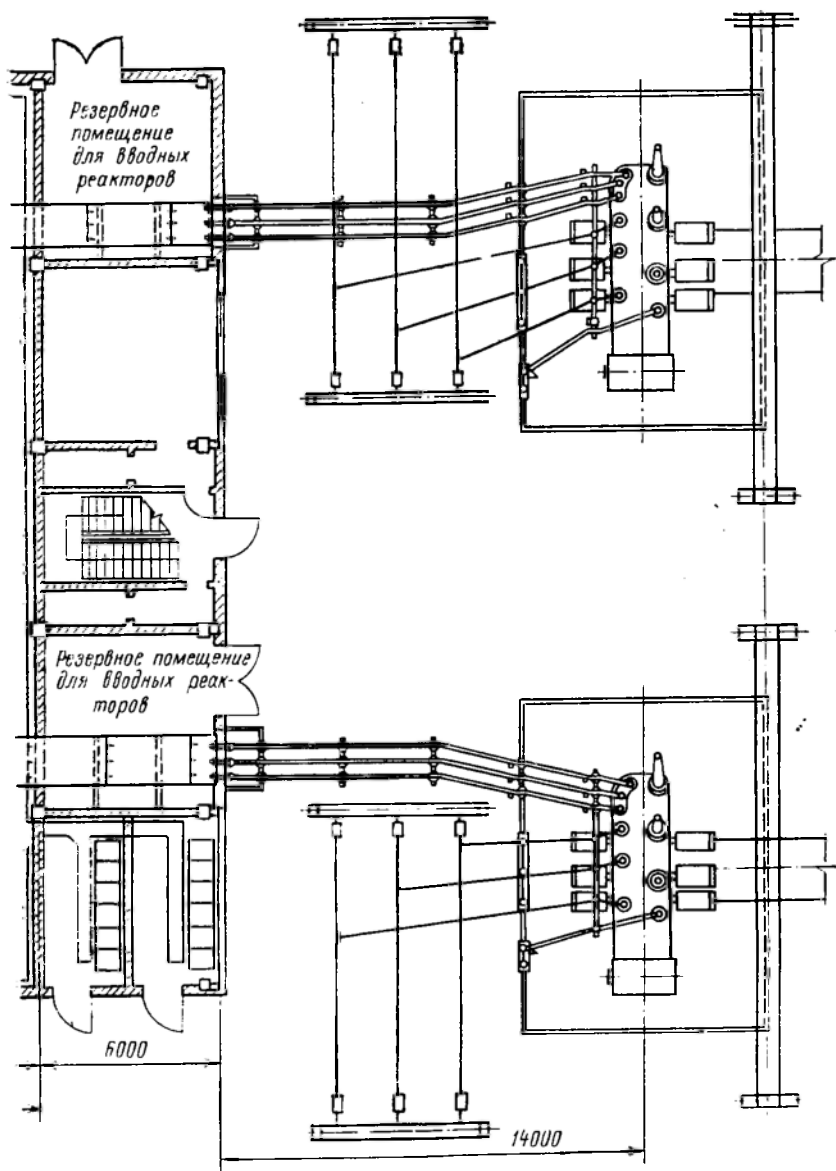


Рис. 8.8. (Продолжение)

чистку изоляции, снижения стоимости оборудования, сокращения затрат в связи с уменьшением занимаемой площади, особенно при многэтажном исполнении.

При напряжении питающих ЛЭП 35—110 кВ в целях сокращения объемов строительной части и электромонтажных работ



во всех случаях, когда это согласуется с главной схемой и назначением подстанции, необходимо применять комплектные трансформаторные подстанции блочного типа КТПБ-35 и КТПБ-110. Распределительные устройства низшего напряжения ГПП выполняют открытыми либо закрытыми. При числе присоеди-

нений более 25 во всех случаях рекомендуется применение РУ закрытого типа (ЗРУ).

Учитывая дефицитность земельных угодий, занимаемых под строительство шахт, институт Днепрогипрошахт в 1975 г. разработал для отрасли принципиально новую конструкцию ГПП. Подстанция имеет двухъярусную компоновку с расположением ОРУ на верхних перекрытиях кровли ЗРУ. При такой конструкции использованы все достоинства типового проекта по схеме электрических соединений и установке оборудования, а также учтена специфика СЭС угольных шахт. Площадь застройки для ГПП 150/35/6 кВ (рис. 8.8) новой конструкции составила 2800 м², что на 3900 м² меньше площади, которую занимает аналогичная подстанция, выполненная по типовому проекту. Схема главных соединений ОРУ-150 кВ выполнена по блочной схеме. Силовые трансформаторы 150/35/6 кВ мощностью 25 МВ·А установлены открыто у стены ЗРУ 6 кВ. Для обособленного электроснабжения подземных ЭП установлены разделительные трансформаторы 6/6,3 кВ мощностью по 4000 кВ·А. В ЗРУ кроме КРУ размещаются панели управления и защиты, аппаратура телемеханики, шкафы управления оперативным током ШУОТ, статические конденсаторы, КТП 6/0,4—0,23 кВ. Компоновка РУ ГПП обеспечивает удобный подход воздушных линий напряжением 150 и 35 кВ, токопроводов 6 кВ и эстакады для кабелей. Помимо уменьшения площади отводимых под ГПП земель и сокращения капитальных затрат применение двухъярусной компоновки улучшает компактность планировки поверхности шахты, позволяет приблизить ГПП к центру электрических нагрузок и блокировать ГПП с производственными цехами.

В целях наибольшего приближения к ЭП распределительные пункты напряжением 6—10 кВ и трансформаторные подстанции рекомендуется встраивать или пристраивать к технологическим помещениям. Конструкция их должна быть закрытая (открытая установка маслонаполненных трансформаторов допускается только у стен зданий с производствами категорий Г и Д). Встройку и пристройку КТП (ТП) к взрывоопасным помещениям необходимо производить с учетом требований ПБ в угольных и сланцевых шахтах и ПУЭ. Очень часто по условиям технологии и пожаровзрывобезопасности технологических помещений КТП (ТП) блокируют с РУ 6—10 кВ ГПП. Во всех случаях, когда позволяют размеры помещений и условия среды, вместо стационарных следует устанавливать комплектные трансформаторные подстанции.

8.4. Способы канализации электроэнергии

Высоковольтные распределительные сети. Выбор способа канализации электроэнергии на напряжении 6—10 кВ должен решаться на основании сопоставления технико-экономических показателей сравниваемых вариантов. Исходные данные при формировании вариантов — мощность ЭП и их расположение относительно источников питания (ГПП, ЦРП и т. п.). Дополнительно необходимо учитывать плотность застройки и насыщенность подземными сооружениями промплощадки шахты, конфигурацию технологических, транспортных и других коммуникаций, климатические факторы внешней среды (см. подразд. 1.2), уровень грунтовых вод и их коррозионную активность и др.

На шахтах преимущественное распространение получили кабельные линии и в меньшей степени токопроводы. Воздушные ЛЭП применяют только для питания удаленных от промплощадок электроустановок.

Кабельная канализация. Так как вентиляционный канал между стволом и главной вентиляционной установкой и людской переходной подземный туннель представляют собой существенное препятствие, то кабельные линии рекомендуется прокладывать на надземных кабельных эстакадах и галереях совместно с другими технологическими коммуникациями или отдельно от них, а также по стенам зданий, в которых нет взрывоопасных производств. В случае невозможности прокладки кабелей надземным способом допускается применять подземную прокладку в траншеях, каналах и туннелях. Прокладка кабелей в траншеях — наиболее простой и дешевый способ. Однако при прокладке более пяти-шести кабелей в одной траншее из-за интенсивного тепловыделения резко снижается их пропускная способность. Взаиморезервирующие кабели для ЭП категории I прокладывают в разных траншеях, расстояние между которыми должно быть не менее 1 м. Недостаток этого вида прокладки — меньшая надежность, невозможность осмотров и значительный объем работ при ремонтах и заменах.

Прокладку кабелей в каналах применяют при числе их в потоке 25—30. Для отвода почвенных и ливневых вод каналы выполняют с уклоном 0,5% в сторону водосборника или ливневой канализации. Кабельные каналы вне зданий на неохраняемой территории должны быть засыпаны поверх съемных плит землей. Недостаток прокладки кабелей в каналах — необходимость их вскрытия при любом повреждении кабелей.

Так как прокладка кабелей в туннелях наиболее дорогая из всех систем передачи электроэнергии, то ее применяют на крупных шахтах с большой насыщенностью подземных коммуникаций, когда в одном направлении необходимо проложить 30—

40 кабелей. Туннели бывают проходные высотой 2100 мм и полупроходные высотой 1550 мм. Ширина туннелей принимается 2400, 2100, 1800 и 1500 мм. Размер 1500 мм допускается при расположении кабельных полок только с одной стороны. При очень большом количестве кабелей применяют трехстенные сдвоенные туннели. Протяженность полупроходных туннелей не должна превышать 100 м, а напряжение кабельных линий 10 кВ. Другой недостаток применения туннелей — возможность скопления метана.

Прогрессивным и экономичным решением при кабельной канализации считается строительство кабельных эстакад и галерей, а также прокладка кабелей по стенам зданий, кроме кабелей транзитных линий и линий, идущих к ЭП категории I по надежности электроснабжения.

Кабельные эстакады (рис. 8.9, а) — это открытые надземные сооружения, а кабельные галереи (рис. 8.9, б) — полностью или частично закрытые.

Эстакады обычно применяют при 15—20 кабелях, галереи — при большем их числе. При числе кабелей менее 15 следует использовать эстакады технологических и других трубопроводов. По согласованию с технологами кабельные эстакады и галереи рекомендуются располагать на общих опорных конструкциях с эстакадами для технологических трубопроводов с выдачей совместного с технологами строительного здания. Эстакады с од-

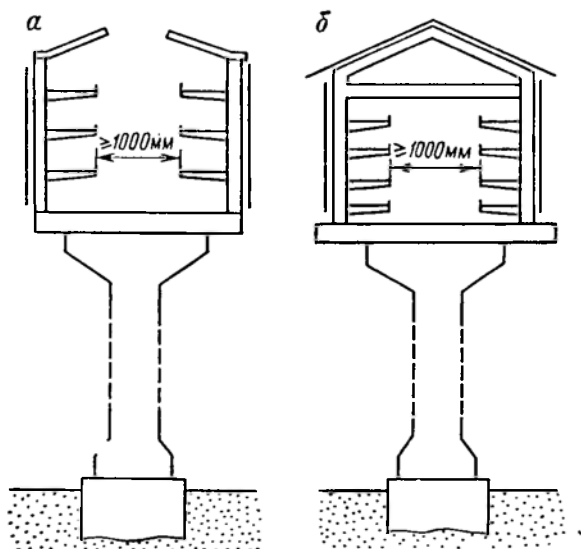


Рис. 8.9. Конструкция кабельной эстакады и галереи с двусторонней прокладкой кабелей

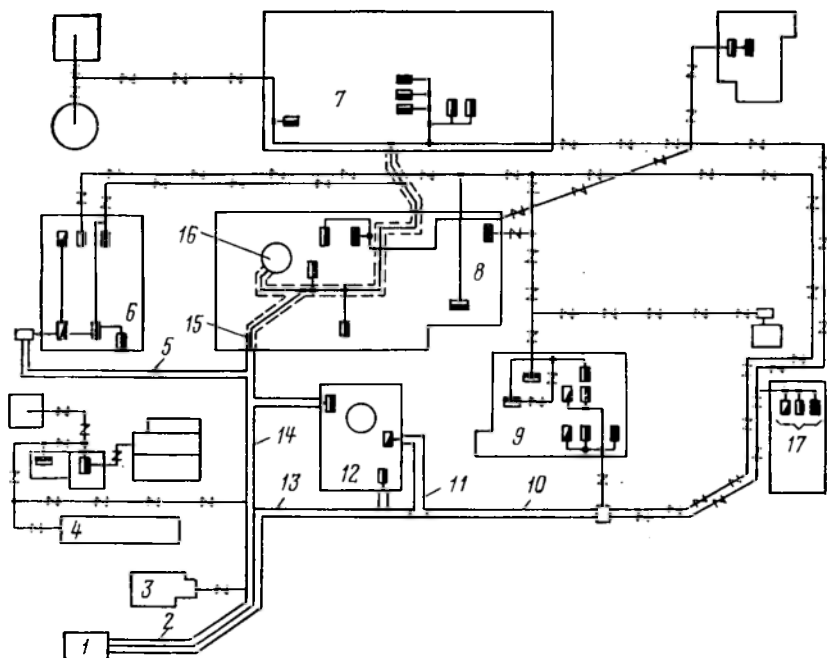


Рис. 8.10. Упрощенная схема электрических сетей на промплощадке шахты: 1 — ЗРУ 0,4 и 6 кВ; 2 — трехстенная кабельная галерея; 3 — механический цех; 4 — компрессорная; 5, 10 — кабельная эстакада непроходная; 6 — здание подъемных машин; 7 — административно-бытовой комбинат; 8 — блок зданий главного ствола; 9 — здание вентиляционной установки; 11, 13, 14 — односторонняя (двухстенная) кабельная галерея; 12 — здание вспомогательного ствола; 15 — кабельный канал; 16 — главный ствол

носторонней прокладкой кабелей могут быть пристроены к глухим несгораемым стенам зданий.

Опыт эксплуатации кабелей, проложенных на технологических и специальных эстакадах, показал их высокую надежность. По сравнению с прокладками в туннелях аварийность уменьшается в несколько раз. Примером широкого применения прогрессивных способов кабельной канализации служит схема канализации электроэнергии на промплощадке блока № 1 шахты им. Героев космоса в Западном Донбассе (рис. 8.10). Здесь для питания главной подъемной установки кабельные линии проложены в трехстенной и двухстенной кабельных галереях, в непроходной кабельной эстакаде, шахте и канале. Питание ЭП АБК производится кабельными линиями, проложенными в трехстенной и двухстенной галереях, непроходной кабельной эстакаде, шахте и кабельных траншеях. Общая протяженность кабельных сооружений на промплощадке блока № 1 составляет около 500 м.

Канализация электроэнергии токопроводами выгодна при передаче на расстояние 0,7—1,2 км мощности 15—20 МВ·А при 6 кВ и на расстояние 1,2—2,5 км мощности 25—35 МВ·А при напряжении 10 кВ. На шахтах этот способ пока не получил широкого применения, так как по уровню электрических нагрузок практически нет условий для его использования. Однако из-за большей, в сравнении с кабельными линиями, перегрузочной способности, высокой надежности и удобств в эксплуатации, ПУЭ и СН 174—75 рекомендуют эту систему канализации для широкого использования. В связи с этим при токах в диапазоне 1000—1500 А и напряжении 6—10 кВ целесообразно проводить технико-экономические сравнения вариантов канализации электроэнергии кабелями и токопроводами.

По конструкции токопроводы подразделяются на жесткие и гибкие.

Жесткие токопроводы конструктивно различаются взаимным расположением фаз, типом изоляторов и их креплений, формой и сечением токоведущих шин. Используют в основном коробчатые и плоские шины, трубы, полутрубы, полный квадрат и другие шины из алюминия и его сплавов. Из жестких меньшими потерями мощности и напряжения обладают симметричные токопроводы. Комплектные жесткие токопроводы на напряжение 6—10 кВ выпускаются на номинальные токи 1600 и 2500 А. Учитывая генеральный план застройки поверхности современных шахт, жесткие комплектные токопроводы могут быть рекомендованы в отдельных случаях для соединения вторичных обмоток трансформаторов ГПП с РУ 6—10 кВ, встраиваемых в технологические помещения (например, блок скипового ствола), при значительном их удалении от места установки трансформаторов.

Гибкие токопроводы представляют собой определенной конструкции воздушные линии электропередачи с фазами, выполненными из пучка алюминиевых проводов. Фазы токопровода крепят на подвесных и натяжных изоляторах, которых требуется меньше, чем опорных изоляторов в жестких токопроводах. Это делает их дешевле и повышает надежность работы.

Внутрицеховые сети напряжением до 1000 В. Как и для высоковольтных линий электропередачи, большое влияние на конструктивное выполнение и способ прокладки низковольтных сетей оказывают условия окружающей среды (температура воздуха, влажность, содержание агрессивных газов и пыли и т. п.), наличие горючих веществ, возможность образования взрывоопасных смесей, где размещается технологическое и связанное с ним электротехническое оборудование, а также степень возгораемости строительных материалов и конструкций.

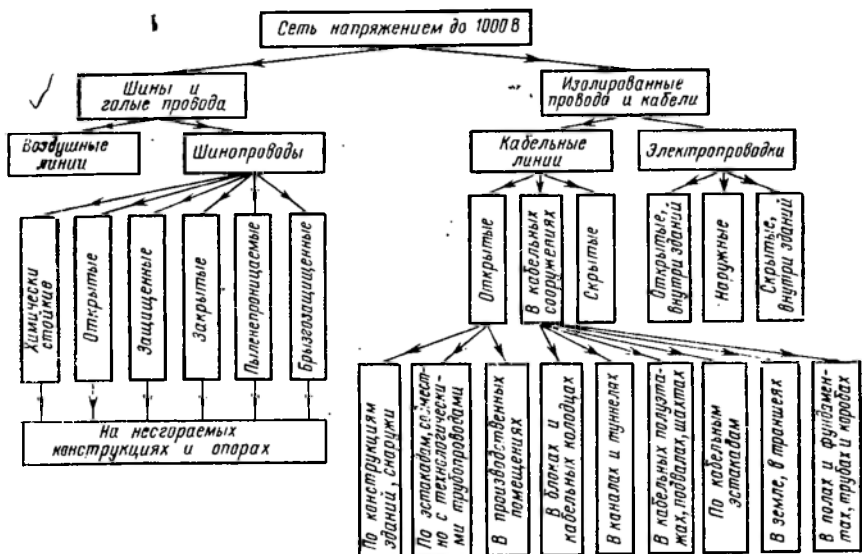


Рис. 8.11. Классификация сетей по конструктивным признакам и способам прокладки

В зависимости от конструкции применяемых проводников и способов их изоляции электрические низковольтные сети разделяют на две группы выполняемые: шинами и голыми проводами; кабелями и изолированными проводами. К первым относятся воздушные линии и шинопроводы, ко вторым — кабельные линии и электропроводки. Примерная классификация сетей по конструктивному признаку приведена на рис. 8.11.

Воздушные линии низкого напряжения на шахтах практически не применяются. Из-за пожаро- и взрывоопасности среды во многих производственных помещениях не получили распространения и шинопроводы.

Контрольные вопросы

- 8.1. Какие факторы определяют отличие СЭС угольных шахт от общепромышленных систем электроснабжения?
- 8.2. Какие основные требования предъявляются к системе электроснабжения комплекса потребителей на поверхности шахт?
- 8.3. В чем заключается сущность блочно-иерархического подхода к построению систем электроснабжения?
- 8.4. Какие основные принципы реализуются при проектировании СЭС?
- 8.5. Какие схемы распределения электроэнергии сетей до и выше 1000 В получили наибольшее распространение на шахтах?
- 8.6. В чем преимущество радиальных схем распределения электроэнергии перед магистральными?

8.7. Какие ЭП на поверхности шахты требуют резервирования питания и как это осуществить?

8.8. В чем состоят требования, предъявляемые к главной схеме электрических соединений ГПП?

8.9. Почему для трансформаторов ГПП коэффициент загрузки принимается 0,65—0,75?

8.10. Применяются ли на шахтах трансформаторные подстанции с упрощенными схемами коммутации?

8.11. Как осуществляется разделение питания подземных ЭП от сетей поверхности шахты?

8.12. Какие технические решения при сооружении ГПП позволяют исключить влияние нелинейных и ударных нагрузок на другие ЭП?

8.13. Как влияет наличие источников загрязнения на местоположение ГПП, РП и изоляцию электрооборудования открытых распределительных устройств?

8.14. Где на промплощадке шахты рекомендуется размещать цеховые комплектные и стационарные трансформаторные подстанции?

8.15. Какие компоновки подстанций позволяют сокращать площадь земельных угодий под их строительство?

8.16. Какие способы канализации электроэнергии получили преимущественное распространение на шахтах?

8.17. В чем заключаются особенности кабельной канализации электроэнергии на поверхности шахты?

8.18. При каком уровне электрических нагрузок целесообразно использование токопроводов?

8.19. Имеются ли отличия и какие в способах выполнения электрических сетей до и выше 1000 В на поверхности шахты?

Темы рефератов

1. Особенности потребителей электроэнергии угольных шахт и их влияние на построение СЭС.

2. Способы канализации электроэнергии на поверхности шахты.

9. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

9.1. Общие сведения

Выбор схемы электроснабжения подземных электроприемников угольных шахт и рудников определяется многими факторами: способом вскрытия и подготовки шахтного поля; числом действующих горизонтов и количеством разрабатываемых пластов, а также глубиной их залегания и углом падения; системой разработки, размером шахтного поля и удаленностью участков от околостольного двора; уровнем механизации очистных и подготовительных работ, видом подземного транспорта; применяемым напряжением в сетях, условиями эксплуатации и др.

Система электроснабжения подземных горных работ должна обеспечивать:

надежное и бесперебойное питание электроэнергией основных потребителей;

требуемое качество электроэнергии (допустимые уровни отклонений и колебаний напряжения, частоты, допустимые коэффициенты несинусоидальности и несимметрии напряжения);

экономичность всех элементов системы;

гибкость и мобильность (возможность непрерывного расширения подземных электрических сетей);

обособленное от сетей поверхности питания подземных электроприемников напряжением 6(10) кВ;

безопасность в отношении пожаров, взрывов рудничной атмосферы и поражения людей электрическим током.

По мере совершенствования и интенсификации горных работ системы подземного электроснабжения усложняются и принимают формы сложных динамических систем. Поэтому выбор оптимальной схемы электроснабжения, удовлетворяющей указанным требованиям, может быть выполнен только на основе теории сложных динамических систем.

Выбор напряжения зависит от назначения и расположения подземных потребителей и регламентируется Инструкцией по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик. Для питания подземных электроприемников применяется напряжение 6000, 1140, 660 и 380 В переменного тока. Ведутся работы по внедрению напряжения 10 кВ. Для питания ручного электроинструмента принято напряжение 127 В, а для освещения — 220, 127 и 36 В. Питание шахтных контактных электровозов осуществляется при напряжении 250 или 550 В постоянного тока.

9.2. Схемы питания подземных электроприемников

В зависимости от глубины залегания пластов и рудных тел различают два способа питания электроэнергией подземных потребителей от ГПП: при глубоком залегании пластов и рудных тел — кабелями напряжением 6—10 кВ, проложенными по стволу шахты; при неглубоком залегании (до 300 м) — кабелями, проложенными в энергоскважинах и шурфах. Однако при любом способе питания водоотлив и электроприемники околоствольного двора получают электроэнергию по кабелям, проложенным в стволе.

Для большинства угольных бассейнов страны и рудных месторождений основным способом питания подземных электроприемников является питание от ГПП шахты через ствол с прокладкой в нем кабелей 6 кВ к центральной подземной подстанции (ЦПП). ЦПП устраивают в околоствольном дворе шахты (рудника) вблизи ствола и собирают из комплектных распределительных устройств (КРУ) в рудничном нормальном или взрывобезопасном исполнении.

Количество кабелей, прокладываемых по стволу к ЦПП, зависит от числа разрабатываемых горизонтов и подземной электрической нагрузки (должно быть не менее двух). Если для передачи необходимой мощности двух кабелей оказывается недостаточно, то предусматривают прокладку большего, но, как правило, четного количества кабелей (четырёх, шести). Сечения кабелей выбирают так, чтобы при выходе из строя одного из них, оставшиеся в работе кабели обеспечили электроэнергией подземные приемники. При этом в случае применения КРУ типа РВД-6 сечение кабеля не должно превышать 150 мм², а при использовании КРУ типа КРУВ-6 — 240 мм².

Для повышения надежности электроснабжения в ЦПП применяют секционированную систему шин. ЦПП проектируют чаще всего с двумя вводами и одним распределительным устройством (РУ 6—10 кВ). При четырех и более вводах предусматривают два и более самостоятельных РУ 6—10 кВ (по два ввода на каждое РУ). Секционные выключатели в нормальном режиме выключены.

Согласно принципиальной схеме питания подземных электроприемников через ствол (рис. 9.1), от ЦПП при напряжении 6 кВ получают питание электродвигатели насосов главного водоотлива, трансформаторы для питания зарядных устройств и тяговых подстанций подземного электрического транспорта, а также понижающие трансформаторы (передвижные подстанции) электроустановок околоствольного двора. От ЦПП по кабельным линиям электроэнергия передается к стационарным (УПП) или передвижным (ПУПП) участковым понижающим подстанциям для питания очистных и подготовительных работ или при значительной протяженности горных выработок через высоковольтные распределительные подземные пункты РПП-6 (10) кВ. На ПУПП (УПП) электроэнергия напряжением 6 кВ трансформируется на напряжение 380, 660 или 1140 В и подводится к распределительным пунктам (РПП) лав, участков, блоков и т. п. От РПП по гибким кабелям электроэнергия подводится к электроприводам горных машин и механизмов. Применение ПУПП позволяет во многих случаях приблизить высокое напряжение непосредственно к забою, что способствует повышению качества электроэнергии, сокращает расход цветных металлов, снижает потери энергии в сети.

Как показано на рис. 9.2, питание РПП-6(10) при числе отходящих присоединений в нем до трех осуществляется по одной кабельной линии без установки вводного КРУ, при числе КРУ от четырех до семи — по одной кабельной линии, однако с установкой вводного КРУ. Если число отходящих присоединений более семи, то питание РПП-6(10) осуществляется по двум кабельным линиям, присоединенным к разным секциям шин ЦПП, с установкой двух вводных и одного секционного КРУ.

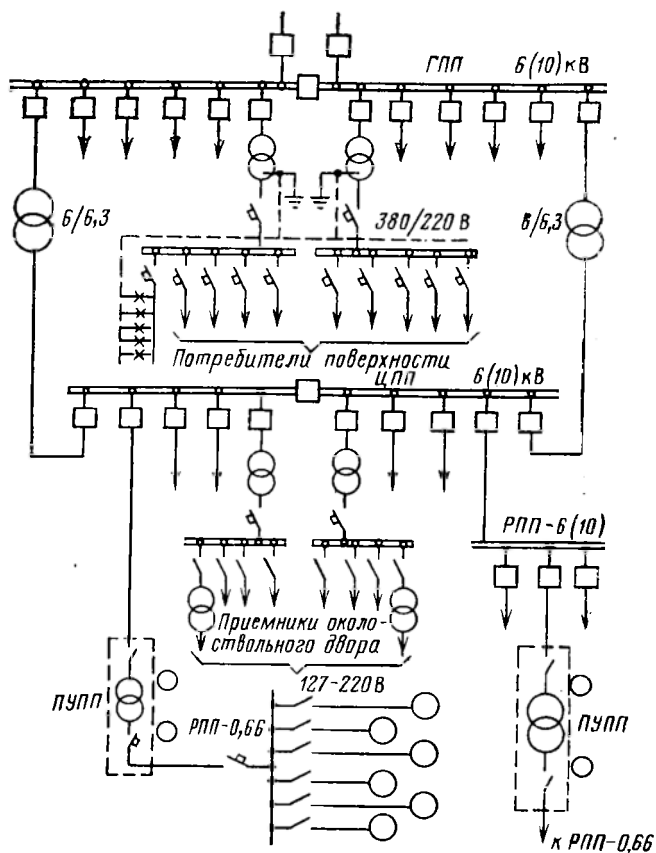


Рис. 9.1. Принципиальная схема электроснабжения подземных электроустановок

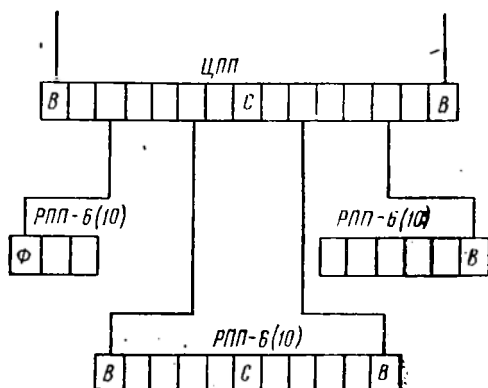


Рис. 9.2. Принципиальные схемы питания РПП-6

Каждую кабельную линию рассчитывают на обеспечение 85%-ной нагрузки РПП-6(10) в аварийном режиме. Если от РПП-6(10) получают питание электроприемники категории I, то питание РПП-6(10) независимо от числа КРУ осуществляется по двум кабельным линиям, присоединенным к разным секциям шин ЦПП с установкой двух вводных и одного секционного КРУ. При этом каждый кабель рассчитывают на суммарную нагрузку РПП-6(10). Питание ЦПП по двум кабелям (см. рис. 9.1) может осуществляться для шахт с небольшой нагрузкой подземных электроустановок (2500—3000 кВт). При большой мощности подземных электроприемников предусматривается два самостоятельных РУ-6(10) кВ, разделенных на четыре рабочие секции. При такой схеме питания каждый ствольной кабель рассчитывают на 33% суммарной подземной нагрузки шахты.

При разработке двух и более горизонтов на каждом горизонте сооружается ЦПП. Питание каждой ЦПП осуществляется либо по раздельной схеме непосредственно от шин 6(10) кВ ГПП, либо при небольшой нагрузке от шин ГПП и ЦПП вышележащего горизонта.

ПБ и ЕПБ ограничивают мощность КЗ в подземных сетях шахты или рудника до значений, соответствующих требуемым параметрам применяемого электрооборудования и сечениям кабелей. При применении КРУ типа РВД-6 мощность КЗ не должна превышать 50 МВ·А, а при использовании КРУ типа КРУВ-6 — 100 МВ·А. При мощностях КЗ, превышающих указанные значения, ствольные кабели запитывают от шин ГПП через токоограничивающие реакторы. Однако применение реакторов приводит к увеличению потерь напряжения в сети, поэтому предпочтительнее схемы, не требующие установки реакторов.

На мощных шахтах и рудниках, имеющих фланговые стволы, как правило, электроснабжение электроустановок шахты осуществляется от двух ГПП (блочные ГПП). Это снижает протяженность кабельных линий 6 кВ электрически связанной сети, а следовательно, и суммарную емкость сети.

Описанный выше способ питания подземных потребителей через ствол обладает рядом достоинств: возможностью использования для прокладки кабельных линий готовых стволов; удобством профилактического обслуживания и контроля высоковольтной кабельной сети и ПУПП; независимостью подземной кабельной сети от климатических условий и атмосферных явлений. Вместе с тем этот способ имеет ряд недостатков: необходимость сооружения огнестойких камер и ниш для ЦПП и РПП-6(10); большую протяженность и значительную емкость разветвленной высоковольтной кабельной сети; необходимость применения большого количества дорогостоящего высоковольтного электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

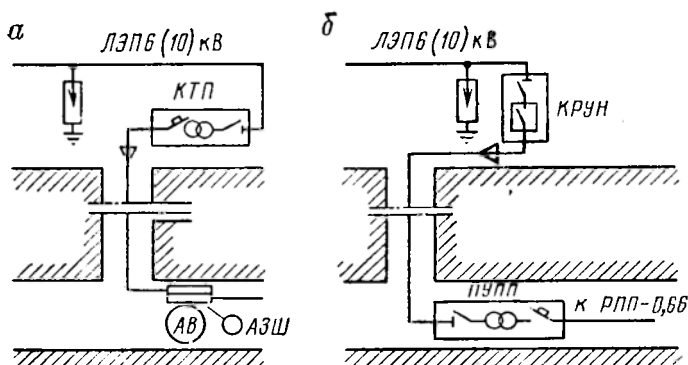


Рис. 9.3. Принципиальные схемы электроснабжения участков через скважины по кабельной линии напряжением до 1200 В (а) и 6 (10) кВ (б)

Этих недостатков во многом лишена схема электроснабжения подземных участков через скважины (шурфы), которую широко применяют при неглубоком залегании пластов. При этом возможны два способа питания подземных потребителей от ГПП: с помощью кабелей напряжением до 1200 В, проложенных по скважине (шурфу) и с помощью кабелей напряжением свыше 1200 В.

В первом случае (рис. 9.3, а) электроэнергия от ГПП по воздушной линии электропередачи подводится к комплектной трансформаторной подстанции (КТП) в нормальном исполнении, установленной у скважины (шурфа), которая располагается над участком шахты. Кабели от КТП к РПП участка прокладывают по скважине, закрепленной обсадной трубой с внутренним диаметром 130—150 мм. В одной скважине допускается прокладка, как правило, одного силового бронированного кабеля с контрольными жилами или силового и контрольного бронированных кабелей. В отдельных случаях допускается прокладка двух силовых бронированных кабелей. Каждый кабель крепят к отдельному стальному тросу диаметром 6—8 мм с помощью бандажей через 1,5—2 м.

Такой способ питания применяют при небольшой мощности потребителей на участках. С внедрением мощных угледобывающих и проходческих комплексов, а также увеличении длин обрабатываемых столбов возникают значительные трудности в обеспечении электроэнергией потребителей участка из-за большой потери напряжения в участковой сети. Это ограничивает зону обслуживания одной скважины. Поэтому в настоящее время применяют в основном схемы с передачей по скважине высокого напряжения. При этом у устья скважины устанавливается КРУ в нормальном исполнении (КРУН) и по кабелю

6 кВ, проложенному в скважине, питание подводится либо к ПУПП (рис. 9.3, б), либо к РПП-6. При небольших расстояниях от ГПП до скважин питание к скважинам целесообразно подводить по кабельным линиям, иначе для обособленного питания участков требуется установка у скважин на поверхности дополнительно разделительных трансформаторов.

При питании участков через скважины напряжением 6 кВ радиус действия одной скважины по условию обеспечения качества напряжения у подземных электроприемников достаточен для того, чтобы обеспечить питание потребителей панели и ограничивается только условиями погашения выработки, в которой находится скважина.

Опыт эксплуатации указанных схем показал, что более рациональна схема с передачей по скважине высокого напряжения, так как при этом экономится примерно 50% цветных металлов и 40% кабельной продукции [29].

Основные достоинства электроснабжения подземных участков через скважины — сокращение протяженности кабельных сетей 6 кВ; уменьшение количества взрывобезопасного электрооборудования напряжением 6 кВ; сокращение объемов сооружения камер и ниш для ЦПП и РПП-6; снижение значений емкостных токов в распределительных сетях 6 кВ; повышение безопасности эксплуатации систем электроснабжения подземных электроустановок. К основным недостаткам способа можно отнести необходимость бурения скважин и применения обсадных труб, сооружение воздушных ЛЭП в ряде случаев в условиях неблагоприятной местности, использование пахотных земель под трассу ЛЭП, зависимость электроснабжения от климатических условий и атмосферных явлений.

При наличии в зоне ведения горных работ вентиляционных стволов или шурфов их целесообразно использовать для подвода электроэнергии на участки. Такая комбинированная система электроснабжения может обладать достоинствами, присущими обоим способам.

На практике в условиях конкретных горно-промышленных районов превалирует определенный способ питания подземных электроприемников. Так, для шахт Донбасса характерен способ питания через стволы, для шахт Подмосковского и Кузнецкого бассейнов — через скважины. Выбор способа питания подземных потребителей следует производить на основе технико-экономического сравнения вариантов.

9.3. Обособленное питание подземных электроприемников

Согласно требованиям ПБ, все кабельные линии 6 кВ, питающие подземные подстанции и распределительные пункты, должны иметь защиту, с автоматическим контролем сопротив-

ления изоляции сети относительно земли. Эффективная работа такой защиты возможна при суммарной емкости сети и отходящих линий, не превышающей соответственно 3 и 1 мкФ на фазу. При совместном питании подземных и поверхностных электропотребителей от общих шин 6 кВ ГПП обеспечить это требование невозможно из-за значительной протяженности кабельных и воздушных ЛЭП 6 кВ на поверхности и в подземных выработках и большой емкости сети. Кроме того, снижение изоляции воздушных линий на поверхности приводит к ложным срабатываниям аппаратуры защиты. Из-за грозовых разрядов, коммутационных перенапряжений и других переходных процессов в электрических сетях поверхности шахты возможно появление открытого искрения в подземных высоковольтных сетях, поэтому схемой электроснабжения должно предусматриваться электрическое разделение подземных высоковольтных кабельных сетей от сетей поверхности напряжением 6 кВ в соответствии с руководящим техническим материалом «Проектирование систем электроснабжения угольных шахт с обособленным питанием подземных электроприемников» (РТМ 12.25.000—78). Такой способ питания электроприемников шахт называется обособленным. Он обладает рядом достоинств, основные из которых: снижение вероятности открытого искрообразования в подземной высоковольтной кабельной сети в результате коммутационных перенапряжений, грозовых разрядов, переходных процессов в сетях на поверхности шахты; уменьшение емкости и соответственно повышение сопротивления изоляции подземных сетей напряжением 6 кВ, благодаря чему улучшаются условия работы защиты от токов утечки и снижается опасность возникновения пожаров или взрывов в шахте; снижение мощности КЗ, что в ряде случаев позволяет отказаться от применения для этих целей токоограничивающих реакторов; ослабление вредного влияния на подземные электроприемники и сеть высших гармонических составляющих.

Схемы обособленного питания подземных электроприемников следует применять при проектировании новых и реконструкции действующих систем электроснабжения шахт напряжением 6—220 кВ, а также в случаях, предусмотренных ПБ. Они выполняются на базе трехобмоточных ТДТНШ или двухобмоточных ТРДН трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а также разделительных трансформаторов ТМШ напряжением 6/6,3 кВ. Если разделительные трансформаторы подключаются к общим шинам ГПП, то ЦПП получает питание от двухсекционного РУ-6 кВ, подключенного к разделительным трансформаторам. От этого РУ-6 кВ не могут получать питание электроустановки поверхности. На ГПП могут устанавливаться трехобмоточные трансформаторы или трансформаторы с расщепленными обмотками, от одной обмотки ко-

торых получают питание электроустановки поверхности шахты, а от другой — ЦПП. Для выравнивания нагрузок трансформаторов с расщепленными обмотками к сборным шинам РУ-6 кВ подземной нагрузки допускается присоединение энергоемких потребителей поверхности, получающих питание по кабельным линиям. Предпочтительны схемы обособленного питания, выполненные по второму варианту.

В схеме обособленного питания ЦПП с применением двух разделительных трансформаторов 6/6,3 кВ (см. рис. 8.5), каждый из которых рассчитан на 100%-ную подземную нагрузку, мощность трансформаторов выбирают в пределах 2500—6300 кВ·А. Это, как правило, достаточно для питания подземных потребителей шахты или блока шахты. К недостаткам рассматриваемой схемы следует отнести значительные потери напряжения в разделительных трансформаторах (4—6% номинального) и увеличение капитальных затрат на приобретение трансформаторов, коммутационной аппаратуры и расширение ГПП. Схему обособленного питания ЦПП с установкой на ГПП трехобмоточных трансформаторов или трансформаторов с расщепленными обмотками (рис. 8.7) применяют для электроснабжения крупных шахт.

На действующих шахтах при отсутствии обособленного питания ЦПП электроснабжение участков, опасных по внезапным выбросам, а также участков, оборудованных высокопроизводительными комплексами на напряжение 1140 В, согласно требованиям ПБ необходимо осуществлять через взрывобезопасные разделительные трансформаторы напряжением 6/6,3 кВ, размещенные в ЦПП или РПП-6. В этих случаях аппаратуру защиты от токов утечки АЗО-6 устанавливают в месте расположения высоковольтной ячейки и при срабатывании воздействует на ее отключение. В случае питания подземных участков через скважины при напряжении 6 кВ электрическое разделение подземных высоковольтных кабельных сетей и поверхностных ЛЭП достигается с помощью групповых или индивидуальных разделительных трансформаторов с аппаратурой автоматического контроля состояния изоляции кабельных сетей 6 кВ.

9.4. Электроснабжение участков при пологом и наклонном залегании пластов

Схемы электроснабжения добычных участков, разрабатывающих пологие и наклонные пласты, отличаются большим разнообразием и зависят как от горно-геологических условий, так и от уровня и средств механизации очистных работ. Однако основные принципы электроснабжения — общие. Разработаны типовые схемы электроснабжения участков применительно к

технологическим схемам очистных работ с применением комплексов МКМ, ОКП, КМ-87, КМ-81, КМС-97, КМК-97, КСД, КМЭ и др. [19].

В связи со значительной суммарной мощностью электроприемников добычных комплексов каждая лава получает питание от собственной понизительной подстанции, а в ряде случаев — от двух и более. Предпочтение при этом отдается передвижным подстанциям, применение которых позволило отказаться от сооружения дорогостоящих огнестойких камер, исключить демонтаж и монтаж в новой камере трансформатора и другого оборудования при переносе подстанции, приблизить подстанцию к лаве, что способствует поддержанию необходимого уровня напряжения на зажимах электродвигателей.

От каждой ПУПП получает питание группа электроприемников, по возможности технологически связанных друг с другом. ПУПП (до трех), предназначенные для электроснабжения одного участка и расположенные в одной выработке, могут получать питание от ЦПП или РПП-6 по одному кабелю.

В зависимости от принятой системы разработки, количества и мощности электроприемников на участке электроэнергия от ПУПП подводится по бронированным или полугибким кабелям к передвижным подземным распределительным пунктам напряжением 660 и 1140 В (РПП-0,66 и РПП-1,14). От этих пунктов по гибким кабелям получают питание электропотребители участка. Распределительные пункты комплектуются коммутационными и защитными аппаратами (автоматические выключатели, магнитные пускатели), а также станциями управления, двумя-тремя пускателями и пусковым агрегатом для питания ручных электросверл и освещения. Для этих же целей могут быть применены энергопоезда, в которых ПУПП и РПП-0,66 располагают на общей или соседних платформах и совместно передвигают вслед за продвижением горных работ. Энергопоезда размещают так, чтобы они не мешали проходу людей и транспортированию грузов, были доступны для осмотра и оперативного обслуживания. При сечении конвейерных штреков 8—9 м² и углах падения пластов до 6° (при отработке по падению или восстанию) энергопоезда и РПП-0,66 целесообразно размещать на платформах над перегружателями или скребковыми конвейерами. Если такое размещение невозможно, то их размещают в уширении штреков, на разминовках или в специальных нишах.

РПП-0,66 (РПП-1,14) комплектуют в следующем порядке. На вводе РПП-0,66 (РПП-1,14) устанавливают общий автоматический выключатель (АВ) для включения, отключения и защиты от токов КЗ электрооборудования и кабельной сети участка. После общего АВ устанавливают АВ, от которых получают питание отдельные РПП-0,66 (РПП-1,4), причем первый из них присоединяют к выводу общего АВ, а последующие — к тран-

зитному выводу предыдущего. Магнитные пускатели размещают и присоединяют в порядке уменьшения значения номинального тока (пускатель комбайна, конвейера, перегружателя и т. д.). Для питания комбайнов необходимо предусматривать резервный пускатель. В конце РПП-0,66 (РПП-1,4) к последнему пускателю на транзитный вывод присоединяют пусковые агрегаты или осветительные аппараты.

При применении магнитной станции управления и нехватке контакторов в ней для питания электроприемников рядом со станцией управления могут быть установлены магнитные пускатели, которые подключают к станции управления через ее транзитный вывод или через дополнительный автоматический выключатель.

Для большинства шахт Донбасса характерна панельная подготовка шахтного поля с системой разработки длинными столбами и отработкой от границ панели. При этом способе подготовки и системе разработки длина столбов 1000—1500 м при большом количестве одновременно разрабатываемых лав. Это определяет необходимость применения большого количества ПУПП и РПП-0,66.

При системе разработки длинными столбами по падению и прямоточном проветривании (рис. 9.4) с применением комплекса КМ87 (КМ87П) в воздухопадающей (вентиляционный бремсберг) выработке размещают ПУПП и два РПП-0,66. Подстанция отстает от забоя до 250 м (используется как полустационарная). От участковой подстанции с помощью кабелей ЭВТ электроэнергия подводится к РПП-0,66 №1 и РПП-0,66 № 2. Питание РПП-0,66 № 3 осуществляется гибким кабелем ГРШЭ, проложенным по лаве. К РПП-0,66 № 1 подключают комбайн, насосные станции и станцию орошения, к РПП-0,66 № 2 — двигатели забойного конвейера. Привод перегружателя, лебедку и освещение подключают к РПП-0,66 № 3, расположенному в конвейерном бремсберге.

Питание участковых ленточных конвейеров производится от отдельных ПУПП. Местоположение их зависит от мощности приводов и длины обрабатываемого столба. Подобное расположение электрооборудования практикуется также при отработке столбов по восстанию.

При разработке длинными столбами по простиранию размещение электрооборудования зависит от угла наклона пласта, системы отработки столбов и способа питания. Электрооборудование может быть расположено только на конвейерном (откаточном) штреке либо на конвейерном и частично на вентиляционном штреках.

При пологом залегании пластов электрооборудование комплекса чаще всего размещают на конвейерном (откаточном) штреке и в лаве. В этом случае ПУПП и РПП-0,66 располагают

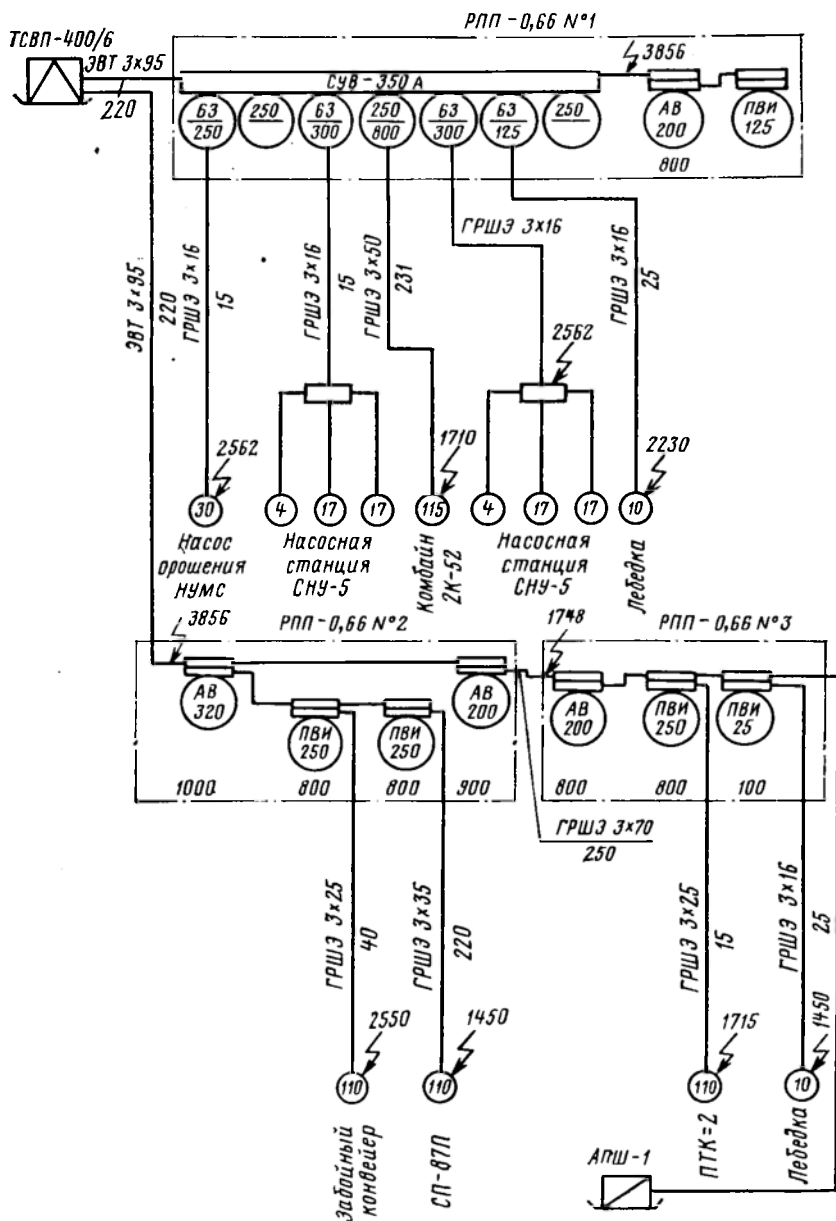


Рис. 9.4. Схема электроснабжения очистного забоя при разработке длинными столбами по падению

также на конвейерном штреке. При этом ПУПП и РПП-0,66 могут быть в составе энергопоезда, который перемещается вслед за подвиганием забоя, либо подстанция может отставать от забоя на 250—300 м.

При наклонном залегании пластов электрооборудование располагают на конвейерном и вентиляционном штреках. Особенность электроснабжения добычных участков на таких пластах — наличие на вентиляционном штреке предохранительных лебедок и кабелеподборщиков. Питание электрооборудования может осуществляться по следующим схемам:

- от двух ПУПП, одна из которых размещена на откаточном (конвейерном) штреке, другая — на вентиляционном;

- от одной ПУПП, расположенной на откаточном штреке. При таком варианте электродвигатели комбайна, верхние электродвигатели конвейера, маслостанции, станции орошения, поддерживающей лебедки получают питание от РПП-0,66 на вентиляционном штреке через кабель, проложенный по лаве. Нижние электродвигатели забойного конвейера и перегружателя получают питание от РПП-0,66, расположенного на откаточном штреке;

- от одной ПУПП на вентиляционном штреке.

На рис. 9.5 показана принципиальная схема электроснабжения лавы длиной 150—200 м с механизированным комплексом «Донбасс» при разработке длинными столбами по простиранию с обратным ходом на пластах с углом падения 10—35°. При такой схеме ПУПП используется как полустационарная и располагается на вентиляционном штреке. Там же находится основной РПП-0,66 № 1, который укомплектован станцией управления СУВ-350А, автоматическим выключателем АВ-200 ДО и резервным магнитным пускателем ПВИ-250Б для управления комбайном. На конвейерном штреке установлен вспомогательный РПП-0,66 № 2, получающий питание по кабелю, проложенному в лаве, от РПП-0,66 № 1. К РПП-0,66 № 2 подключен перегружатель, лебедка передвижчика и освещение.

Так как на добычных участках применяют многодвигательные приводы конвейеров и маслостанций, в схемах электроснабжения используют распределительные коробки с несколькими выводами. Питающий кабель подключен к распределительной коробке.

При отработке пласта струговыми установками СО75, СН75 и УСВ электрооборудование забоя может получать питание от одной или двух трансформаторных подстанций. При применении двух подстанций одна из них может быть установлена на верхнем штреке (бремсберге). Такое расположение подстанций позволяет избежать прокладки по лаве силовых кабелей, подвергающихся механическим повреждениям. При этом электродвигатели струговой установки, конвейера и двух насосных стан-

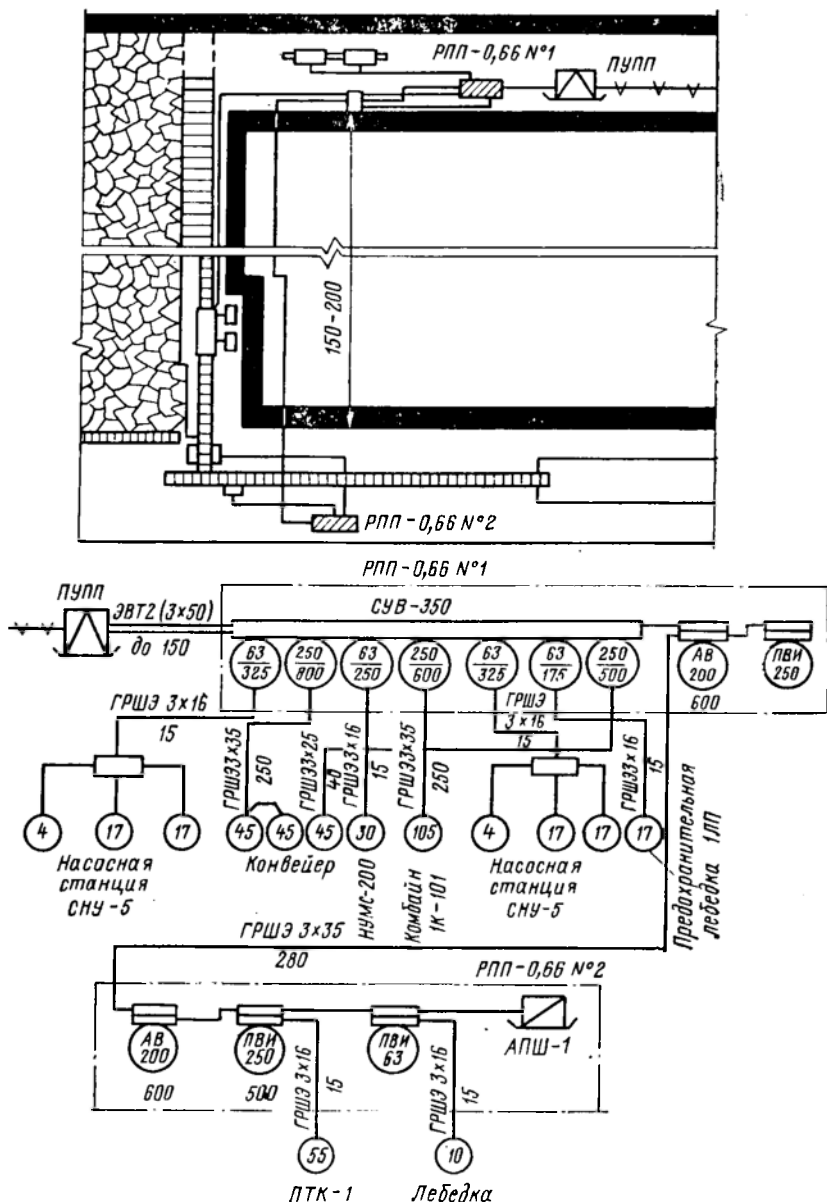


Рис. 9.5. Схема электроснабжения очистного забоя на наклонных пластах при разработке длинными столбами по простиранию с обратным ходом

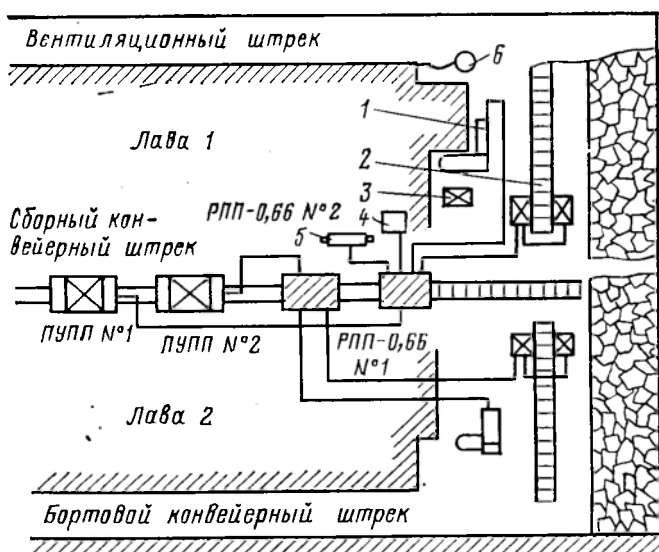


Рис. 9.6. Схема электроснабжения участка при разработке спаренными лавами:

1 — комбайн; 2 — забойный конвейер; 3 — установка для нагнетания воды в пласт; 4 — гидropередвижник; 5 — насосная станция; 6 — электросерво

ций, расположенных на верхнем штреке, питаются от находящегося здесь же РПП-0,66.

Схема электроснабжения участка значительно усложняется при разработке спаренными лавами. Для таких условий институтом Центрогипрошахт предложена схема размещения электрооборудования (рис. 9.6). ПУПП и распределительные пункты обеих лав располагают над конвейером сборного штрека. Если сечение штрека недостаточно для такого расположения ПУПП и РПП-0,66, то для них сооружают специальные ниши или располагают ПУПП № 2 и РПП-0,66 лавы № 2 на бортовом конвейерном штреке.

Шахты Кузнецкого бассейна имеют большую мощность пластов с углом падения до 16° , которые разрабатывают двумя-тремя слоями. Разнообразие систем разработок этих пластов определяет особенности их схем электроснабжения.

При разработке пологих и наклонных пластов, опасных по внезапным выбросам, к схемам электроснабжения очистных и подготовительных работ предъявляются повышенные требования. Внезапные выбросы угля и газа вызывают опасность повреждения электрооборудования, находящегося в зоне выброса, что может привести к появлению открытого искрения, способного вызвать взрыв метано-воздушной среды. Поэтому приме-

нение электрической энергии в этих условиях допускается только при:

- использовании безмасляного электрооборудования;
- установке КРУ-6 с блокировочным реле утечки БРУ и короткозамыкателями;

- автоматическом контроле сопротивления изоляции сети 6 кВ и ее отключении в случае снижения сопротивления изоляции до 120 кОм при однофазной утечке и до 360 кОм при трехфазной утечке;

- дистанционном отключении ПУПП с места ее установки;
- отключении ПУПП и РПП-6 участка без выдержки времени;
- наличие в схемах электроснабжения забойных машин и комплексов устройства аварийного отключения РПП-0,66 участка (забоя) с пульта управления машиной;

- применении для питания передвижных приемников гибких экранированных кабелей повышенной прочности. В лавах, обрабатываемых по простиранию, кабели не должны иметь счалок и специальных соединителей;

- подборка кабелей в лавах, обрабатываемых по простиранию, при работе выемочных машин с помощью кабелеподборщиков или других устройств;

- автоматическом контроле содержания метана в рудничной атмосфере и автоматическом отключении сети при превышении предельно-допустимой его концентрации;

- емкости кабельных линий напряжением 0,69 (0,4) кВ, присоединенных к одному трансформатору, не более 1,0 мкФ.

Соблюдение указанных требований недостаточно при размещении передвижных трансформаторных подстанций в выработках с исходящей струей воздуха. В этом случае необходимо обособленное питание участков, при котором нет электрической связи подземной высоковольтной кабельной сети с электрической сетью на поверхности. Электрооборудование и РПП-0,66 кВ, расположенные в выработке с исходящей струей воздуха, должны включаться с помощью коммутационных аппаратов с БРУ. Эти аппараты обеспечивают защитное отключение и автоматический контроль безопасного значения сопротивления цепи заземления.

9.5. Электроснабжение участков на крутых пластах

Применение электрической энергии в очистных забоях на крутых пластах значительно опаснее, чем на пологих и наклонных, так как в таких условиях сложнее эксплуатация электрооборудования из-за повышенной вероятности повреждения в лавах гибких кабелей и необходимости размещения электрооборудования на вентиляционных штреках с исходящей струей

воздуха с повышенным содержанием метана и угольной пыли. Кроме того, крутые пласты подвержены внезапным выбросам угля и газа. Поэтому к схемам электроснабжения для таких условий предъявляются повышенные требования. ПБ допускают применение электрооборудования в очистных и подготовительных выработках крутых пластов, не опасных по внезапным выбросам, при выполнении требований, предъявляемых к электрооборудованию и схемам электроснабжения очистных и подготовительных забоев на пологих и наклонных пластах, опасных по внезапным выбросам. Если крутые пласты опасны по внезапным выбросам, то в очистных и подготовительных выработках этих пластов может применяться электрооборудование с уровнем взрывозащиты РО или электрооборудование с уровнем взрывозащиты РВ, но с системой автоматического быстрого отключения напряжения (2,5 мс) с одновременной изоляцией места повреждения в сети как со стороны источника питания (трансформатора), так и со стороны потребителей, которые после их отключения способны генерировать электрическую энергию. При этом система электроснабжения с опережающим отключением должна удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к схемам электроснабжения очистных и подготовительных забоев на крутых пластах, не опасных по выбросам. Эта система электроснабжения должна иметь:

подстанции ТСВП-КП с быстродействующими автоматическими выключателями АБВ и групповым короткозамыкателем ПМК;

короткозамыкатели на всех электроприемниках, способных генерировать электрическую энергию в сеть после снятия с них напряжения;

магнитные пускатели ПВИ с АБВ или типа ПВИО, станции управления исполнения АБВ, имеющие цепи для управления короткозамыкателями, установленными на электродвигателях; гибкие кабели марки КГВЭУШ (ГВШОП) с низким переходным сопротивлением экранов.

Допускается также применение электрооборудования с уровнем взрывозащиты РВ без системы автоматического опережающего отключения:

в выработках со свежей струей воздуха крутых пластов, опасных по внезапным выбросам и разрабатываемых без защиты, а также в выработках, в которые одновременно поступают исходящие струи воздуха с крутых пластов, опасных и не опасных по внезапным выбросам, на расстоянии не менее 150 м от забоев подготовительных выработок и не менее 50 м от очистных забоев. При размещении электрооборудования и кабелей в камерах, а также при повороте выработок на угол более 45° расстояние от забоя тупиковых выработок до электрооборудования может быть уменьшено до 50 м;

В очистных и подготовительных выработках пластов, опасных по выбросам, при их защите надработкой или подработкой для Украинского Донбасса, а для остальных бассейнов страны при защите их одним из указанных способов или другими способами, рекомендованными ИГД им. А. А. Скочинского, МакНИИ или ВостНИИ;

в очистных забоях на крутых пластах, опасных по внезапным выбросам, разрабатываемых без защиты широкими полосами по падению с применением щитовых агрегатов или других аналогичных технических средств.

Условия применения электрооборудования в забоях подготовительных выработок на крутых пластах, опасных по внезапным выбросам, оговорены Инструкцией по электроснабжению и применению электрооборудования на шахтах, опасных по внезапным выбросам, разрабатывающих крутые пласты.

В зависимости от принятой системы разработки крутых пластов и применяемых средств механизации возможны различные схемы электроснабжения. В практике проектирования принимают типовые схемы электроснабжения очистных и подготовительных забоев шахт, разрабатывающих крутые пласты [14, 19]. В схемах предусмотрена подача электроэнергии напряжением 6 кВ к трансформаторным подстанциям по горным выработкам как со свежей, так и с исходящей струей воздуха. Однако в целях повышения безопасности применения электроэнергии, сокращения капитальных и эксплуатационных затрат типовыми схемами рекомендуется размещать ПУПП на свежей струе воздуха. Поэтому систему электроснабжения строят так, чтобы электроприемники лавы и вентиляционного штрека получали питание от распределительного пункта, расположенного на вентиляционном штреке, а электроприемники откаточного штрека — от своего распределительного пункта. Подачу электроэнергии с откаточного штрека на вентиляционный рекомендуется осуществлять напряжением 660 В по кабелю, проложенному в скважине, вентиляционной печи, гезенке или в специально смонтированном трубопроводе (рис. 9.7).

В ряде случаев целесообразно использовать схему электроснабжения, при которой электроприемники участка получают питание от двух ПУПП, одна из которых располагается на вентиляционном, а другая — на откаточном штреке.

При отработке крутых пластов, опасных по внезапным выбросам, длинными столбами по падению щитовыми агрегатами возможно применение электрооборудования с уровнем взрывозащиты РВ без опережающего отключения. Электропривод щитового агрегата должен располагаться не далее 10 м от угледвухспускной печи, по которой под щит поступает свежая струя воздуха. В остальной части под щитом и в участковых вентиляционных выработках должно применяться электрооборудова-

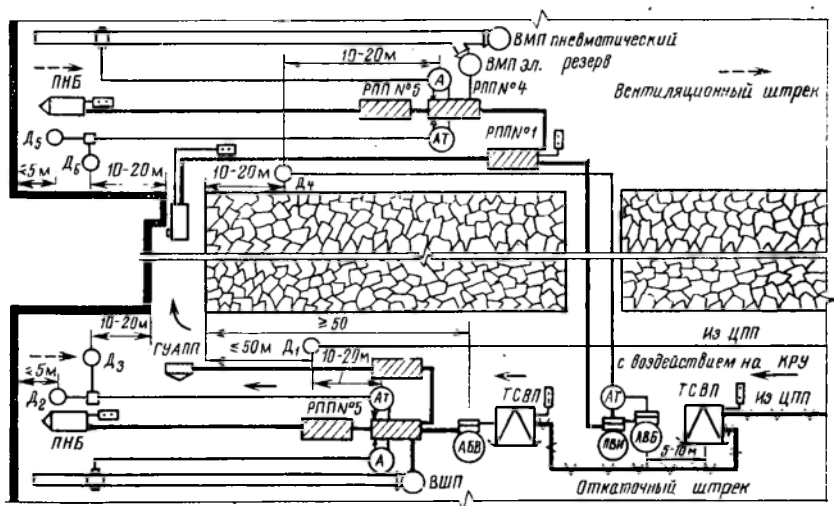


Рис. 9.7. Схема размещения электрооборудования на участке с комбайном при разработке пластов, опасных по внезапным выбросам, не имеющим защиты

ние с уровнем взрывозащиты РО или РВ с системой опережающего отключения.

Если в начале и конце лавы пройдены на всю высоту этажа вентиляционные печи и проведены мероприятия, исключающие выбросы в лаве, допускается применение щитовых агрегатов с двумя электроприводами и кабелями, проложенными по всей длине щита. Разрешается также использовать другое электрооборудование с уровнем взрывозащиты РВ без опережающего отключения. При этом запрещается размещать электрооборудование с уровнем взрывозащиты РВ без системы опережающего отключения на штреке от углеспускной печи в сторону забоя тупиковой выработки. Обычно щитовые агрегаты получают питание от ПУПП, размещенной на откаточном (конвейерном) штреке по кабелям, проложенным по углеспускной печи.

Типовые схемы электроснабжения забоев на крутых пластах разбиты на несколько типовых распределительных пунктов, каждый из которых функционально независим:

распределительный пункт, состоящий из трансформаторных подстанций, автоматических быстродействующих выключателей (АВВ), групповых аппаратов и средств газовой защиты;

РПП № 1 — распределительный пункт очистного забоя, оборудованного комбайном;

РПП № 2 — распределительный пункт погрузочного пункта очистного забоя, оборудованного комбайном;

РПП № 3 — распределительный пункт очистного забоя, оборудованного щитовым агрегатом;

РПП № 4 — распределительный пункт вентиляторов местного проветривания и групповых коммутационных аппаратов для тупиковых выработок;

РПП № 5 — распределительный пункт подготовительного забоя, оборудованного погрузочной машиной;

РПП № 6 — распределительный пункт подготовительного забоя, оборудованного проходческим комбайном.

Принципиальные схемы указанных распределительных пунктов, из которых составляется необходимая схема электроснабжения забоев на участке, приведены в технической литературе [3].

При использовании автоматических выключателей АБВ кабельная перемычка для их подключения к ПУПП должна иметь длину 5—10 м. Реле утечки распределительного устройства низшего напряжения трансформаторной подстанции должно быть отсоединено от силовой сети. Защита от токов утечки в этом случае будет осуществляться АБВ.

В системе электроснабжения с автоматическим опережающим отключением на всех электроприемниках, способных генерировать электроэнергию в сеть после их отключения и находящихся в опасной зоне, устанавливаются короткозамыкатели ПМК. При этом кабель, идущий от короткозамыкателя к двигателю, должен быть помещен во взрывонепроницаемую обо-

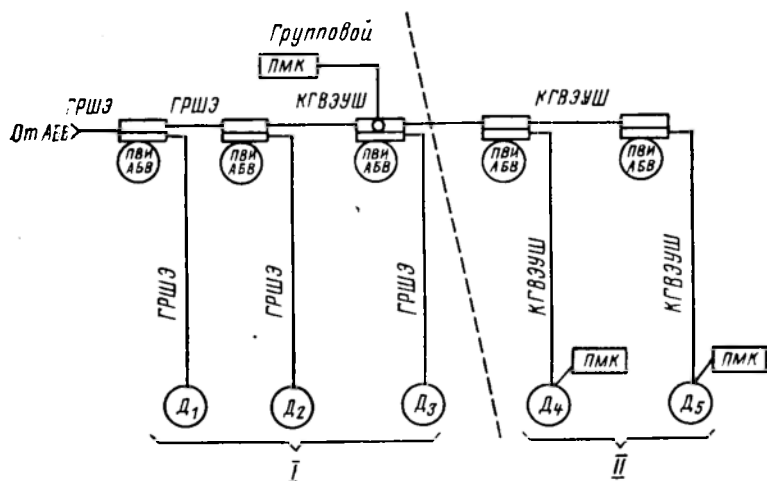


Рис. 9.8. Схема расположения короткозамыкателей в сети с системой автоматического быстрого действующего отключения:

I — неопасная зона, в которой разрешено применять системы электроснабжения с временем защитного отключения $> 2,5$ мс; II — опасная зона, в которой разрешено применять только системы электроснабжения с временем защитного отключения $< 2,5$ мс

лочку или защищен от механических повреждений. Сеть других электроприемников, находящихся в неопасной зоне, энергоизолируется с помощью одного группового короткозамыкателя (рис. 9.8). К неопасным зонам на пластах, опасных по выбросам, относятся зоны, находящиеся на расстоянии не менее 150 м от подготовительного и не менее 50 м от очистного забоев.

При отработке крутых пластов система газовой защиты должна быть двухступенчатой. Аппаратура первой ступени устанавливается в ЦПП или РПП-6 для защиты системы электроснабжения участка в целом. Аппаратура второй ступени устанавливается непосредственно на РПП-0,66 для защиты его низковольтной сети. Число и место установки датчиков контроля содержания метана определяется в соответствии с «Инструкцией по замеру концентрации газов в шахтах и применению автоматических приборов контроля содержания метана» (ПБ № 393). Схемы размещения аппаратуры контроля содержания метана приведены в справочной литературе [19].

9.6. Особенности электроснабжения участков при напряжении 1140 В

Дальнейшее повышение производительности выемочных и проходческих комплексов связано с увеличением мощности индивидуальных электроприводов горных машин. В настоящее время суммарная мощность двигателей комбайна КМ120 составляет 530 кВт, а проходческого комплекса «Союз 19» — около 900 кВт. Мощность привода вращения режущего органа равна 640 кВт (четыре двигателя по 160 кВт). При принятом напряжении в участковых сетях 660 В и ограничении пускового тока до 1000 А предельная мощность электродвигателя с короткозамкнутым ротором составит 175 кВт. Дальнейшее повышение мощности асинхронных двигателей достигается путем повышения их номинального напряжения до 1140 В (коэффициент сопряжения $\sqrt{3}$, т. е. $\sqrt{3} \cdot 660$). Это обеспечивает возможность использования части электрооборудования как при повышенном, так и при обычном напряжении за счет переключения обмоток. Однако при этом возникает ряд проблем, связанных с обеспечением необходимого уровня электробезопасности. В настоящее время они успешно решены при разработке конструкций электрооборудования на 1140 В. Предусмотрены также мероприятия по безопасности при его обслуживании [6].

Экономический эффект при переходе на напряжение 1140 В достигается вследствие относительного снижения потерь напряжения и мощности в кабельной сети, а также возрастания реальных моментов и мощности двигателей. Однако при этом увеличивается стоимость электрооборудования из-за повышения уровня изоляции и увеличения его габаритов. Особенно возрас-

тает стоимость при повышении напряжения для двигателей малой мощности. Каждому уровню напряжения соответствует нижний предел мощности двигателя, ниже которого экономически разрабатывать двигатели неоправдано [6].

Возможны различные варианты схем электроснабжения участков с базовым напряжением 1140 В:

- от трансформатора 6/1,2 кВ;

- от трансформаторов 6/1,2 кВ и 6/0,69 кВ;

- от трехобмоточного трансформатора 6/1,2/0,69 кВ.

В настоящее время переход на напряжение 1140 В осуществляется по второму варианту, но после разработки шахтных взрывобезопасных трехобмоточных трансформаторов 6/1,2/0,69 кВ будет предпочтителен третий вариант.

9.7. Электроснабжение подготовительных участков

Подготовительные выработки в отличие от очистных забоев характеризуются повышенной вероятностью их загазирования (образования взрывчатой метано-воздушной среды). Вместе с тем эти выработки проветриваются не за счет общешахтной депрессии, создаваемой вентиляторами главного проветривания со 100%-ным резервом, а вентиляторами местного проветривания (ВМП). Поэтому для обеспечения требуемой взрывобезопасности должны быть приняты меры по отключению электроэнергии в тупиковой выработке при нарушении проветривания или возникновении концентрации метана в месте расположения электрооборудования и кабелей выше допустимых норм. Это достигается путем применения аппаратуры контроля количества воздуха и концентрации метана в атмосфере подготовительной выработки. При этом система электроснабжения должна строиться таким образом, чтобы при отключении напряжения с электрооборудования подготовительного забоя питание ВМП не прерывалось.

Согласно ПБ, в тупиковой выработке можно располагать только электрические аппараты для управления и защиты электроприемников этой выработки. Аппараты должны быть скомпонованы в распредпункты и размещаться, как правило, не ближе 20 м от забоя. Если распредпункт располагают на свежей струе, то установлен он должен быть так, чтобы исходящая струя воздуха из тупиковой выработки проходила от группового аппарата на расстоянии не ближе 10 м. В качестве группового аппарата должны применяться коммутационные аппараты (магнитные пускатели, автоматические выключатели, высоковольтные ячейки, групповые контакторы в станциях управления), имеющие блокировочное реле утечки, нулевую защиту и искробезопасные параметры цепи дистанционного управления.

Для обеспечения непрерывности работы ВМП его пускатель

ка) следует устанавливать на свежей струе воздуха. Исходящая струя воздуха из тупиковой выработки должна проходить не ближе 10 м от этого аппарата. Аппаратура газовой защиты и контроля за подачей воздуха вентилятором должна воздействовать на КРУ этой подстанции. Допускается расположение групповых аппаратов, кроме высоковольтных ячеек, в выработках с исходящей струей воздуха, в которых в соответствии с ПБ установлен ВМП. При этом датчики метана, установленные у ВМП, должны выдавать сигналы на отключение группового аппарата при концентрации метана 0,5% и на отключение ВМП при концентрации метана 1%.

Электроаппаратура, применяемая в тупиковых выработках, должна иметь искробезопасные цепи управления, нулевую защиту, автоматический контроль сопротивления цепи заземления машин, защиты от самовключения при повышении напряжения в сети до $1,5 U_{ном}$, от потери управляемости, от включения при опасном снижении сопротивления изоляции отходящего кабеля. Электроснабжение тупиковых забоев угольных шахт, отнесенных к особо опасным по метану, должно осуществляться с учетом Руководства по устройству и эксплуатации электрооборудования вентиляторных установок с резервированием ВМП для проведения подготовительных выработок угольных шахт.

9.8. Особенности электроснабжения при регулируемом электроприводе

В последнее время ведется интенсивная разработка и внедрение регулируемых электроприводов постоянного или переменного тока для горных машин. Достоинством системы постоянного тока является простота преобразовательной установки, а недостатком — большая сложность эксплуатации двигателей постоянного тока. В системах переменного тока просты по конструкции и в эксплуатации асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором, но более сложны преобразователи частоты со звеном постоянного тока.

Схемы электроснабжения участков при регулируемом электроприводе определяются его видом. При применении постоянного тока в РПП для рабочих машин устанавливаются регулируемые тиристорные преобразователи, от которых получают питание двигатели рабочих машин. Регулирование частоты вращения достигается путем изменения выпрямленного напряжения.

Если в качестве привода используется регулируемый электропривод переменного тока (асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором или синхронный двигатель), то схемы электроснабжения зависят от месторасположения преобразова-

теля частоты — инвертор встроен в рабочую машину или расположен в РП лавы [2].

При внедрении регулируемого электропривода постоянного тока в шахтах нерегулируемый асинхронный привод останется для целого ряда машин и механизмов в силу известных достоинств асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Таким образом, на участке угольной шахты от УПП будут получать питание асинхронные двигатели и двигатели постоянного тока, т. е. будут комбинированные системы с сетями постоянного и переменного тока. В таких системах возникают значительные затруднения в обеспечении автоматического контроля состояния изоляции сети и защиты от поражения электрическим током. Применение регулируемого электропривода переменного тока сопряжено с рядом особенностей защиты сетей от токов КЗ, которые зависят от принятого закона управления тиристорным преобразователем частоты. При реализации закона управления с постоянным магнитным потоком в системе регулируемого электропривода можно использовать существующую защитную аппаратуру (магнитные пускатели, автоматические выключатели) без каких-либо переделок. В случае реализации закона пропорционального управления ток КЗ при малых частотах оказывается меньше тока нагрузки при больших частотах. Это не позволяет использовать существующие токовые защиты, применяемые в шахтных коммутационных аппаратах, поэтому необходима разработка специальной защиты с автоматически изменяющейся (плавающей) чувствительностью в зависимости от выходного напряжения или частоты тиристорного преобразователя частоты.

9.9. Особенности электроснабжения участков рудных шахт

В процессе разработки месторождений рудных тел и жил очистные и подготовительные работы обычно проводят одновременно на нескольких горизонтах и участках. Основной способ выемки полезного ископаемого на рудниках — буровзрывной. Для бурения шпуров в большинстве случаев применяют станки, работающие на сжатом воздухе. Погрузка руды и породы на ряде рудников также осуществляется пневматическими погрузочными машинами. На подготовительных и добычных участках потребителями электрической энергии являются маломощные установки: скреперные лебедки, погрузочные машины, вентиляторы местного проветривания, осветительные сети, поэтому схему электроснабжения строят так, что от стационарной УПП получают питание блочные распределительные пункты (БРП), от которых непосредственно питаются электропотребители. Применяют магистральные и радиальные схемы распределения электроэнергии от УПП к БРП. В небольших железорудных шахтах очистные и подготовительные работы ведутся на не-

большом удалении от околоствольного двора или штольни. В этом случае потребители электроэнергии целесообразно питать от трансформаторов, устанавливаемых в ЦПП. На мощных железорудных шахтах при значительном удалении фронта работ рационально использование нескольких участковых подстанций с расположением их в зависимости от развития горных работ по результатам технико-экономического сравнения различных вариантов. Обычно их размещают на главном откаточном штреке, а БРП и распределительные пункты камер — в блоках непосредственно возле камер.

На калийных рудниках систему электроснабжения участков определяют мощные проходческие комбайны, работающие в комплексе с самоходными вагонами. Здесь на участках предусматривают установку двух трансформаторных подстанций, одна из которых питает комбайн, а другая — самоходный вагон и вспомогательные электропотребители. Забойные самоходные машины оборудуют кабельными барабанами с кабелеукладчиками. Радиус действия машины определяется емкостью кабельного барабана и составляет около 200 м в одну сторону от точки закрепления кабеля (РПП). По мере удаления фронта очистных работ РПП периодически перемещается. Шаг передвижки РПП определяется на основе технико-экономического сравнения вариантов. Схемы электроснабжения калийных рудников приведены в работе [2].

Контрольные вопросы

9.1. От каких факторов зависит выбор схемы электроснабжения подземных электроприемников?

9.2. Каковы требования к схемам электроснабжения подземных горных работ?

9.3. Какие существуют способы питания подземных электроприемников и в каких случаях их применяют?

9.4. В чем состоит необходимость применения схем обособленного электроснабжения для подземных электроприемников угольных шахт?

9.5. Какие схемы питания характерны для участков угольных шахт при пологом залегании пластов?

9.6. Каков порядок комплектации распределительных пунктов (РПП-0,66 кВ)?

9.7. Что характерно для электроснабжения добычных участков угольных шахт при наклонном залегании пластов?

9.8. Какие требования предъявляются к электрооборудованию и схемам электроснабжения участков на пологих и наклонных пластах, опасных по внезапным выбросам?

9.9. В чем особенности электроснабжения участков на крутых пластах?

9.10. На чем основана работа системы автоматического опережающего отключения?

9.11. Каковы особенности электроснабжения участков при напряжении 1140 В?

9.12. Чем отличаются схемы электроснабжения участков при применении двигателей постоянного тока и регулируемого привода переменного тока?

9.13. Какие известны схемы электроснабжения подготовительных забоев?

1. Способы питания подземных электроприемников.
2. Электроснабжение добычных участков угольных шахт.
3. Электроснабжение подготовительных участков шахт.
4. Электроснабжение подземных потребителей участков рудных шахт.

10. ПОДЗЕМНЫЕ ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ

10.1. Общие определения, классификация

Подстанции и распределительные пункты являются узлами СЭС. В зависимости от местоположения по иерархическим ступеням распределения и преобразованию параметров электрической энергии в подземной электрической сети выделяют:

- центральные подземные подстанции (ЦПП);
- распределительные пункты напряжением выше 1,2 кВ (РПП-ВН);
- участковые подстанции (УПП, ПУПП);
- распределительные пункты напряжением до 1,2 кВ (РПП-НН);
- преобразовательные подстанции (ППП).

Подстанция служит для распределения и преобразования электроэнергии. Она состоит из распределительных устройств, трансформаторов, выпрямителей, инверторов, устройств управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от условий преобразования электроэнергии подстанции подразделяются на трансформаторные (изменение только уровня напряжения с 6—10 кВ на значения напряжения до 1,2 кВ) и преобразовательные (наряду с понижением уровня напряжения преобразуется частота тока).

Распределительное устройство выполняет прием и распределение энергии на одной ступени напряжения, состоит из сборных шин, вводных ячеек и ячеек отходящих присоединений с коммутационными аппаратами, устройствами управления, автоматики и защиты, измерительными приборами. Если распределительное устройство не входит в состав подстанции, его называют *распределительным пунктом*.

ЦПП — первая ступень распределения электроэнергии, получаемой от поверхностной ГПП. По своему местоположению она обеспечивает питание всей подземной электрической сети шахты, блока (ЦППб) или горизонта (ЦППг).

Распределительные пункты высокого напряжения являются дополнительными узлами распределения энергии на напряжении питания от ЦПП и более приближены к питаемым группам ЭП и участковым подстанциям.

Участковые трансформаторные подстанции служат для питания ЭП на напряжении до 1,2 кВ. По конструктивному исполнению они делятся на стационарные и передвижные (ПУПП). УПП используют в электроснабжении стационарных электроустановок, а ПУПП — для питания ЭП подготовительных и очистных участков и перемещаются за фронтом горных работ. РПП-НН получает питание от участковой подстанции и служит низшей ступенью распределения энергии, питает группы ЭП одного технологического процесса (операции). ППП по своему назначению относятся к участковым подстанциям и служат для питания ЭП постоянного тока и тока с частотой, отличной от 50 Гц.

В подземных подстанциях и в распределительных пунктах устанавливается комплектное рудничное электрооборудование с соответствующим горным условиям уровнем взрывозащиты. Электрооборудование, содержащее масло и другую горючую жидкость, не применяется. Допускается только применение КРУ с масляным заполнением в камерах с высшей степенью огнестойкости крепи.

10.2. Электрооборудование подземных подстанций

Основным электрооборудованием ЦПП, РПП напряжением выше 1,2 кВ, УПП, ПУПП и РПП напряжением до 1,2 кВ являются: комплектные распределительные ячейки, трансформаторы, ПУПП, выпрямительные и преобразовательные агрегаты, низковольтная коммутационная аппаратура, аппараты защиты, пульты и станции управления.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) предназначены для приема электроэнергии на напряжении 6—10 кВ от пунктов питания и передачи ее в распределительную сеть к УПП, РПП, ПУПП, электродвигателям (табл. 10.1).

КРУ типа РВД-6 выпускаются в модификациях: вводные (РВД-6-В) и для отходящих присоединений. Они реализуют:

- операции включения и отключения — вручную и дистанционно (на расстоянии до 3 км по трехжильному кабелю сечением не менее 2,5 мм²);

- аварийное отключение при КЗ на отходящем присоединении (без выдержки времени) и при снижении напряжения до 0,35—0,65 номинального;

- отсоединение участка сети или ЭП для производства ремонта или осмотра;

- автоматическое закорачивание и заземление фаз отходящих присоединений при отключении (в модификации КРУ для линейных присоединений);

- блокировку от включения на сеть с сопротивлением изоляции относительно земли ниже 80 кОм;

Таблица 10.1

Характеристики основных типов КРУ

Параметры	Тип комплектного распределительного устройства					
	РВД-6М	КРУВ-6	КРУРН-6	УК-6	УКР-6-10	
Номинальное напряжение, В	6000	6000	6000	6000	6000	10 000
Номинальный ток (А)						
ячеек:						
вводных и секционных	100; 150; 200; 300	100; 160; 200; 320; 400; 630	320—630	200; 315; 400	315; 400; 630	315; 400; 630
отходящих присоединений	20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300	20; 32; 40; 80; 100; 160; 200; 320; 400	50—400	100; 160; 200; 315	50; 100; 160; 200; 315; 400	50; 100; 160; 200; 315; 400
Мощность отключения, МВ·А	15; 24; 32; 40; 50	100	100	50	50; 100; 200	173
Предельный сквозной ток КЗ, кА:						
амплитудное значение	5; 7,5; 10; 12,5; 19; 25	25	25	—	—	—
действующее значение	2; 3; 4; 4,9; 7,5; 10	—	—	13; 25	13; 25; 52	25
Предельный однофазный ток термической стойкости при КЗ, кА	1; 7; 2,55; 3,4; 4,25; 6,4; 8,5; 12,7; 15,8	9,6	10	5; 10	5; 10; 20	10
Уровень и вид взрывозащиты	РП	РВ, 4В, И	РН, И	РВ	—	—
Тип выключателя	ВМБ-10	ВЭВ-6	ВЭВ-6	Вакуумный контактор	—	—

измерение значений напряжения, тока потребляемой электроэнергии;

КРУ типа КРУВ-6 выпускаются в модификациях: для отходящих присоединений (КРУВ-6-ОП, КРУВ-6-ОТ с встроенным трансформатором тока нулевой последовательности); вводные (КРУВ-6-В) и секционные (КРУВ-6-С). В них осуществляются: операции включения и отключения;

автоматическое закорачивание и заземление фаз отходящих присоединений (в модификации КРУ для отходящих присоединений);

однократное АПВ и АВР;

защиты (минимальная, от токов перегрузки, пускового режима недопустимой продолжительности, токов КЗ на отходящих присоединениях, от потери управляемости при обрыве или замыкании цепи дистанционного управления);

блокировки (на подачу напряжения на отходящее присоединение с сопротивлением изоляции ниже $300 \text{ кОм} \pm 20\%$, на включение напряжения после срабатывания защиты от сверхтоков, против повторного включения при отказе механизма, удерживающего выключатель во включенном положении, введение запрета АПВ и АВР при срабатывании защиты от сверхтоков);

сигнализация (о включенном и отключенном положении выключателя, срабатывании максимальной токовой защиты и БРУ);

проверка максимальной токовой защиты и БРУ;

подключение внешних защитных устройств (от замыкания на землю, несимметричных режимов, газовой защиты и др.);

вывод при необходимости минимальной защиты;

измерение значений тока и напряжения.

Работоспособность КРУ сохраняется при изменении напряжения в пределах 0,85—1,15 номинального.

В КРУ применен электромагнитный выключатель ВЭВ-6 со встроенным пружинным приводом. Гашение дуги в нем осуществляется в многощелевой дугогасительной камере в воздушной среде.

КРУ типа КРУРН-6 предназначено для применения в шахтах и рудниках, не опасных по газу или пыли. Их электрическая схема обеспечивает те же функции, что и в КРУВ-6.

Комплексное малогабаритное взрывобезопасное устройство УК-6-5УХЛ5 предназначено для распределения электроэнергии и выполняет функции защиты и управления подземными электроприемниками в угольных шахтах, опасных по газу и пыли. Конструкция устройства взрывонепроницаема, представляет собой цилиндрическую оболочку, в которой размещены высоковольтный вакуумный контактор с приставкой, два высоковольтных трансформатора тока и трансформатор напряжения. При-

менение вакуумного коммутационного аппарата повышает эксплуатационную надежность, коммутационный и механический ресурсы, предельную частоту включений, взрыво- и пожаробезопасность, снижает габариты и массу. При этом исключены выбросы в атмосферу продуктов горения электрической дуги и образование агрессивной среды в оболочке, обеспечена независимость отключающей способности от окружающей температуры.

Комплектное распределительное устройство предназначено для распределения электроэнергии, защиты и управления подземными электроприемниками горнодобывающих предприятий. Выключатели имеют электрический привод и дистанционное управление. Аппаратура управления включает устройства АПВ и АВР.

Силовые трансформаторы для подземных условий выпускаются серий ТСВ, ТСП и ТСШ (табл. 10.2). Сухие взрывобезопасные трансформаторы серии ТСВ применяют в качестве понижающих в шахтах, опасных по газу или пыли. Их конструкция состоит из следующих элементов: кожуха с ребрами охлаждения и ходовой тележкой; выемной части (трансформатора); вводных коробок высокого и низкого напряжений. Взрывонепроницаемость элементов конструкции трансформатора обеспечивается использованием фланцевой защиты. Тепловая защита трансформатора осуществляется термореле ДТР-ЗМУТ, которые устанавливают на двух фазах обмотки низкого напряжения.

Трансформатор ТСШВ 630/6—6 используют как разделительный в протяженной электрической сети в целях снижения емкостного тока замыкания на землю на разделенных участках. Предназначен для СЭС шахт, опасных по внезапным выбросам угля и газа. Конструкция трансформатора аналогична трансформатору типа ТСВ, но имеет две вводные коробки высокого напряжения.

Преобразовательные трансформаторы серии ТСП используются для питания выпрямительных агрегатов АТП-500/275 и АТП-500/600 в шахтах, не опасных по газу или пыли. Они имеют рудничное нормальное исполнение, конструкция аналогична конструкции трансформаторов серии ТСВ.

Трансформаторы типов ТСШ 4/07 и ТСШ 4/07-38 используются для питания сетей освещения и электродвигателей в подземных электроустановках.

Допустимые по продолжительности систематические перегрузки шахтных трансформаторов с сохранением расчетного срока службы приведены в ГОСТ 15542—79 (сухие трансформаторы с главной и продольной изоляцией* класса нагревостойкости Н и естественным воздушным охлаждением).

Комплектные трансформаторные подстанции. К основному

Параметры шахтных силовых трансформаторов

Таблица 10.2

Тип трансформатора	Номинальные параметры				Схема и группа соединения обмоток	Напряжение, КЗ, %	Ток ХХ, %	Потери, кВт	
	мощность, кВт·А	напряжение, кВ						КЗ при $t=115^{\circ}\text{C}$	ХХ
		ВН	НН						
ТСВ 100/6	100	6	$\frac{0,4}{0,69}$	$\frac{Y/\Delta-11}{Y/Y-0}$	3,5	5,0	1,100	0,94	
ТСВ 160/6	160	6	$\frac{0,4}{0,69}$	$\frac{Y/\Delta-11}{Y/Y-0}$	3,5	3,6	1,65	1,16	
ТСВ 250/6	250	6	$\frac{0,4}{0,69}$	$\frac{Y/\Delta-11}{Y/Y-0}$	3,5	3,5	2,14	1,59	
ТСВ 400/6	400	6	$\frac{0,4}{0,69}$	$\frac{Y/\Delta-11}{Y/Y-0}$	3,5	2,2	3,14	2,07	
ТСВ 630/6	630	6	$\frac{0,4}{0,69}$	$\frac{Y/\Delta-11}{Y/Y-0}$	3,5	1,5	4,3	2,69	
ТСВ 1000/6	1000	6	$\frac{0,69}{1,2}$	$\frac{Y/\Delta-11}{Y/Y-0}$	4,5	1,5	9,7	2,63	
ТСШВ 630/6-6	630	6	6,2	Y/Y_H-0	3,5	2,5	3,8	3,85	
ТСП 160/6	160	6	0,23	$Y/\Delta-11$	6,2	2,0	2,3	0,7	
ТСП 320/6	320	6	0,46	$Y/Y-0$	5,0	1,0	3,4	1,3	
ТСШ 4/0,7	4	$\frac{0,6}{0,38}$	$\frac{0,23}{0,133}$	$\Delta/\Delta-0$	4,5	—	0,09	0,09	
ТСШ 4/0,7-38	4	$\frac{0,66}{0,38}$	0,038	$\Delta/\Delta-0$ ($Y/\Delta-11$)	4,5	—	0,09	0,09	

оборудованию стационарной КТП относятся ячейки высоковольтного распределительного устройства, силовые понижающие трансформаторы, автоматический выключатель и общесетевое реле защиты на каждый трансформатор, осветительный агрегат или трансформатор с необходимым комплектом аппаратуры и светильники, которые устанавливаются в камере КТП и ближайших выработках.

Передвижная КТП представляет собой электрический агрегат, собранный из силового трансформатора, распределительных устройств высокого (РУВН) и низкого (РУНН) напряжений, расположенных по обе стороны трансформатора, на общей ходовой тележке. В РУВН размещен разъединитель или выключатель нагрузки, в РУНН расположены автоматический выключатель, устройство максимальной токовой защиты отходящих питающих линий и устройство защиты от тока утечки. Автоматический выключатель заблокирован на опережающее отключение с коммутационным аппаратом РУВН.

Передвижные подстанции комплектуются трансформаторами серии ТСВ и имеют соответствующие типоразмеры: ТСВП-100/6, ТСВН-160/6, ТСВП-250/6, ТСВП-400/6, ТСВП-630/6 и ТСВП-1000/6-1,2. Существует также модификация этой серии передвижных подстанций для шахт, разрабатывающих крутые пласты (ТСВП-160/6-КП, ТСВП-400/6-КП, ТСВП-400/6-КПБ, ТСВП-630/6-1,2). В этой модификации расширены функции РУНН по защитам, управлению и сигнализации, что обеспечивает быстросействующее защитное отключение электроэнергии в случае аварийной ситуации в электрической сети со временем отключения не более 0,0025 с.

Для электроснабжения высокопроизводительных угледобывающих участков создана блочная трансформаторная подстанция ТПБВ-4×250/6, в которой трансформатор состоит из четырех блоков-секций.

Перспективным направлением в совершенствовании передвижных подстанций для электроснабжения очистных и подготовительных комплексов оборудования является создание энергопоездов. В этих электрических агрегатах элементы передвижной подстанции дополняются аппаратами управления ЭП и устройством компенсации реактивной мощности. Совмещение всего электрооборудования участковой СЭС в одном электрическом агрегате снижает габариты УПП, материалоемкость и трудоемкость изготовления, повышает надежность, упрощает обслуживание и эксплуатацию. Разработаны энергопезда

* К главной изоляции относят изоляцию между обмотками, обмотками и заземленными частями; к продольной — изоляцию между витками, слоями и катушками одной обмотки.

ЭП-1000/6 и ТСВЭ-630/6. Энергопоезд ЭП-1000/6 способен заменить комплект электрооборудования: ячейку распределительного устройства КРУВ-6, подстанцию ТСП-1000/6, два автоматических выключателя АВ-320, 16 пускателей ПВИ-250, ПВИ-125, ПВИ-63.

Рудничная комплектная трансформаторная подстанция (типа энергопоезд) ТСВЭ-630/6-УХЛ5 предназначена для преобразования электроэнергии и распределения ее по электроприемникам высокопроизводительных угледобывающих участков. Ее электрическая схема обеспечивает выполнение коммутации и защиты со стороны сети высокого напряжения, коммутацию, управление и защиту отходящих присоединений и питаемых двигателей комплекса электрооборудования угледобывающего участка.

Преобразовательные подстанции используются в системах электроснабжения подземного рельсового транспорта. Они осуществляют преобразование с трехфазного тока частотой 50 Гц в выпрямленный ток (преобразователи для питания тяговой сети контактных электровозов и зарядные устройства для тяговых батарей аккумуляторных электровозов) и однофазный ток частотой 5000 Гц (преобразователи для питания тяговой сети бесконтактных электровозов).

Основное электрооборудование тяговой подстанции для контактных электровозов — силовой трансформатор серии ТСП, тяговый преобразовательный агрегат, ячейка распределительного устройства переменного тока, к которой подключен силовой трансформатор, и распределительное устройство постоянного тока. Серийно выпускаются преобразовательные агрегаты АТП и АТПШ, выполненные на неуправляемых вентилях и имеющие унифицированную схему и конструкцию, с принудительным воздушным охлаждением:

Тип тягового агрегата	АТПШ-500/275	АТПШ-1000/275	АТП-500/275
Выпрямленный ток, А	500	1000	500
Выпрямленное напряжение, В	275	275	275
Номинальная мощность, кВт	137,5	275	137,5
Уровень взрывозащиты	РП	РП	РН

Электрической схемой тягового агрегата (АТП-500/275М1), состоящей из автоматического выключателя, выпрямителя, реактора, аппаратуры управления, защиты и сигнализации, предусматривается:

- управление местное и дистанционное;
- автоматическое двукратное повторное включение без контроля изоляции сети;

защита от внутренних и внешних КЗ и перегрузок;
сигнализация местная и дистанционная о положении автоматического выключателя и срабатывании защит.

Режим работы преобразовательных агрегатов — автоматический. Для защиты обслуживающего персонала от поражения выпрямленным током используется устройство УЗО-300.

Зарядная преобразовательная подстанция создается из понижительной передвижной подстанции или силового трансформатора с соответствующей коммутационной и защитной аппаратурой и комплектов зарядных устройств, которые подключены к ней через пускатели. Число и тип зарядных устройств обуславливаются типоразмерами тяговых батарей аккумуляторных электровозов:

Тип зарядных устройств	ЗУК-155/230	ЗУК-75/120	УЗА-200-230	УЗА-160-320
Напряжение питания, В	380/660	380/660	380/660	380/660
Выпрямленный ток, А	155	75	200	160
Выпрямленное напряжение, В	230	120	230	320
Выходная мощность, кВт	35,6	9	46	51,2
КПД	≥0,42	≥0,86	≥0,9	≥0,9
Коэффициент мощности, не менее	0,82	0,75	0,7	0,7
Уровень взрывозащиты	РП	РП	РП	РП

Зарядное устройство выполняется в виде шкафа, в котором размещены согласующий силовой трансформатор, трехфазный выпрямитель, магнитный усилитель, вентилятор, аппараты и устройства управления, защиты и сигнализации, электроизмерительные приборы.

Электрическая схема зарядного устройства реализует:
автоматическое регулирование зарядного режима со стабилизацией зарядного тока $\pm 5\%$;

защиту от КЗ, перегрузок и холостого хода;

защиту от коммутационных перенапряжений на вторичной стороне согласующего силового трансформатора;

защиту от тока утечки при снижении сопротивления изоляции во вторичной цепи силового трансформатора и зарядной цепи и прикосновении человека к токоведущим частям;

проверку исправности реле тока утечки;

блокировку включения при открытой двери шкафа и неправильной полярности заряжаемой батареи, автоматическое отключение при перегреве аккумуляторов (в серии УЗА);

сигнализацию рабочих состояний и срабатывания защит;

измерение значений выпрямленного тока и напряжения, сопротивления изоляции.

В составе электрооборудования тяговой преобразовательной подстанции для питания бесконтактных электровозов: ячейка высоковольтного распределительного устройства КРУВ-6, передвижная понизительная подстанция ТСВП-400/6-0,66, преобра-

зователь частоты ТОВ1-160-1, 2К-4000 (в модификации на 5000 Гц), автоматический выключатель АВ-320ДО, три пускателя ПВИ для управления электродвигателями системы охлаждения преобразователя частоты, трансформатор ТСШ 4/0,7-38 для питания системы управления преобразователя частоты и пусковой агрегат АП-4 для питания освещения камеры подстанции. Тяговый преобразователь частоты предназначен для преобразования трехфазного тока частотой 50 Гц при напряжении 660 В в однофазный ток частотой 5000 Гц при напряжении 200—1650 В.

Электрической схемой тяговой преобразовательной подстанции предусматривается:

ручное управление преобразователем частоты и дистанционное управление остальным электрооборудованием;

автоматическое повторное включение преобразователя частоты при длительности отключенного состояния не более 3 с и готовность к повторному АПВ через 10—40 с;

максимальная токовая защита от КЗ в сети напряжением 660 В;

защиты (от пробоя и перенапряжений на тиристорах КЗ в силовых цепях, перенапряжений на выходе преобразователя, от неисправности в системе охлаждения, снижения сопротивления изоляции относительно земли в сети нагрузки);

блокировка от подачи напряжения на силовую часть преобразователя при отключенном питании системы управления;

аварийное отключение преобразователя кнопкой «Аварийное отключение» при открывании дверей шкафа преобразователя частоты или разблокировании внешних цепей аварийного отключения;

отключение от устройств газовой защиты;

световая сигнализация о включенном или отключенном состоянии электрооборудования, о срабатывании защит.

Кабели подключения нагрузки, по которым протекает ток частотой 5000 Гц, должны иметь из немагнитного материала крепления, вводы в электрооборудование.

Элементы распределительных устройств, распределительных пунктов, каждый коммутационный аппарат и силовой вывод станций управления должны быть обозначены надписью, указывающей включаемые ЭП или их группу и уставки срабатывания максимальной токовой защиты. Крышки отделений с аппаратурой защиты, устройствами регулировки и блокировок пломбируются именными пломбами.

10.3. Требования к устройству подземных подстанций и распределительных пунктов

В подземных выработках электрооборудование подстанций и распределительных пунктов размещается в камерах или ни-

шах. Камера может быть закрытой (сплошные двери), огражденной (проемы и двери, защищенные сплошными или сетчатыми ограждениями) и взрывной (закрытая камера, рассчитанная на локализацию возможных аварийных последствий при повреждении установленных в ней аппаратов и имеющая выход наружу или во взрывной коридор).

Закрытые камеры используются для установки электрооборудования с масляным заполнением. В них помимо сплошных пожарных дверей должны быть для вентиляции решетчатые двери с запорным устройством. Противопожарные двери в случае пожара должны закрываться автоматически или вручную. У входа в камеру выполняют пологий вал высотой 0,1 м над уровнем пола. Запрещается устройство специальных маслосборных ям и кабельных каналов.

Входы в камеры со сроком службы более года, вентиляционные сбойки и прилегающие выработки на расстоянии не менее 5 м закрепляют несгораемым материалом (бетон, кирпич, металлическая крепь с железобетонными затяжками). Камеры со сроком службы до одного года допускается крепить деревянной крепью, защищенной слоем (не менее 0,01 м) цементного раствора, нанесенного на металлическую сетку. Двери камер выполняются открывающимися наружу. При отсутствии постоянного обслуживающего персонала двери должны быть постоянно закрытыми. При длине камер свыше 10 м в них должно быть два выхода, которые размещают в наиболее удаленных друг от друга местах. У входов в камеру должны быть вывешены знаки «Вход посторонним воспрещается», а в камере на видном месте укреплены предупредительные плакаты и знаки. Камеры и ниши должны надежно проветриваться, температура в них не должна превышать температуру смежных выработок более чем на 5° С. Необходимое для проветривания количество воздуха рассчитывается из выражения

$$V_{расч} = Q_{\Sigma} / (C_{\text{в}} \Delta T),$$

где Q_{Σ} — суммарное количество тепла, выделяемое в течение 1 ч всеми источниками тепловыделения, кДж/ч; $C_{\text{в}}$ — теплоемкость воздуха, равная 1,27 кДж/(м³·°С); $\Delta T \leq 5^{\circ}\text{C}$ — допустимый перепад температуры в камере и примыкающей выработке.

Как источники тепловыделения распределительные устройства, автоматические выключатели, пускатели, станции управления можно не учитывать. Основными источниками тепла являются силовые трансформаторы и преобразователи. Выделяемое агрегатом количество тепла в течение 1 ч (кДж/ч)

$$Q_i = 0,0036 \Delta P_i,$$

где ΔP_i — потери мощности при данной нагрузке, кВт.

Количество воздуха, проходящего через сечение S (м²)

камеры (выработки) при скорости воздушного потока $v_{вп}$ (м/ч), равно $V_{в} = v_{вп} S$ и не должно превышать расчетное количество воздуха по условиям тепловыделения, т. е. $V_{в} \leq V_{расч}$. Камеры проветривают свежей струей воздуха за счет общешахтной депрессии через противоположные решетчатые двери или через двери к окнам.

Электрооборудование в камерах располагают таким образом, чтобы оставались проходы не менее 0,8 м для транспортирования комплектующих аппаратов, их замены и ремонта, не менее 0,5 м для осмотра и монтажа.

Передвижные подстанции и распределительные пункты низкого напряжения должны быть защищены от капежа и механических повреждений. Их удаление от другого оборудования должно быть не менее 0,8 м. В случаях их установки над конвейером должны обеспечиваться зазор до борта конвейера не менее 0,4 м и зазор до кровли не менее 0,5 м для обслуживания.

В камере подстанций оборудуется сеть (контур) заземления, которая подключена к общешахтному заземлителю и дополнительным местным заземлителям. К контуру радиально подключают корпуса всех единиц электрооборудования. Все детали контура заземления (болты, шайбы, планки, хомуты и др.) должны быть оцинкованные.

В камерах (ЦПП, преобразовательной подстанции, УПП, РПП-ВН) с обслуживающим дежурным персоналом устанавливают первичные средства пожаротушения: четыре ручных огнетушителя, ящик с песком вместимостью 0,2—0,4 м³ и лопаты. В ЦПП в случае установки маслonaполненного оборудования дополнительно оборудуют автоматическую установку пожаротушения. У электроустановок, располагаемых в нишах или непосредственно в выработках и камерах без дежурного персонала, средства пожаротушения (два ручных огнетушителя, ящик с песком емкостью 0,2 м³) размещают рядом, на расстоянии 2 м, в специальной нише со стороны поступления свежей струи воздуха.

10.4. Компоновка центральных подземных подстанций и распределительных пунктов высокого напряжения

ЦПП устраивают на блоках и больших горизонтах, что определяет наличие нескольких подстанций. Камеру ЦПП, как правило, размещают в околоствольном дворе рядом с энергоемким потребителем (насосная центрального водоотлива). Для исключения водозатопления уровень бетонного пола в камере должен быть не менее чем на 0,5 м выше отметки головок рельсов в околоствольном дворе с уклоном 0,01 в сторону водосборных канавок. Электрооборудование размещают по высоте от головок рельсов в околоствольном дворе не менее 1 м, что исключает проникновение воды к токоведущим частям.

Размеры камеры для ЦПП зависят от числа единиц комплектующего электрооборудования, его габаритов, транспортных проходов и монтажных проемов. В распределительных устройствах высокого напряжения в ЦПП и РП необходимо предусматривать установку на каждой секции шин одной резервной ячейки КРУ и резервное место под установку еще одной ячейки. Обычно КРУ высокого напряжения и силовые трансформаторы располагают по одну сторону камеры, а распределительное устройство низкого напряжения для питания ЭП околоствольного двора, осветительные трансформаторы и комплект осветительной аппаратуры — по другую сторону. Кабели прокладывают на конструкциях по стенкам и своду камеры. При прокладке по полу они должны быть защищены от механических повреждений.

Ходки сообщений между камерой ЦПП с околоствольными выработками и камерой насосной водоотлива оборудуют противопожарными дверями.

Для устройства камер под ЦПП разработаны типовые проектные решения.

Электрические схемы ЦПП выполняют в двух вариантах:

- с двумя вводами и одним КРУ высокого напряжения на максимальную нагрузку 630 А;

- с четырьмя вводами и двумя КРУ высокого напряжения на максимальную нагрузку 1260 А, где электрическая связь между КРУ не предусматривается.

РПП-ВН располагают стационарно в капитальных выработках вблизи центров электрических нагрузок. По выполнению камер под РПП-ВН различают:

- примыкающие к основным выработкам, где камера выполняется уширением основной выработки и ее длина не должна превышать 10 м;

- с ходками, через которые камера РПП сообщается с основными выработками.

По электрическим схемам и компоновке электрооборудования в камерах разработан ряд серий РПП-ВН, различающихся выполнением камеры, числом секций шин, наличием понижающего трансформатора. Кабели в камерах подвешивают на металлоконструкциях. Размеры камер зависят от числа единиц комплектующего оборудования (число ячеек КРУ от трех до четырнадцати), его габаритов (электрооборудование располагается в один ряд вдоль одной стены). Каждый кабель ввода в РПП-ВН должен быть рассчитан на его полную нагрузку. При числе отходящих присоединений: до трех — вводная ячейка в КРУ не предусматривается; до семи — допускается выполнять один ввод, если позволяет категория ЭП по надежности электроснабжения; более семи — два ввода. Соответственно сериям РПП-ВН разработаны типовые проектные решения на камеры.

которые привязываются в зависимости от конкретных горно-геологических и горно-технических условий.

Распределительные устройства низкого напряжения располагают по возможности вне камеры РПП-ВН у ЭП.

10.5. Компоновка участковых подстанций и распределительных пунктов низкого напряжения

Стационарные УПП оборудуют при продолжительности работы не менее года. Конструктивно они выполняются аналогично РПП-ВН, в которых требуется установка более одного понижительного силового трансформатора. Месторасположение для УПП выбирают приближенным к центру питаемых электрических нагрузок. Габариты камеры или ниши определяются размерами устанавливаемого в УПП комплекта электрооборудования: ячеек КРУ ВН, силовых трансформаторов или трансформаторных подстанций, групповых коммутационных аппаратов низкого напряжения и общесетевой защитной аппаратуры. Низковольтную распределительную и осветительную аппаратуру в УПП не устанавливают.

Электрическая схема УПП должна предусматривать транзит электрической нагрузки через КРУ ВН. Центрогипрошахт разработал типовые проекты расположения оборудования в УПП. Стационарные УПП вытесняются передвижными как более экономичными и удобными в эксплуатации.

Передвижные УПП (ПУПП) обеспечивают питание ЭП подвижного фронта горных работ (очистные и подготовительные забои); перемещаются с шагом 30—70 м. Размещаются ПУПП в основных выработках таким образом, чтобы отсутствовали помехи при передвижении транспорта и людей в местах, возможно близких к мощным электроприемникам: на разминовке, на уширении откаточной выработки, на двухпутной колее с разминочными стрелками, над скребковым конвейером (перегрузателем) в выработках с углом падения не более 6°. Установка оборудования в нишах возможна как исключение. С торцов ПУПП оборудуют площадки обслуживания (со стороны РУВН устанавливается деревянная решетка на изоляторах). При совместной установке две и более ПУПП получают питание по радиальной линии от РПП-ВН и транзитом по ВН одна от другой.

Распределительные пункты низкого напряжения выполняются стационарными или передвижными в зависимости от соответствующего вида питаемых ЭП. Стационарные РПП-НН оборудуют в специальных выработках (камера, сбойка, ниша) на длительное время. Электрооборудование пунктов устанавливают в одну линию вдоль стен выработок на металлических или деревянных платформах.

Передвижные РПП-НН размещают в основных выработках так, чтобы обеспечивалось нормальное транспортирование грузов и проход людей (в нишах, на уширении, над скребковыми конвейерами или перегружателями). Аппараты распределительного пункта монтируют на металлических подставках длиной 1,5 и 3 м с салазками или колесами для легкого перемещения. Размещение электрооборудования на таких площадках заложено в основу монтажа энергопоездов, комплект электрооборудования которых включает ПУПП.

Структура электрической схемы РПП-НН, представляющего собой узел распределения электроэнергии для группы ЭП единого технологического назначения, следующая. На вводе от ПУПП устанавливают автоматический выключатель (от него транзитом может получать питание АВ следующего РПП-НН, более удаленного от ПУПП), через контактную систему которого подключена по магистральной схеме группа пускателей). Пускатели соединяют в магистральную линию в порядке уменьшения значения тока питаемых ими ЭП (от каждого пускателя питается один или два электродвигателя одного технологического агрегата). Предусматривается установка резервных пускателей (питание двигателей комбайна). Последними к магистральной линии подключают ручные ЭП и осветительные агрегаты. Для питания одиночных ЭП установка вводного автоматического выключателя необязательна. Приведенная структура РПП-НН реализована также в комплектных агрегатах — станциях управления.

Для типовых схем электроснабжения очистных и подготовительных работ, а также стационарных ЭП при различных вариантах размещения РПП-НН в выработках имеются типовые проектные решения, основные показатели которых приведены в справочной литературе.

10.6. Устройство преобразовательных подстанций

Тяговую преобразовательную подстанцию для питания контактных электропоездов обычно совмещают с ЦПП. Силовые трансформаторы тяговой ППП устанавливают рядом с трансформаторами ЦПП, а шкафы преобразовательных агрегатов АТП или АТПШ, распределительных устройств постоянного тока и щит диспетчерского управления располагают по одну сторону с распределительным устройством высокого напряжения переменного тока. Для случая устройства в отдельной камере компоновка ее электрооборудования приведена на рис. 10.1. При неглубоких шахтах тяговую подстанцию устанавливают на поверхности.

ППП с зарядными устройствами батарей аккумуляторных электропоездов размещают в электропоездном депо. Аналогичное размещение имеют ППП для питания бесконтактных электро-

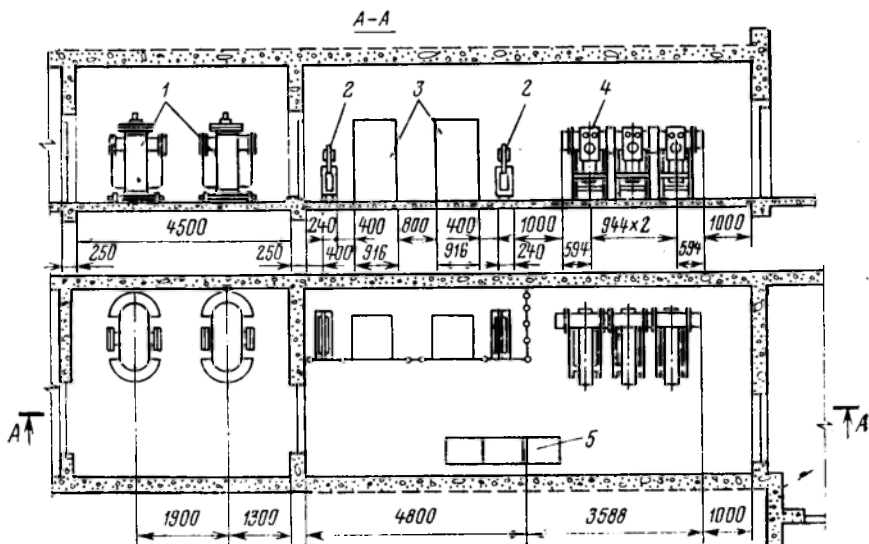


Рис. 10.1. Компоновка электрооборудования тяговой преобразовательной подстанции:

1 — трансформатор; 2 — быстродействующий выключатель; 3 — преобразовательный агрегат; 4 — КРУ 6 кВ; 5 — РУ постоянного тока

возов (за исключением зарядных камер). ППП проветриваются обособленной свежей струей с направлением ее от камеры ППП к зарядной камере.

Размеры камер под ППП зависят от количества устанавливаемых в них силовых трансформаторов и преобразователей. Пример типовой компоновки электрооборудования ППП с зарядными устройствами для аккумуляторных электровозов показан на рис. 10.2. Днепрогипрошахтом предложена новая компоновка электрооборудования в камере: электрооборудование располагается вплотную к стенам (не требует доступа для обслуживания с тыльной стороны), пусковые и защитные аппараты монтируются на платформе в единый распределительный пункт; разводка кабелей выполнена под платформой в кабельных лотках (рис. 10.3). В последнем варианте компоновки электрооборудования габариты камеры меньше.

В ППП питания бесконтактных электровозов компоновка электрооборудования аналогична приведенной на рис. 10.3, только вместо зарядных устройств устанавливаются тяговые преобразователи частоты.

Контрольные вопросы

10.1. Что представляет собой структурная схема распределения электроэнергии в подземных СЭС?

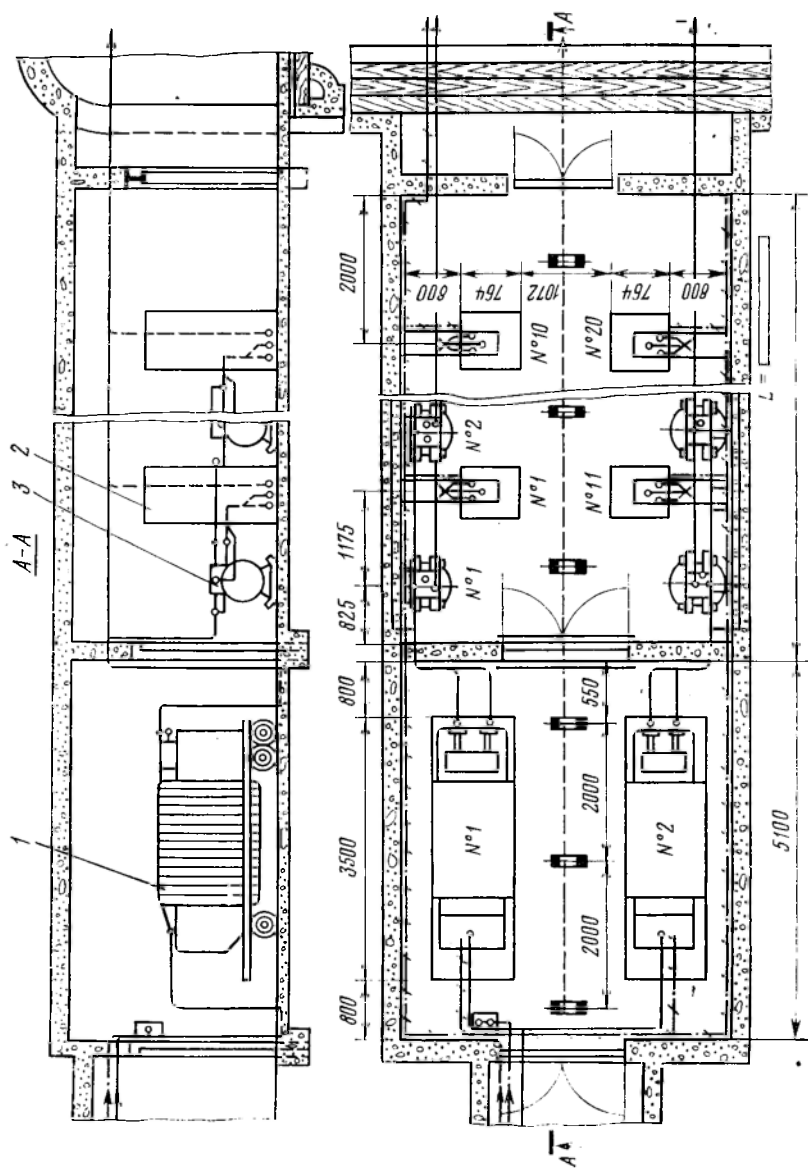


Fig. 10.2. Variant размещения электрооборудования ППП с зарядными устройствами ЗУК-155/230:
 1 — трансформатор; 2 — зарядное устройство; 3 — пускатель

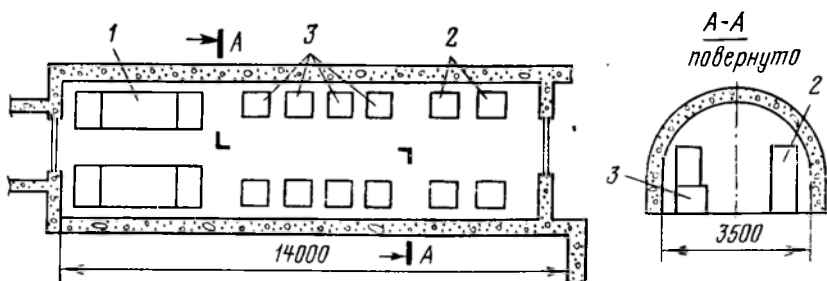


Рис. 10.3. Размещение электрооборудования в камере ППП:
1 — трансформатор; 2 — зарядные устройства (преобразователи частоты); 3 — РПП—НН

10.2. Как влияет технология подземных горных работ на построение СЭС?

10.3. Каково назначение КРУ подземных подстанций и их основные функциональные возможности?

10.4. Что можно сказать о типоразмерах силовых трансформаторов для подземных условий и их основных особенностях?

10.5. В чем заключаются основные направления совершенствования электрооборудования для участков СЭС?

10.6. Какое конструктивное выполнение имеют помещения для подземных подстанций и распределительных пунктов?

10.7. Какие существуют варианты размещения ПУПП и РП—НН?

10.8. Каким требованиям должна отвечать компоновка электрооборудования преобразовательных подстанций?

Темы рефератов

1. Выбор месторасположения подземных подстанций.
2. Унификация электрооборудования подземных подстанций.

11. РУДНИЧНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ

11.1. Классификация, требования к устройству и эксплуатации

Рудничная аппаратура предназначена для коммутации в питающей и распределительной электрической сети, управления электрическим приводом технологических установок и обеспечения защиты электрической сети и электроустановок от ненормальных режимов работы. В зависимости от способа включения аппараты условно подразделяют на две группы: 1) включаемые последовательно в силовую электрическую сеть; 2) устанавливаемые во вторичных электрических цепях автономно или в составе элементов аппаратов первой группы для расширения их функциональных возможностей.

Включение аппаратов первой группы последовательно в сеть необходимо в узлах генерации, распределения и потребления электроэнергии, в первую очередь для коммутации электриче-

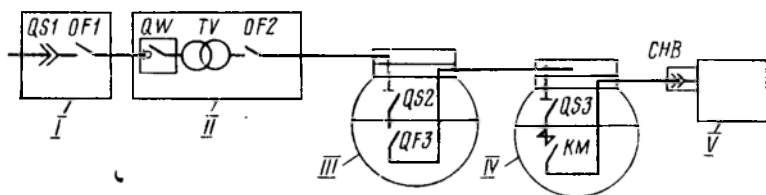


Рис. 11.1. Место установки коммутационных аппаратов в схеме питания ЭП: I — КРУ ВН; II — ПУПП; III — автоматический выключатель; IV — пускатель; V — электроприемник

ских цепей. Поэтому эти аппараты называют *коммутационными электрическими*. Их классифицируют по уровню рабочего напряжения — высокого и низкого. Дополнительно к ранее изученным коммутационным аппаратам общего назначения, в рудничных сетях используются следующие их виды (рис. 11.1).

Автоматический выключатель — групповой (вводной) низковольтный аппарат, встраиваемый в комплектное электрооборудование, или автономный, предназначенный для нечастых оперативных коммутаций (вручную или дистанционно) и автоматических защитных отключений при токах перегрузки и КЗ.

Пускатель — низковольтный аппарат, предназначенный для частых включений — отключений электродвигателей, защиты подключаемого электрооборудования; в реверсивных пускателях выполняется дистанционное переключение фаз для изменения направления вращения электродвигателей.

Пусковой агрегат — низковольтное комплектное устройство, питающее автономную электрически независимую сеть и состоящее из разделительного трансформатора, автоматического выключателя, контакторов и элементов защиты.

Станция управления — низковольтное комплектное устройство, содержащее разъединитель, вводной автоматический выключатель и на отходящих присоединениях — контакторы и блоки защиты для управления комплексом электроприводов механизмов единого технологического непрерывного процесса.

Кроме деления по основному назначению коммутационные аппараты классифицируют по следующим признакам:

способу коммутации — контактные, в которых коммутация осуществляется механическим перемещением токоведущих контактов, и бесконтактные, где коммутация выполняется ключевыми элементами (тиристоры, транзисторы);

способу управления и виду привода — с ручным, дистанционным и автоматическим управлением, соответственно реализуемым перемещением токоведущих контактов вручную операторами, посредством электромагнитов и электродвигателей (при бесконтактной коммутации — электронными клю-

чевыми элементами). Изменение положения токоведущих контактов может выполняться с самовозвратом и без самовозврата. В аппаратах с самовозвратом перемещение контактов из начального в конечное положение производится путем подачи питания через привод, а после его отключения обратный возврат в начальное положение происходит автоматически. В аппаратах без самовозврата начальное и конечное положения контактов являются фиксированными, их изменение осуществляется раздельными подачами энергии на привод;

типоразмеру аппаратов — соответственно их характеристикам и показателям (напряжение, мощность или ток, защитные характеристики, уровень коммутационной способности, механическая и коммутационная износостойкость, быстродействие, конструктивное исполнение, число фаз, число позиций или фиксированных положений токоведущих контактов).

Устройства второй группы служат для управления, соединения, контроля и защиты. Конструктивно — это блок или устройства дистанционного управления коммутационными аппаратами; защиты от токов перегрузки электродвигателей, и контроля изоляции, максимальной токовой защиты, и контроля цепей заземления передвижных машин, защиты от токов утечки, управления (кнопки, посты), аппаратуры блокирования и блок-контактов подключения автоматических защит (например, газовой), предупредительной сигнализации и связи (гудки, сирены, звонки и др.), а также разъемы, коробки разветвительные, муфты, соединители, аппаратура автоматики. Эти устройства и аппараты встраиваются или сопрягаются по внешней сети с элементами коммутационных аппаратов.

В конструкции рудничной аппаратуры независимо от ее классификационных признаков различают: разъединитель, коммутирующее устройство (контактная система) с элементами дуго- и искрогашения; механизм управления; элементы защиты; различные блокировки для обеспечения безопасной эксплуатации; оболочки с вводными и выводными устройствами и быстрооткрываемыми крышками.

К рудничной аппаратуре, в отличие от аппаратуры общего назначения, предъявляются специфические требования по устройству, смысл которых — обеспечение надежности и безопасности;

закрытое исполнение для предотвращения проникновения внутрь пыли или влаги;

повышенная механическая прочность для защиты от внешних повреждений;

наличие блокировочных устройств, против подачи напряжения при открытом корпусе;

непрерывный автоматический контроль состава шахтной атмосферы, интенсивное и надежное проветривание горных выра-

боток для снижения концентрации газа в рудничной атмосфере до допустимых пределов в месте установки;

непрерывность цепи заземления передвижных машин;

блочность конструкции и высокий уровень унификации элементов электрической схемы и конструкции;

наличие устройств, обеспечивающих безопасность при эксплуатации, ремонте и техническом обслуживании аппаратов;

предварительный контроль состояния шахтной электрической сети перед подачей напряжения на ЭП;

предупреждение опасности поражения электрическим током;

искробезопасность цепей дистанционного управления (для шахт, опасных по газу или пыли);

использование минимального количества жил для цепей управления, блокировки и др.

11.2. Виды, особенности и способы выполнения защит

Нарушения нормальной работы подземных СЭС могут быть вызваны появлением в электрической сети КЗ, недопустимых колебаний напряжения, опасных перегрузок, механических и других повреждений рабочей изоляции, перегрева и аварийных режимов ЭП, а также превышением предельно допустимой концентрации метана или недостаточным проветриванием в горных выработках. Следствием названных причин являются потеря управляемости элементами СЭС или отдельными ЭП, поражение человека электрическим током, пожар и взрыв метано-, пылевоздушных смесей. В целях предупреждения опасных последствий в подземных СЭС и применяют аппараты и устройства, осуществляющие защитное заземление и контроль цепи заземления, контроль рабочей изоляции и защитное отключение в СЭС, защиту элементов СЭС и электроприемников, контроль за содержанием метана, контроль режима проветривания, опережающее отключение электроэнергии.

Аппаратно контроль цепи заземления выполняется для передвижных машин и забойных конвейеров. Он необязателен, если электродвигатели этих установок включены в заземляющую сеть не менее чем через две заземляющие жилы разных силовых кабелей. При необходимости контроль может быть автоматическим непрерывным либо с использованием заземляющей жилы в цепи управления машин, либо с помощью специального устройства, обособленного от схемы управления в целях повышения ее надежности и помехозащищенности. Принцип выполнения этой защиты — контроль обрыва или увеличения сопротивления цепи заземления 5 (рис. 11.2), которая включается в схему контроля, содержащую стабилизированный источник питания 1, промежуточное реле 2, проводники цепи управления 3 и установленные в аппарате управления 4 диод,

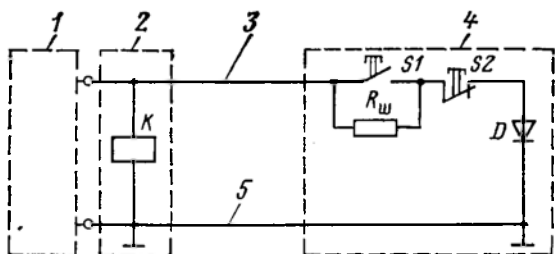


Рис. 11.2. Пример выполнения схемы автоматического контроля цепи заземления

кнопки «Пуск» ($S1$), «Стоп» ($S2$). Эта схема при увеличении сопротивления цепи заземления свыше 50—100 Ом обеспечивает размыкание контактов промежуточного реле 2 в цепи управления коммутационным аппаратом, чем формируется команда на его отключение. Цепь контроля заземления — токоведущая, поэтому для выполнения требований взрывобезопасности выход источника питания 1 должен быть искробезопасным. Для автоматического контроля цепи заземления применяется аппаратура управления типов АУС, АУСК-1-6, АУПСМ, ЦПУ и блоки дистанционного управления БУ, БУР, БДУ.

Контроль рабочей изоляции в подземных СЭС осуществляют аппараты предупредительного контроля изоляции или общесетевой защиты. Предупредительный контроль изоляции производится на отключенных от источника питания присоединениях перед их включением. Цель такого контроля — предотвращение подачи напряжения на присоединение с сопротивлением изоляции ниже пределов по ГОСТ 22929—78: для 220 В — 15 кОм; 380, 660 В — 30 кОм; 1140 В — 100 кОм.

Блоки предварительного контроля изоляции (блокировочные реле утечки) встраиваются в автоматические выключатели, пускатели, станции управления, блоки дистанционного управления и др. Функцию предварительного контроля сопротивления изоляции выполняет также реле утечки в комплектной трансформаторной подстанции серии ТСВ. В основу этих устройств положены следующие принципы контроля изоляции между фазами сети и землей:

по значению выпрямленного тока в контуре «земля — выпрямительный мост — измерительное реле — фаза сети — земля», где соответственно контролируемому нижнему пределу сопротивления изоляции устанавливается значение тока срабатывания реле, через его контакты в цепь управления коммутационного аппарата присоединения передается команда о достижении установленного предела. Примером реализации такого принципа являются схемы блоков управления типов БУ и БУР

пускателями серий ПВИ, ПВИР и станциями управления СУ-350А;

измерение контролируемого сопротивления изоляции мостовой схемой, плечами моста которой являются постоянные резисторы и сопротивление изоляции (в одну диагональ включен источник — выпрямитель, в другую — измерительный пороговый элемент, формирующий при срабатывании команду для цепей управления). Мост уравновешен при значениях сопротивления изоляции не ниже предельных. Этот принцип действия схемы реализован в блоке управления БУ-1140 пускателями серии ПВ на напряжение 1140 В;

сравнение значения выпрямленного тока измерительного моста в последовательном контуре, содержащем сопротивление изоляции, со значением выпрямленного эталонного тока, соответствующим контролируемому пределу в снижении сопротивления изоляции (при значениях измерительного тока больше эталонного срабатывает ключевой элемент, который передает эту информацию исполнительным элементам в цепи управления коммутационного аппарата присоединения). Этот принцип реализован в блоке контроля изоляции БКИ, который установлен в пускателях серии ПВИ-32, серии ПВИ с индексом БТ и станциях управления КУУВ-350 и рекомендован к применению во всех аппаратах управления и защиты напряжением до 1200 В. Блок БКИ имеет предупредительную (сопротивление от 200 до 30 кОм) и аварийную (сопротивление ниже 30 кОм) уставки срабатывания.

Функция контроля сопротивления изоляции в общесетевых аппаратах защиты осуществляется после подачи напряжения.

Защита элементов СЭС и электроприемников включает защиту: магистральных сетей, электроприемников (электродвигателей и питающих их линий), аппаратов, искроопасных цепей, питающихся через понижающие напряжение трансформаторы. Защиты встраиваются (устанавливаются) в коммутационных аппаратах этих элементов. Для магистральных линий предусматриваются защиты: нулевая, от токов КЗ, минимального напряжения, контроль изоляции до включения под напряжение, от токов утечки, от перенапряжений. Если питающая линия содержит участки с кабелями различного сечения, то каждый участок должен иметь свою защиту от токов КЗ. Это требование объясняется взаимосвязью в выборе уставок срабатывания защиты и допустимым значением тока через сечение проводника. Отдельную защиту от токов КЗ на ответвлении, выполненном другим сечением кабеля длиной до 10 м, можно не устанавливать, так как она обеспечивается защитой магистральной линии.

Для ЭП могут предусматриваться защиты: от токов КЗ, от перегрузки, минимального напряжения, нулевая защита, от

включения при сниженном сопротивлении изоляции относительно земли; от затянувшегося пуска или опрокидывания двигателя, от обрыва фазы и частых включений.

На питающих и распределительных линиях, электроприемниках допускается восстановление напряжения после отключения защитами с использованием устройства АПВ однократного действия и устройств АРВ при условии применения блокировок против подачи напряжения на присоединения, отключенные из-за повреждения изоляции относительно земли или КЗ.

В аппаратах может предусматриваться контроль исправности блокировочного реле утечки, схемы защиты от потери управляемости при замыкании в цепях управления, от самовключения и блокировки, обеспечивающие определенную последовательность операций. Искроопасные цепи, которые питаются через понижающие трансформаторы, должны иметь защиту от токов КЗ. Эта защита выполняется плавкими предохранителями. Особенность защит для рудничной аппаратуры — исполнение в виде блоков, которые встраиваются в различные коммутационные аппараты.

Защита от токов КЗ осуществляется первичными или вторичными реле максимального тока, расцепителями прямого или косвенного действия и предохранителями.

Максимальное реле прямого действия непосредственно своим якорем воздействует на механизм свободного расцепления выключателя. Положительные качества реле прямого действия — простота конструкции и эксплуатации, недостатки — нестабильность параметров ($\pm 30\%$), реагирование на пусковые режимы электродвигателей, неблочное исполнение. Вторичные электромагнитные реле максимального тока этих недостатков не имеют. Так, в пускателях серий ПМВИ, ПВИ, ПВ, станциях управления применяется унифицированная максимальная токовая защита типа УМЗ. Ее особенность — согласование параметров резисторов схемы и катушки реле таким образом, что значение магнитного потока в магнитопроводе реле при переходных процессах тока в сети, обусловленных пусковым режимом электродвигателя, не достигает предела трогания реле. Поэтому практически защита УМЗ отстраивается по фактическому значению пускового тока электродвигателя с запасом не более 10%. Собственное время срабатывания защиты зависит от кратности тока КЗ току уставки (рис. 11.3, а).

В автоматических выключателях серии АВ, пускателях серии ПВИ с индексом БТ и в распределительных устройствах низкого напряжения трансформаторных подстанций серии ТСВП применена полупроводниковая максимальная защита типа ПМЗ. Она имеет такое же назначение, что и защита УМЗ, состоит из трех установленных во всех фазах трансформаторов

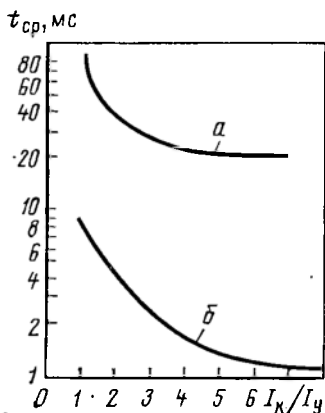


Рис. 11.3. Графики зависимости времени срабатывания защиты УМЗ и защиты ПМЗ от кратности тока КЗ току уставки защиты

тока ТТЗ и блока защиты. Ключевые элементы блока защиты, которым задается значение тока уставки, выполнены на полупроводниковых элементах. График зависимости среднего времени срабатывания защиты от кратности тока КЗ току уставки показан на рис. 11.3, б. По сравнению с защитой УМЗ она обладает более высоким (на порядок) быстродействием, возможностью одновременного регулирования уставок срабатывания защиты по всем трем фазам с учетом несимметрии фазных токов.

Защита минимального напряжения осуществляется на минимальных реле напряжения, которые реагируют на уменьшение напряжения и настроены на подачу сигнала на отключение, при $U < (0,6 \div 0,7) U_{\text{ном}}$. Минимальное реле вызывает срабатывание независимого расцепителя автоматического выключателя. В пускателях защиту минимального напряжения выполняют промежуточное реле в цепи управления и катушка электромагнитного контактора.

В основе защиты от перегрузки (тепловая) — контроль температуры с использованием термореле ДТР-ЗМ, ДТР-ЗМ-УТ или значений тока блоком токовой защиты от перегрузки ТЗП, а также как одна из функций некоторых модификаций аппаратов защиты «Зонд», «Корд», УКВД.

Термореле используют для реагирования на изменение теплового состояния (повышение температуры и скорость ее роста) в обмотках рудничных электродвигателей и обмотках низшего напряжения комплектных трансформаторных подстанций. Их принципиальный конструктивный узел — теплочувствительные биметаллические пластины, изменяющие свое взаимное расположение вместе с закрепленными на них контактами в зависимости от теплового состояния. В двигателе два соединенных последовательно реле устанавливают на изоляции двух фаз в лобовой части обмотки.

Блок токовой защиты от перегрузки типа ТЗП встраивают в схемы магнитных пускателей, станций управления. В качестве датчиков тока используют трансформатор тока ТТЗ. Измерительная и исполнительная части блока выполнены на полупроводниковых элементах, которые реализуют идею ключа в подаче команды в цепи управления и сигнализации о перегрузке. Время срабатывания ключа зависит от кратности перегрузки электроприемника: несрабатывание при номинальном токе и срабатывание в течение до 5 с при шестикратной перегрузке и не более 6 мин при 20%-ной перегрузке.

Защита электродвигателей от затянувшегося пуска и опрокидывания осуществляется по току с временной задержкой на отключение аппаратами защиты «Зонд» (снят с серийного производства), которые встраиваются во взрывонепроницаемые оболочки электрооборудования, «Корд» и универсальным аппаратом УКВД.

Нулевая защита — функционально отключение коммутационных аппаратов при исчезновении напряжения в питающей сети с помощью реле минимального напряжения, которое настраивается на срабатывание при $U < (0,2 \div 0,3) U_{\text{ном}}$ и подает команду на отключение, или с применением в коммутационных аппаратах контакторов с самовозвратом, которые удерживаются в положении «Включено» только при наличии напряжения в питающей сети. Нулевая защита в двухпроводной схеме управления пускателем осуществляется шунтировочным резистором $R_{\text{ш}}$, включенным параллельно кнопке $S1$ (см. рис. 11.2).

Контроль исправности схем аппаратов и их функций реализуется различными схемными решениями: периодически обслуживающим персоналом; автоматическим самоконтролем схемы аппаратов и защиты с сигнализацией ее исправности. БРУ и общесетевые устройства защиты имеют кнопки «Проверка» функционирования защит.

Защита от самовключения предотвращает подачу напряжения и пуск двигателей при восстановлении напряжения после перерыва в электроснабжении. Осуществляется в цепях управления коммутационными аппаратами путем шунтирования кнопки с самовозвратом «Пуск», включенной в цепь питания катушки включения контактора, элементами: вспомогательным блок-контактом контактора, которым в положении «Включено» самоблокируется питание катушки включения; резистором $R_{\text{ш}}$ (значение сопротивления которого подобрано так, что без шунтирования его кнопкой «Пуск» не произойдет включения контактора, а при ее отпускании контактор удерживается катушкой включения в положении «Включено»), контактом минимального реле нулевой защиты.

Защита от потери управления не допускает самовключения коммутационных аппаратов при замыкании или

обрыве проводов 3 управления. Осуществляется включением в цепи управления диода, который должен быть размещен в конце цепи управления в пульте управления 4, и использованием не чувствительного к переменному току реле 2.

Блокировки, определяющие последовательность управляющих операций с рудничным электрооборудованием, в основном механические. Их выполнение зависит от назначения и вида аппарата, достигается конструктивными решениями. Например, правильная последовательность операций при открывании крышки оболочки пускателя следующая: отключить контактор кнопкой «Стоп», затем можно отключить разъединитель (только при нажатой кнопке, так как разъединитель механически с ней заблокирован), открыть крышку оболочки (механическая блокировка с рукояткой разъединителя позволяет эту операцию только при положении рукоятки «Отключено»).

Контроль за содержанием метана необходим для предупреждения взрыва путем постоянной проверки образования взрывоопасной среды и исключения источника его инициирования. Поэтому основное назначение аппаратуры, выполняющей эту функцию— автоматическое отключение электрооборудования и снятие с него напряжения при достижении опасной концентрации метана в очистных или тупиковых выработках, камерах, выемочном участке, крыле шахты: более 1% средней концентрации в поперечном сечении вентиляционной исходящей струи; более 0,5% в поступающей вентиляционной струе; более 2% в местном скоплении в какой-либо точке поперечного сечения выработки в свету.

Непрерывный контроль содержания метана выполняется автоматически стационарной аппаратурой и встроенными приборами. Стационарная аппаратура АМТ-3, «Метан», «Метан АТВ» воздействует на отключение автоматических выключателей в системе электроснабжения. В качестве встраиваемого на отдельном электроприемнике прибора применяют метан-реле ТМРК-3, которое своими контактами подает команду на отключение питающей электроприемник линии (устанавливается на забойной машине).

Аппаратура АМТ-3 (анализатор метана термokatалитический) выпускалась в типоразмерах: АМТ-3Т (один датчик метана ДМТ-3Т и аппарат сигнализации АС-3Т); АМТ-3У (три датчика метана ДМТ-3Т и аппарат сигнализации АС-3У); АМТ-3И (диспетчерская стойка СПТ-3И с шестью подключенными комплектами аппаратуры АМТ-3Т и АМТ-3У).

На смену аппаратуры АМТ-3 выпущены «Метан» и «Метан АТВ». По функциональным возможностям типоразмеры аппаратуры «Метан» аналогичны типоразмерам АМТ-3. Анализатор метана АТ1-1, заменяющий комплект АМТ-3Т, состоит из одного

датчика метана ДМТ-4 и аппарата сигнализации АС-5. Анализатор метана АТЗ-1 заменяет комплект АМТ-ЗУ и представляет собой аппарат сигнализации АС-5, к которому подключены три датчика метана ДМТ-4. Комплекс «Метан», применяемый вместо АМТ-ЗИ, представляет собой стойку приема информации СПИ-1, к которой подключены комплекты аппаратуры АТ1-1 и АТЗ-1.

Размещение элементов стационарной аппаратуры контроля концентрации метана рекомендуется следующее: датчики метана — непосредственно в сечениях горных выработок в местах, оговариваемых ПТВ, таким образом, чтобы воздушная струя подходила к ним сбоку или со стороны, противоположной лицевой панели; аппарат сигнализации — на распределительном пункте или подстанции лавы; звуковая и световая сигнализация — в местах наибольшего скопления работающих; стойка сбора информации — в помещении горного диспетчера.

Контроль режима проветривания может выполняться стационарной аппаратурой автоматического контроля концентрации метана в системе диспетчерского управления разгазированием и проветриванием участков и угольных пластов с использованием аппаратуры контроля количества воздуха АКВ-2П, АЗОТ и АПТВ в отдельных выработках. Применение этой аппаратуры относится к мерам взрывопредупреждения путем исключения образования взрывоопасной среды за счет достаточного проветривания горных выработок.

Аппаратура контроля количества воздуха в выработках выполняет функции задержки включения основного силового электрооборудования после включения вентиляторов местного проветривания или восстановления условий нормального проветривания, отключения силового электрооборудования при нарушении условий нормального проветривания, включения резервных вентиляторов местного проветривания, автоматического повторного включения силового электрооборудования после восстановления нормального проветривания, сигнализации об этих режимах.

Опережающее отключение электроэнергии — мера взрывопредупреждения и электробезопасности, исключающая источник инициирования взрыва и электропоражения человека. Цель — энергетическая изоляция места повреждения в сети за время, меньшее, чем то, за которое образуется электрическая дуга и будет воспламенена метановоздушная взрывчатая смесь или импульс тока через тело человека достигнет опасного значения. Энергетическая изоляция достигается отключением сети от источника питания и закорачиванием фаз элементов с запасенной электроэнергией.

11.3. Автоматические выключатели

Рудничные автоматические выключатели предназначены для использования в качестве коммутационных аппаратов в магистральных или групповых питающих линиях. Они рассчитаны на длительное время работы в нормальных режимах для нечастых оперативных операций включения и отключения, в аварийных режимах — для отключения КЗ в отходящих линиях, автоматического повторного включения питания. Выключатель представляет собой также исполнительный аппарат защитного отключения электроэнергии (в системе опережающего отключения, по сигналам от нулевой защиты, от защит, контролирующих сопротивление рабочей изоляции, концентрацию метана, режим проветривания). Электрические схемы некоторых типов автоматических выключателей предусматривают защиту от потери управляемости в цепи дистанционного управления, от чрезмерного увеличения сопротивления заземляющей жилы, от включения при пониженном сопротивлении изоляции на отходящих линиях, световую сигнализацию о состоянии выключателя, о срабатывании защит. Кроме того, схемы содержат цепи проверки выполняемых функций (максимальная защита, БРУ) и блокировки на заданную последовательность операций с выключателем.

В эксплуатации находятся серии автоматических выключателей: АФВ, АВ и АБВ, которые имеют рудничное взрывозащищенное исполнение; ВРН и ВАРП, имеющие рудничное нормальное исполнение — изготавливаемые в климатическом исполнении V и категории размещения 5. Классификационные показатели и их значения для этих серий выключателей приведены в табл. 11.1. Конструктивно автоматический выключатель содержит воздушный или установочный, включенный последовательно с разъединителем, автомат, блоки защит, управления и сигнализации, заключенные в рудничную оболочку.

Автоматические выключатели АФВ-1А, АФВ-2А, АФВ-3 имеют ручное управление, а АФВД-2БК — ручное управление и дистанционное отключение. Встраиваемые в эту серию выключателей воздушные автоматы АВМУ имеют механизм свободного расцепления, который не допускает удержания контактной системы во включенном положении при срабатывании максимального расцепителя (защита от токов КЗ) или независимого расцепителя (исполнение защитного отключения по сигналу от других защит).

Быстродействующий выключатель АБВ-250У5 предназначен для использования в качестве коммутационного аппарата в системе опережающего (защитного) отключения в электрических сетях очистных и подготовительных выработок на пластах крутого падения шахт, опасных по внезапным выбросам угля и га-

Основные параметры автоматических выключателей

Автоматический выключатель	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Коммутационная способность (кА, действующее значение) при напряжении, В				Пределы регулирования уставок максимальной токовой защиты, А	Тип встроенного автомата
			380	660	1140	пост. 440		
АФВ-1А	200	380; 660	19	10	—	—	300—600	АВМ-4У
АФВ-2А	350	380; 660	19	10	—	—	600—1200	АВМ-4У
АФВД-2БК	350	380; 660	10	7	—	—	600—1200	АВМ-4У
АФВ-3	500	380; 660	19	10	—	—	1000—2000	АВМ-6У
АБВ-250	250	380; 660	9	5,5	—	—	—	—
АВ-200ДО	200	380; 660	20	17	—	—	400—1200	А3732У
АВ-250Р	250	380; 660	20	17	—	—	800—2400	А3732У
АВ-315Р	315	380; 660	23	20	—	—	800—2400	А3732У
АВ-320Р*	320	380; 660	23	14	—	—	800—2400	А3732У
АВ-320ДО	320	380; 660	23	20	—	—	800—2400	А3732У
АВ-320АПВ*	320	660	—	20	—	—	800—2400	А3732У
АВ-320ДО2	320	1140	—	—	10	—	800—2400	А3732У
АВ-400Р	400	660	—	22	—	—	800—2400	А3700У
АВ-400ДО	400	380; 660	23	20	—	—	800—2400	А3732У
АВ-400ДО1	400	1140	—	—	12,5	—	800—2400	А3700У
АВ-400ДО2	400	1140	—	—	11	—	800—2400	А3792У
ВРН-100	100	380; 660	13	12	—	—	200—600	А3722Б
ВРН-200	200	380; 660	16	13	—	—	400—1200	А3722Б
ВРН-315	315	380; 660	19	14	—	—	800—2400	А3732Б
ВАРП-200	200	440	—	—	—	27	960	А3700
ВАРП-315	315	440	—	—	—	27	2400	А3700

* Опытно-промышленная партия.

за. В автоматическом выключателе для контактной системы применено быстродействующее электромеханическое устройство, собственное время срабатывания которого не превышает 0,0025 с.

Электрическая схема выключателя реализует:

- а) ручное включение и дистанционное отключение;
- б) защиту (нулевая, от токов КЗ, на землю на отходящих присоединениях, от тока утечки);
- в) блокировки (против подачи напряжения при сопротивлении изоляции отходящих линий ниже 30 кОм, от потери управляемости, т.е. препятствует включению и выполняет отключение при замыкании проводников управления короткозамыкателями и устройств дистанционного отключения или увеличении сопротивления этих цепей свыше 40 Ом, против включения напряжения после отключения выключателя быстродействующими защитами);
- г) закорачивание короткозамыкателем в автоматическом выключателе фаз отходящей линии при срабатывании быстродействующих защит;
- д) сигнализацию о срабатывании элементов схемы и проверке их исправности.

Автоматические выключатели серии АВ имеют унифицированные элементы: взрывонепроницаемую оболочку; блоки максимальной токовой защиты ПМЗ, блокировочного реле утечки БРУ, дистанционного управления ДО, автоматического повторного включения (АПВ). Во взрывонепроницаемой оболочке встроены автомат серии АЗ700У, блокировочный разъединитель, блоки управления, сигнализации и защиты, устройства блокировки.

Электрическая схема автоматических выключателей позволяет осуществлять:

- а) ручное включение и отключение, дистанционное отключение (управление);
- б) защиты (нулевую, от токов КЗ отходящих присоединений, обрыва цепи дистанционного управления, потери управляемости при замыкании в цепи дистанционного управления, от включения при повышении напряжения в силовой сети, от увеличения сопротивления цепи заземления и при ее обрыве);
- в) блокировки (от включения при пониженном сопротивлении изоляции в отходящем присоединении ниже 30 кОм, от включения при срабатывании максимальной токовой защиты, на выполнение последовательности операций «отключение автомата — отключение разъединителя — открывание крышки взрывонепроницаемой оболочки»);
- г) световую сигнализацию о включении выключателя, срабатывании максимальной токовой защиты и БРУ;
- д) проверку действия максимальной токовой защиты и БРУ.

Автоматические выключатели серии ВРН выпускаются с ручным управлением. В них в качестве контактной системы встраиваются автоматы серии АЗ700. Автоматические выключатели используют для нечастых оперативных операций включения и отключения. Их электрическая схема предусматривает максимальную токовую защиту, световую сигнализацию о включении и срабатывании максимальной токовой защиты. Возможна проверка действия максимальной токовой защиты. Автоматические выключатели могут быть использованы (через независимый расцепитель автомата) как исполнительный коммутационный аппарат в системе защитного отключения. Элементы выключателей размещены в корпусах прямоугольной формы.

11.4. Рудничные пускатели

Рудничные пускатели предназначены для управления (пуск, остановка, реверсирование) и защиты подключенных к ним отходящих линий и электроприемников (в основном, электродвигателей). Они рассчитаны на работу в длительном, повторно-кратковременном и кратковременном режимах.

Конструктивно пускатель состоит из элементов: оболочки в рудничном исполнении, разъединителя, контактора, аппаратов защиты, блоков с искробезопасными цепями управления и сигнализации, устройств блокировок. В реверсивном пускателе изменение чередования фаз выполняется посредством двух контакторов.

Конструкция и электрические схемы пускателей обеспечивают:

а) дистанционное управление пускателем и подключенным к нему электродвигателем (пуск, остановка, реверсирование) горной машины;

б) защиты (от снижения напряжения ниже допустимого уровня — нулевая защита, повышения его в сети до 150% номинального — защита от самовключения, от КЗ, потери управляемости в цепях управления, обрыва или увеличения сопротивления цепи заземления свыше 50—100 Ом; неполнофазного режима работы отходящей сети только в пускателе типа ПМВИР-41);

в) блокировки (от включения напряжения на электрическую сеть со сниженным значением сопротивления рабочей изоляции — БРУ; ограничения частоты операций «Включено» — «Отключено» до 1200 циклов в час с интервалом не менее 3 с до их возобновления после отключения, на последовательность операций по отключению и вскрытию оболочки пускателя, при этом электрическая в схеме управления и механические блокировки на его корпусе, на последовательность включения в группе пускателей);

Основные параметры пускателей

Пускатель	Номинальный ток в длительном режиме, А	Номинальное напряжение, В	Коммутационная способность, А		Контактор	Диапазон уставок максимальной токовой защиты, А	Наибольшая мощность подключаемых двигателей, кВт (в категории применения АС-3 при cos φ=0,75) при напряжении, В			Примечания
			отключения (действующее значение)	включения (амплитудное значение)			380	660	1140	
В ручном взрывозащитном исполнении										
ПРВ-3, ПРШ-1	10; 6	380; 660	—	—	—	15	4—4,5	5	—	Ручное управление
ПМВИ-13М	63	380; 660	1500	2700	КТ7023У	125—375	32	55	—	
ПМВИР-41	80	380; 660	900	1500	КТУ-3	100—200	30	40	—	Реверсивный пускатель
ПМВИ-23М	125	380; 660	2500	4600	КТ7023У	250—750	55	100	—	
ПМВИ-61	240	380; 660	2100	3500	КТВ-34БРУ	500—1500	117	140	—	
ПВИ-25А, ПВИ-25Б, ПВИ-32	25	380; 660	1500	2700	КТ7123У	63—187	13	22	—	
ПВИ-32БТ	32	380; 660	1100	1900	ПМА-3102	63—187	13	28	—	
ПВИ-63А, ПВИ-63Б, ПВИ-63БТ	32	380; 660	1100	1900	ПМА-3102	63—187	16	28	—	
ПВИ-125А, ПВИ-125Б, ПВИ-125БТ	63	380; 660	1500	2700	КТ7123У	125—375	32	50	—	Исполнения А и Б отличаются кабельными вводами
ПВИ-125А, ПВИ-125Б, ПВИ-125БТ	63	380; 660	1500	2700	КТ7123У	125—375	32	55	—	
ПВИ-125А, ПВИ-125Б, ПВИ-125БТ	125	380; 660	2500	4600	КТ7123У	250—750	65	100	—	
ПВИ-125А, ПВИ-125Б, ПВИ-125БТ	125	660	2500	4600	КТ7123У	250—750	55	100	—	
ПВИ-250А, ПВИ-250Б	250	380; 660	4000	7000	КТУ-4Б	500—1500	125	200	—	

											Реверсив- ный пуска- тель	
ПВИ-250БТ	250	660	4000	7000	КТУ-4Б	500—1500	—	—	—	—	—	—
ПВИР-250	250	380; 660	3750	7000	КТУ-4А	500—1500	125	200	—	—	—	—
ПВИ-320	320	380; 660	4800	8800	КТ-6043АР	800—2400	160	280	—	—	—	—
ПВ-1140-2×25	2×25	1140	Не нормируются		КТУ-2Е	125—375	—	—	—	—	2×30	—
ПВ-1140-2×63	2×63	1140	1000	1650	КТУ-2Е	250—750	—	—	—	—	2×80	—
ПВ-1140-250	250	1140	3000	5600	КТ6043БР	500—2500	—	—	—	—	320	—
ПВВ-320	320	660(1140)	4800 (3200)	8800 (6000)	КТ-12Р-37	—	—	280	—	—	400	—
ПВВ-63	32; 63	660; 1140	1500	2700	КТУ-2000М	—	—	27; 54 47; 93	—	—	—	—
ПВВ-125	125	1140	—	—	КТУ-3000	—	—	—	—	—	107	—
ПВВ-315	315	660; 1140	4800; 3200	8800; 6000	—	—	—	—	—	—	—	—

В рудничном нормальном исполнении

ПРН-63	63	380	—	—	КТ7023У	—	32	—	—	—	—	—
ПРН-100	100	380	—	—	КТ7023У	—	55	—	—	—	—	—
ПРН-200	200	380	—	—	КТ6033	—	100	—	—	—	—	—

г) подключения для работы в качестве исполнительного коммутационного аппарата защиты от перегрева, устанавливаемой на электродвигателе горной машины, от аппаратуры контроля количества воздуха в выработках, от аппаратуры контроля концентрации метана и др.;

д) проверки исправности БРУ, максимальной токовой защиты, схемы управления и цепи втягивающей катушки контактора;

е) сигнализацию о срабатывании БРУ, максимальной токовой защиты и защиты от перегрузки.

Классификационные основные показатели находящихся в эксплуатации пускателей приведены в табл. 11.2. Токовые нагрузки пускателей в таблице указаны для основного режима в категории применения АС-3; при применении в категории АС-4 номинальный ток пускателей снижается до 60% (для аппаратов — на 25, 32 и 63 А) и до 40% (для пускателей — на 125, 250 и 320 А).

Пускатели ПРВ-3 (пускатель ручной взрывобезопасный) и ПРШ-1 (пускатель ручной со штепсельным вводом) предназначены для ручного управления асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором и рассчитаны на нечастые операции включения и отключения. Защита от токов КЗ осуществляется предохранителями ПР-2.

Серия пускателей ПМВИ (пускатель магнитный рудничного взрывозащищенного исполнения, с искробезопасными цепями управления) предназначена для дистанционного управления в основном асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором в электрических сетях с изолированной нейтралью. Они имеют исполнение РВ-ЗВ-И и применяются в угольных и сланцевых шахтах, опасных по газу или пыли.

Серия пускателей ПВИ (пускатель взрывобезопасный с искробезопасными цепями дистанционного управления) разработана замен пускателей серии ПМВИ, их условия применения аналогичны. Типоразмеры пускателей ПВИР-25 (-63, -125 и -250) разработаны для использования в системе опережающего отключения с быстродействующим выключателем АБВ-250.

Серия пускателей ПВ-1140 разработана для электрических сетей с изолированной нейтралью напряжением 1140 В. Пускатели на токи 2×25 А и 2×63 А могут использоваться для подключения к ним одного реверсивного или двух нереверсивных ЭП. Взрывонепроницаемые оболочки пускателей этой серии унифицированы с оболочкой пускателя ПВИ-320.

Отличительная особенность пускателя ПВВ-320 — применение контактора с вакуумными камерами, что повышает ресурс работы пускателей по сравнению с пускателями, где используются воздушные электромагнитные контакторы.

Пускатели серии ПРВ предназначены для пуска и остановки

трехфазных асинхронных двигателей и их защиты от токов КЗ и перегрузки в электрических сетях напряжением до 1140 В. Пускатели ПРВ-63 и ПРВ-125 выпускаются двух видов: с нереверсивным разъединителем и с реверсом для перефазировки.

Пускатели серии ПРН могут быть установлены в шахтах, не опасных по газу и пыли; имеют рудничное нормальное исполнение. В отличие от других серий рудничных пускателей их оболочка прямоугольная, обеспечивает защиту на уровне IP54.

11.5. Комплексные устройства распределения электроэнергии и управления электроприемниками

Распределение электроэнергии в подземных электрических сетях напряжением до 1200 В осуществляется по смешанной схеме. Используются схемы блока «понижительный трансформатор — магистраль — распределительные пункты». На распределительные пункты в подземной электрической сети, в связи с их территориальным приближением к ЭП, условиями рудничной среды и работы ЭП в единых технологических цепочках, возлагаются дополнительные функции и требования: автоматизация управления электроприводами горных машин; централизованное управление группой ЭП; защита устройств СЭС от рудничной среды; централизованное защитное отключение электроэнергии по сигналам от аппаратов защиты и защита элементов СЭС от ненормальных режимов работы; удобство монтажа и демонтажа СЭС в связи с передвижкой фронта горных работ.

Выполнение перечисленных требований обеспечивается созданием распределительных пунктов, составляемых из отдельных пускателей, соответствующих ЭП по технологии. Однако увеличение установленной мощности и числа ЭП очистных и подготовительных забоев, транспортных звеньев шахт не может быть обеспечено только таким путем, так как при этом отрицательным фактором являются большие габариты распределительного пункта и число аппаратов. В связи с этим разработаны комплексные низковольтные устройства для подземных СЭС многоцелевого использования. Каждое из них состоит из одной рудничной оболочки, разделенной на ряд отсеков, где размещаются коммутационные аппараты ввода и отходящих присоединений, блоки управления защит и сигнализации. Все комплектующие имеют блочную конструкцию и легко заменяемы. Назначение устройства — выполнение функций управления, сигнализации и защиты целой группы ЭП одной технологической операции. Благодаря применению такого комплексного устройства существенно уменьшаются габариты и масса распределительного пункта, занимаемая площадь в штреке уголь-

Основные характеристики станций управления

Комплектное устройство	Номинальный ток общего ввода в продолжительном режиме	Напряжение, частота	Целевое назначение	Охлаждение, присоединения, их назначение (наибольшая мощность или ток, и схема включения подключаемого двигателя в продолжительном режиме)
1	2	3	4	5
СУВ-350А	500 в том числе транзитная нагрузка 150 А	380, 400, 415, 500, 660 В при 50 Гц и 440 В при 600 Гц	Управление очистным угледобывающим комплексом с комбайном, в лавах пологих пластов, с числом управляемых призоводов 8	Питание электроприемников: транзитной нагрузки (150 А); насосных станций (4×55 кВт); конвейера лавы (1×160 кВт, реверсивная); комбайна (1×160 кВт); предохранительной лебедки (1×20 кВт, реверсивная); пусковых агрегатов АП-4 и устройств автоматизации (2×20 кВт); внешних потребителей на 36 В; цепей управления и блокировок (до 65 В); резерв (1×160 кВт, реверсивная) Питание электроприемников: от комбайнового полукompлекта присоединения; транзитная нагрузка; насос орошения; насосные станции (3 шт.); комбайн; резерв;
СУВ-600	465 А	660 В при 50 Гц	Дистанционное управление трехфазными двигателями с короткозамкнутым ротором, установленными на механизмах угледобывающего комплекса	Питание электроприемников: от конвейерного полукompлекта, присоединения; транзитная нагрузка; приводы конвейера; резерв; предохранительная лебедка

СУВ-1140	2×500 А 500 А	1140 В при 50 Гц	Управление очистным угледобывающим комп- лексом с комбайном и механизированной гид- равлической крепью; в лавах пологих пластов с числом управляемых приводов 10	Питание электроприемников: от конвейерного полукомплекта: приводы конвейера лавы (2×250 А, ревер- сивная); насосная станция (1×63 А); контрольные и блокировочные цепи (до 60 В); внешних потребителей на 36 В; резерв (1×63 А, реверсивная); от комбайнового полукомплекта: комбайна (1×250 А); резерв комбайна (1×250 А); насосных станций (3×63 А); предохранительной лебедки (1×63 А, ревер- сивная); контрольные и блокировочные цепи (до 60 В); внешних потребителей на 36 В
СУВК-8	250 А	660 В при 50 Гц	Дистанционное управле- ние электродвигателями проходческих комбайнов ПК-8, ПК-8М	Подключение электродвигателей: исполнительных органов (2×250 А); маслонасоса и бермовых фрез (1×250 А); конвейера (1×63 А); пылеотсоса; бункер-перегрузателя (1×63 А); электросверла (1×25 А)
СУВК-9	250 А	660 В при 50 Гц	Дистанционное управле- ние электродвигателями проходческих комбайнов ПК-9рА и 4ПП-2	Подключение электродвигателей: исполнительного органа (1×250 А); вентилятора пылеотсоса (1×63 А); маслонасоса (1×63 А); питателя и конвейера (1×63 А); перегрузателя (1×63 А); правой и левой гусениц (2×63, реверсив- ная)

Комплексное устройство	Номинальный ток общего ввода в продольном режиме	Напряжение, частота	Целсовое назначение	Отводящие присоединения, их назначение (наибольшая мощность или ток, и схема включения подключаемого двигателя в продольном режиме)
1	2	3	4	5
СУВ-2Л—120 СУВ-1Л—120	350 А	660 В при 50 Гц	Дистанционное управление электроприводами магистральных ленточных конвейеров типа 1Л-100, 2Л-120 и подобными	Питание электропримемников от базовой и дополнительных секций: от базовой секции: приводная станция (1×250 А); катушка контактора короткозамыкателя ЯСВ (1×140 А); электродвигатель привода ножей жидкостного реостата ВЖР (1×14 А, реверсивная); вентилятор и насос охлаждения (1×14 А); электромагниты тормозных и стопорных устройств (6×25 А); питание контрольных и блокировочных цепей, аппаратура автоматизации конечных выключателей жидкостного реостата; от дополнительной секции: приводная станция (1×250 А); катушка контактора короткозамыкателя (1×14 А); электродвигатель привода ножей жидкостного реостата (1×14, реверсивная); вентилятор и насос охлаждения (1×14 А); концевые выключатели жидкостного реостата

САУБ	63 А	380, 400, 415, 500, 550, 660 В при 50 Гц и 440, 500 В при 60 Гц	Дистанционное управление электроприводом буровых машин типа БГА и подобными	Питание электроприемников: двигателя-вращателя (1×63 А, реверсивная); насоса (1×63 А); масляной станции (1×10 А); сервопривода; местного освещения; целей управления
КУУВТ-350	500 А	660 В при 50 Гц и 1140 В при 50 Гц	Местное дистанционное и автоматическое управление электроприводами ВМП с резервным питанием; блокировка подачи напряжения в тупиковую выработку при нарушении нормального режима проветривания или концентрации метана выше нормы	Питание электроприемников: транзитная нагрузка (150 А); основной и вспомогательный ВМП (1×250 А, 1×63 А); механизмы тупиковой выработки (1×250 А); аппаратура АКВ-2П, «АЗОТ», АМТ-3, «Ветер» (1×5 А); цепи управления и сигнализации; аппаратура контроля и управления
КУУВ-350	350 А	360, 1440 В при 50 Гц	Дистанционное управление электроприводами машин и механизмов угледобывающих комплексов через унифицированное устройство	Два типа набора из стандартных модулей содержат контакторы: первый тип (в модификациях КУУВ-3501К — конвейерный и КУУВ-3501С — струйный); 4×350 А; 4×250 А; 1×63 А; второй тип (в модификациях КУУВТ-350 — тупиковый, КУУВ-350 — комбайновый и КУУВ-3502Л — ленточный конвейерный); 2×250 А; 3×63 А; 2×63 А, реверсивная

ной шахты, кабельная сеть связей между оболочками аппаратов, а также время на монтаж и передвижку.

Первоначально комплектные устройства разрабатывались для специальных технологических групп ЭП, с последующей их унификацией и тенденцией использования стандартных модулей. Типоразмеры комплектных устройств и основные классификационные показатели приведены в табл. 11.3. Все эти устройства в основном используют в сетях с изолированной нейтралью для питания и управления асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором. Они изготавливаются в климатическом исполнении V, категории размещения 5 (ГОСТ 15150—69) с уровнем и видом взрывозащиты РВ-ЗВ.

Функциональные возможности электрических схем комплектных устройств шире соответствующего наборного распределительного пункта из автоматического выключателя и пускателей. Например, электрические схемы комплектных устройств для угледобывающих комплексов (СУВ-350А, СУВ-600, СУВ-1140, КУУВ-350) обеспечивают следующее.

1. Дистанционное управление (с пульта управления комбайна — комбайном, конвейером лавы, предохранительной лебедкой; с центрального пульта устройства — всеми электродвигателями комплекса за исключением комбайна; конвейером с пультов, расположенных на верхнем и нижнем приводах).

2. Автоматическое включение насоса орошения после включения комбайна и конвейера лавы.

3. Управление электродвигателями лавы в режимах ремонта и вспомогательных работ с подачей предупредительного сигнала.

4. Аварийное снятие напряжения кнопками «Стоп», «Аварийный стоп».

5. Защиту — нулевую с отключением автоматического выключателя и всех контакторов, от токов КЗ на всех отходящих присоединениях, обрыва или увеличения сопротивления цепи заземления (не более 50 Ом для передвижных ЭП и не более 100 Ом для стационарных ЭП), от потери управляемости при замыкании проводов дистанционного управления между собой или с заземляющим проводником.

6. Блокировки:

- на отключение комбайна и конвейера лавы без подачи предупредительного сигнала;

- на одновременное управление конвейером с нескольких пультов управления;

- на включение напряжения на присоединение со сниженным сопротивлением изоляции;

- одновременного включения реверсивных контакторов;

- самопроизвольного включения отходящих присоединений

при повышении напряжения до 1,5-кратного номинального значения;

на выполнение последовательности оперативных операций (включение, отключение, вскрытие оболочек).

7. Сигнализацию:

о включении блокировочного разъединителя, автоматического выключателя, наличии напряжения на узлах форсированного включения мощных контакторов и на катушке нулевого расцепителя автоматического выключателя, об отсутствии обрыва в цепи катушек электромагнитов мощных контакторов;

о срабатываниях защит и БРУ;

предупредительную перед запуском комбайна и конвейера лавы.

8. Проверки:

работоспособности устройства управления без подачи напряжения на ЭП со световой индикацией включения контакторов (при отключенном автоматическом выключателе ввода);

БРУ и максимальной токовой защиты.

9. Возможность подключения: температурных реле, встроенных в двигатели; аппаратов контроля режима работы комбайна, конвейера и аппаратуры сигнализации и связи.

Как видно из приведенного объема выполняемых функций, в комплектных устройствах значительно расширены возможности управления и согласования работы отдельных коммутационных аппаратов. Это повышает надежность элементов подземной СЭС.

11.6. Пусковые агрегаты

Пусковой агрегат представляет собой устройство, предназначенное для питания электрически отделенной от питающей линии отходящей трехфазной сети с значением линейного напряжения 127 В, безопасным для подключения ручного электроинструмента (электросверл) и освещения, для дистанционного управления этими ЭП и защиты сети от токов КЗ и токов утечки. В рудничной оболочке с камерами пускового агрегата размещаются силовой понижающий трансформатор, автоматический выключатель ввода, коммутационно-защитная аппаратура отходящих присоединений, вводные и выводные устройства. Основные классификационные показатели применяемых в шахтных СЭС пусковых агрегатов приведены в табл. 11.4.

Агрегат пусковой АП-4 и агрегат бесконтактной коммутации АБК-4 предназначены для питания двух электросверл и осветительной сети соответственно с осветительной нагрузкой до 1 кВт·А и до 0,5 кВт·А. Агрегат пусковой взрывозащищенный с искробезопасными цепями управления АПВИ-1140 предна-

Таблица 11.4

Характеристики пусковых агрегатов

Основные показатели	Значения показателей агрегата			
	АП-4	АБК-4	АПВИ-1140	АПШ-1, АПШ-2
Номинальная мощность, кВт·А	4	4	4	4
Номинальное напряжение сети, В:				
питающей	380; 660	380; 660	660; 1140	660; 1140
питаемой	135±5	135±5	135±5	135±5
Номинальный режим	ПВ-100%	ПВ-100%	ПВ=60%	ПВ-100%
Уровень и вид взрывозащиты	РВИ-1,1	РВ, 3В; И	РВ, 3В, И	РВ, 3В, Иа
Сопротивление изоляции, не менее, МОм	10	20	20	20
Наибольшая длина отходящей линии (м), выполненной экранированным кабелем сечением, мм ² :				
2,5	140	100	115	90
4	220	150	190	140
6	340	240	260	210

значен для подключения двух электросверл, пусковой шахтный агрегат АПШ — для питания двух ручных электросверл мощностью до 1,6 кВт и светильников местного освещения мощностью 0,2 кВт.

Конструкция и электрическая схема пусковых агрегатов обеспечивают:

а) ручное включение и отключение агрегата автоматическим выключателем;

б) дистанционное управление электроинструментом с пульта управления;

в) максимальную токовую защиту агрегата (автоматический выключатель имеет максимальные токовые расцепители) и отходящих присоединений к электроинструментам (с помощью реле максимального тока) и на освещение (с использованием предохранителей);

г) защиту от тока утечки (реле утечки РУ-127) с самоконтролем исправности устройства защиты и функцией предварительного контроля значения изоляции до подачи напряжения на отходящее присоединение;

д) защиту от потери управляемости, осуществляемую с помощью установленного в пульте управления электроинструментом диода;

е) защиту от самовключения при повышении напряжения и нулевую защиту, которые осуществляются в результате применения пусковой кнопки с самовозвратом, а при подключении освещения — трехпроводной схемой управления контакторами агрегата;

ж) защиту от увеличения сопротивления или обрыва цепи заземления;

з) механическую блокировку на определенную последовательность операций оперативного обслуживания (включение, отключение, вскрытие крышек оболочки).

11.7. Направления совершенствования рудничной аппаратуры

В развитии подземных СЭС существуют тенденции увеличения мощности питающих электрических сетей, что обуславливает рост значений мощности и тока КЗ, а следовательно, повышенные требования к аппаратам по электродинамической и термической стойкости. С ростом напряжения распределительных сетей 380, 660, 1140 В с перспективой перехода на более высокие уровни напряжения возрастает установленная мощность ЭП.

Основными направлениями совершенствования рудничной аппаратуры с учетом существующих тенденций являются: совершенствование средств взрывозащиты, улучшение традиционной коммутационной аппаратуры, создание новых сверхбыстродействующих коммутационных аппаратов и защитных устройств.

Совершенствование взрывозащиты осуществляется: выполнением вводных устройств аппаратов без расчета на дуговое КЗ (при применении качественных изоляционных материалов, быстродействующих защит и соответствующих конструктивных решений вероятность его возникновения становится малой); применением устройств разгрузки давления внутреннего взрыва в рудничных оболочках; повышением интенсивности отвода выделяющегося в них тепла.

Улучшение традиционной коммутационной и защитной аппаратуры может быть достигнуто: благодаря рациональному использованию полезного объема рудничных оболочек, блочной компоновке, замене объемного монтажа элементов печатным, применению унифицированных элементов, использованию более совершенных токоведущих и контактных элементов, а также качественных электроизоляционных материалов и элементной базы нового поколения.

Сверхбыстродействующие коммутационные аппараты создаются по пути повышения быстродействия контактных систем с дугогашением в воздушной среде и кон-

тактных систем, помещенных в вакуумные дугогасительные камеры. Время размыкания контактов таких аппаратов меньше полупериода изменения тока. Они обеспечивают токоограничение при аварийном отключении. Коммутационные аппараты с вакуумными дугогасительными камерами по сравнению с воздушным дугогашением имеют преимущества: большой срок службы, полную взрыво- и пожаробезопасность, малые габариты и массу, надежность и простоту обслуживания.

Контрольные вопросы

11.1 По каким признакам классифицируются силовые коммутационные аппараты?

11.2. Какие существуют виды рудничной аппаратуры по назначению, месту их установки в СЭС?

11.3. Что относится к основным элементам рудничной аппаратуры?

11.4. Какие основные отличия рудничной аппаратуры от общепромышленной?

11.5. Какие виды защит осуществляются в подземных СЭС?

11.6. Каково назначение УМЗ, БРУ и принципы, положенные в основу их построения?

11.7. Как применяют основные защиты для магистральных сетей?

11.8. Какие существуют основные защиты линий, питающих отдельные электроприемники?

11.9. Как выполняют аппаратный автоматический контроль за содержанием метана?

11.10. Для чего предназначены автоматические выключатели (пускатели) и каковы их функциональные возможности?

11.11. Какие существуют типоразмеры автоматических выключателей (пускателей) и в чем их основные классификационные признаки?

11.12. В чем преимущество комплектных устройств распределения электроэнергии перед собранными из отдельных аппаратов?

11.13. Для чего предназначены пусковые агрегаты и каковы их основные функции?

Темы рефератов

1. Устройство, электрическая схема и условия проверки работоспособности отдельных типов автоматических выключателей, пускателей, станций управления, пусковых агрегатов.

2. Анализ защитных характеристик, реализуемых рудничными аппаратами для СЭС лавы, участка.

3. Составление схемы электроснабжения участка горных работ.

12. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ В ПОДЗЕМНЫХ ВЫРАБОТКАХ

12.1. Общие сведения

Канализация электрической энергии в подземных выработках производится только по кабельным линиям. Используются различные кабели, которые по конструкции можно подразделить на следующие группы: бронированные для прокладки в горизон-

тальных, наклонных и вертикальных выработках шахт; полугибкие для питания электроустановок и распределительных устройств; гибкие для питания передвижных машин и механизмов; особо гибкие для питания ручных и колонковых электро-сверел, а также различного электроинструмента. По назначению различают кабели: силовые, управления, контрольные, сигнализации и блокировки.

Применяемые в шахтах кабели должны иметь оболочки или защитные покровы, не распространяющие горение. Использование в горных выработках угольных шахт кабелей с алюминиевыми жилами или с алюминиевой оболочкой запрещено, так как при КЗ плавящийся алюминий и его искры вызывают дополнительную опасность возникновения пожара или взрыва. Применение кабелей общего назначения допускается только по согласованию с МакНИИ или ВостНИИ.

12.2. Шахтные кабели

Бронированные кабели применяют в основном для стационарных электроприемников, а также электроприемников, периодически перемещаемых. Бронированные кабели различных марок, применяемые в шахтах, имеют сходную конструкцию (рис. 12.1). Обычно бронированный кабель состоит из трех медных жил 1, скрученных из отдельных тонких проволок для увеличения гибкости, или однопроволочных при сечении жил до 50 мм². Каждая жила покрывается специальной бумагой 2, пропитанной изолирующей массой. Изолированные бумагой жилы скручиваются вместе и покрываются общей поясной изоляцией из пропитанной бумаги 3. Для предохранения от повреждения бумажной изоляции и проникновения влаги поверх поясной изоляции обычно накладывается свинцовая оболочка 4, которая покрывается подушкой защитного покрова 5. Поверх этого покрова накладывается железная броня из стальной ленты, плоских или круглых проволок 6. На броню накладывается наружный покров 7 (джутовый слой, поливинилхлоридный шланг) для защиты ее от коррозии. Кабелям различного конструктивного исполнения присваиваются буквенные обозначения — марки. Значения каждой буквы в марке кабеля приведены в справочной литературе [11, 30].

Для стационарной прокладки в горизонтальных выработках используются кабели марок СБ, СБн, СБГ, СБШв, СВл и других. Эти кабели могут применяться также и в наклонных выработках, но при небольшой разности уровней расположения концов кабеля, так как маслоканифольный компаунд, которым пропитана бумажная изоляция, под действием собственного веса стекает к нижнему концу кабеля и ухудшает состояние изо-

ляции. Повышенное давление может разрушить свинцовую оболочку и вывести кабель из строя.

В наклонных выработках с углом наклона до 45° прокладывают кабели с обедненно пропитанной изоляцией (СБн-В, СПлн-В, СБГ-В, СБ-В). В крайне неблагоприятных условиях работают ствольные кабели, так как подвергаются действию агрессивных вод, разъедающих броню и оболочки, воздействию растягивающих усилий от собственного веса, вибрации. Поэтому ствольные кабели должны иметь прочную броню, быть устойчивыми к вибрации и коррозии, не допускать стекания пропиточной массы. ПБ предписывают для таких условий применять кабели с проволоочной броней в свинцовой или поливинилхлоридной оболочке с резиновой, поливинилхлоридной или бумажной обедненно пропитанной изоляцией. Наиболее полно указанным требованиям удовлетворяют бронированные кабели марок ЦСПл, ЦСПн, ЦСПШв, которые используют для вертикальной прокладки без ограничения разности уровней, поскольку их бумажная изоляция пропитана нестекающим составом на основе церезина, а свинцовая оболочка бронирована плоскими стальными оцинкованными проволоками с негорючим наружным покровом. Для прокладки в стволах шахт на глубину до 200 м применяют бронированные кабели марок СПлн-В, СПШв, а по скважинам при подвеске на стальном тросе — ЦСБ, ЦСБн, ЦСБл, ЦСБШв.

Практика эксплуатации бронированных кабелей в условиях подземных горных разработок выявила их существенные недостатки — чрезмерную жесткость, а также отсутствие заземляющей и вспомогательных жил, что затрудняет автоматизацию электроснабжения. Поэтому в настоящее время в горизонтальных и наклонных выработках бронированные кабели в ряде случаев заменяются полугибкими марки ЭВТ — экранированными, с изоляцией из поливинилхлорида (рис. 12.2). Они изготавливаются на напряжение 6 кВ для канализации электроэнергии к передвижным трансформаторным подстанциям добычных и подготовительных участков, а также на напряжения 660 и 1140 В для присоединения к трансформаторным подстанциям распределительных пунктов очистных и проходческих работ. Кабели изготавливаются восьмижильными сечением от 16 до 35 мм² для напряжения 6 кВ и сечением от 16 до 95 мм² для напряжения 660 В. Кабели ЭВТ на 1140 В имеют сечение от 35 до 120 мм² с улучшенными параметрами изоляции.

Для питания электроэнергией распределительных пунктов, а также отдельных электроустановок, не требующих частых перемещений во время работы, может применяться полугибкий кабель марки ПВШЭ (рис. 12.3). Он изготавливается на напряжение 660 В, сечением от 50 до 120 мм².

Для питания передвижных машин и механизмов широкое

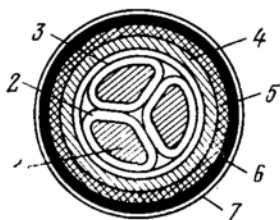


Рис. 12.1. Схема бронированного кабеля

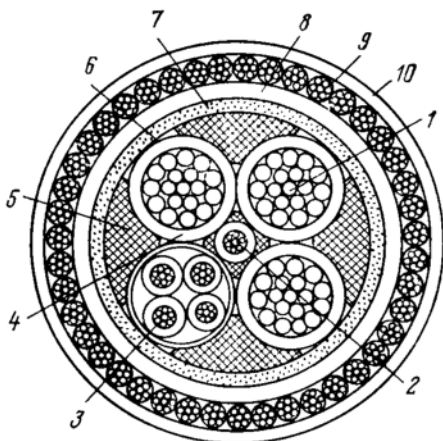
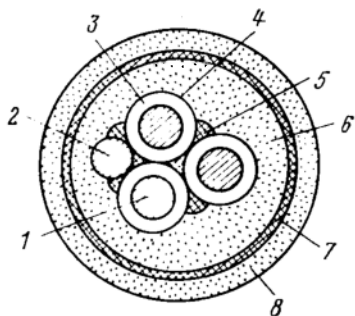


Рис. 12.2. Кабель ЭВТ:

1 — силовая жила; 2 — заземляющая жила; 3 — вспомогательная жила; 4 — изоляция на полупроводниковом пластике (ПХВ); 5 — внутренняя оболочка из ПХВ; 6 — индивидуальные экраны; 7 — поясная изоляция; 8 — общий экран из медной фольги; 9 — броня из стальных канатиков; 10 — шланговая оболочка

Рис. 12.3. Кабель ПВШЭ:

1 — силовая жила; 2 — заземляющая жила; 3 — изоляция из ПХВ; 4 — экран из электропроводного ПХВ; 5 — упрочняющие элементы; 6 — внутренняя оболочка из ПХВ; 7 — упрочняющая оплетка из синтетического материала; 8 — наружная оболочка из ПХВ-пластика



применение получили кабели ГРШЭ (гибкий, резиновый, шахтный, экранированный). Гибкий кабель состоит из медных скрученных из тонких проволочек жил, покрытых резиновой изоляцией. Поверх изоляции каждой основной жилы накладывается экран из полупроводящей резины. Три вспомогательные жилы собраны в одну свивку и имеют общий экран. Основные и вспомогательные жилы скручены вокруг неизолированной заземляющей жилы. Располагаясь в центре, жила соприкасается с экранами основных и вспомогательных жил. Благодаря этому при повреждении кабеля и соприкосновении токоведущей жилы с экраном происходит автоматическое отключение кабеля с помощью реле утечки. Заземляющая жила может быть изо-

лирована электропроводящей резиной. Центральное расположение заземляющей жилы в сечении кабеля уменьшает ЭДС взаимной индукции, вызванной несимметрией магнитных полей, которые создаются токами силовых жил. Это исключает опасность возникновения открытого искрения. Поверх жил накладывается общая резиновая оболочка. Резина для изоляции рабочих жил имеет высокую электрическую прочность (не менее 20—30 кВ/мм), а резина шланга — хорошую механическую прочность (1000—1500 Н/см²) и эластичность (относительное удлинение 400—500%). Кабели ГРШЭ выпускаются на напряжение 660 В четырех- и семижильными сечением от 4 до 95 мм². В кабелях с сечением основных жил 16 мм² и выше сечение заземляющей жилы 10 мм², а при сечении до 10 мм² — на ступень ниже сечения основной жилы.

Кабели КГЭШ и КГЭШТ на напряжение 1140 В по конструкции аналогичны кабелям ГРШЭ на напряжение 660 В. Они имеют повышенное сопротивление изоляции и улучшенные экраны. Кабель КГЭШТ имеет повышенную нагревостойкость. Они изготавливаются сечением силовых жил от 4 до 95 мм².

В результате работы по совершенствованию гибких кабелей были созданы кабели марки ГВШЭ с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, по конструкции аналогичные кабелям марки ГРШЭ. Эти кабели негорючи, морозостойки, изготавливаются четырех-, семи- и восьмижильными сечением от 6 до 70 мм².

Для питания угледобывающих комбайнов, работающих с кабелеукладчиком (на пологих пластах) или кабелеподборщиком (на наклонных и крутых пластах), разработан девятижильный кабель повышенной гибкости и прочности марки ГРШЭП. Он выпускается на напряжение 660 В, сечением от 10 до 70 мм². В отличие от кабеля ГРШЭ у кабелей ГРШЭП имеется лавсановый сердечник, пространство между свитыми жилами заполнено лавсаном. Это придает кабелю особую гибкость и прочность. В таких кабелях поверх скрученных жил накладывают двухслойную резиновую оболочку, упрочненную между слоями нитями из волокнистых материалов. Однако условия эксплуатации гибких кабелей в лавах на крутых пластах настолько тяжелые, что их шланговая оболочка быстро подвергается износу. В целях увеличения срока службы таких кабелей Горловским отделением ДонУГИ разработаны защитные элементы (насадки из специального полиэтилена) для покрытия кабеля по длине 20—30 м от комбайна.

Дальнейшее повышение механической прочности гибких кабелей и снижение сопротивления экранов (не более 150 Ом) было достигнуто благодаря совместной разработке завода «Донбасскабель» с ИГД им. А. А. Скопинского конструкции экранированного кабеля повышенной прочности марки

КГВЭУШ. Кабель имеет шесть основных, пять вспомогательных и одну заземляющую жилы. Для упрочнения кабеля используются стальные канатики или металлокорд, а также лавсановый сердечник. В этом кабеле применены графитополимерные (графитная масса с глицерином) экраны, которые при повреждении кабеля образуют проводящий слой на поверхности повреждающих предметов. Благодаря этому при повреждении кабеля срабатывает быстродействующая защита с последующим отключением выключателя. Кабели выпускаются на напряжение 660 В, сечение силовых жил от 6 до 50 мм².

Кабели гибкие экранированные упрочненные на напряжение 1140 В марки КГЭШУ изготавливаются с тремя силовыми жилами сечением 50—95 мм² с резиновой изоляцией, одной заземляющей и шестью или девятью вспомогательными жилами. По конструкции подобны кабелю марки ГРШЭП. Упрочнение достигается применением сердечников из синтетических нитей.

Для питания ручных и колонковых электросверел применяются специальные особо гибкие бурильные экранированные кабели марки КОГЭШ. Высокая гибкость и повышенная устойчивость к вибрации достигается за счет малого шага скрутки и одинакового сечения основных и вспомогательных жил. Бурильные кабели выпускаются пятижильными с сечением жил от 1,5 до 6 мм². Выпускаются также особо гибкие кабели марки КОГВЭШ, аналогичные кабелям КОГЭШ, но с графитополимерным экраном, с изоляцией и шлангом из поливинилхлоридного пластика.

Кабели КРПСН выпускаются четырех-, пяти- и шестижильные (сечением соответственно 2,5—120; 2,5—6 и 4—50 мм²). Эти кабели имеют маслостойкую оболочку, не распространяющую горение. Применяются кабели в шахтах, когда не требуются экранированные кабели.

Для стационарного освещения подземных горных выработок используются бронированные кабели НРБ и ВРБ (в угольных шахтах), АНРБ и АВРБ (в рудниках) с сечением жил до 10 мм². Они снабжены резиновой изоляцией и броней, выполненной двумя стальными лентами. Кабели НРБ и АНРБ имеют негорючую резиновую оболочку, а кабели ВРБ и АВРБ — поливинилхлоридную оболочку.

Кабели управления гибкие шахтные КГШ изготавливают сечением 1,5 мм² с числом медных жил от 6 до 36. Их изоляция и оболочка выполнены из поливинилхлоридного пластика.

Контрольные кабели изготавливают с жилами сечением 0,75—10 мм² из одной медной или алюминиевой проволоки. Кабели КНРБ и КРВБн (бронированный) имеют резиновую изоляцию, а также резиновую оболочку, не распространяющую горение

(КРНБн), и поливинилхлоридную (КРВБн). Кабели КВВБн и КПсВБн (бронированные) снабжены изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластика.

12.3. Прокладка кабелей

В подземных горных выработках применяют различные способы прокладки кабелей. Широкое распространение получили жесткий, эластичный и податливый способы крепления. В выработках с уклоном более 45° крепление кабелей должно быть таким, чтобы кабель был разгружен от действия собственного веса.

Наиболее сложная и ответственная часть работ по сооружению кабельных линий в горных выработках — прокладка кабелей в вертикальном стволе. Кабели в стволе размещают так, чтобы исключить их механические повреждения и обеспечить доступ для осмотра и ремонта. Приемлемыми местами для этой цели считают участки стволов, расположенные рядом с лестничным отделением, либо в противоположной стороне (с боковой стороны клетки).

На шахтах с вертикальными стволами силовые кабели рекомендуется прокладывать в стволах, оборудованных клетевыми установками. В таких стволах для монтажа и осмотра кабелей можно использовать клеть, а свежая струя воздуха будет способствовать повышению пропускной способности токопроводящих жил кабеля.

В стволе кабель крепят на специальных конструкциях, обычно на скобах (рис. 12.4). Планку 1 крепят к креплению ствола и монтируют в ней необходимое число конических гнезд 2. Кабель укладывают в гнездо и зажимают между стенками пластмассовыми клиньями 3. Расстояние между точками крепления не должно превышать 6,5 м. В ствол кабели вводят через специальное окно в шейке ствола глубиной заложения не менее 1 м. Высоту окна принимают не менее 0,6 м, ширину — 0,25 м на каждый кабель. Кабельный канал допускается совмещать с трубным. Ввод стволовых кабелей в ЦПП производят обычно через трубный или специально пройденный ходок. Прокладка таких кабелей разрешается и по выработкам околоствольного двора. Чтобы не применять соединительные муфты, стволовые кабели рекомендуется заказывать на заводах одним отрезком на полную глубину ствола. В тех случаях, когда невозможно избежать соединений кабелей, муфты располагают на ближайших горизонтах или в специальных нишах-камерах. В месте расположения соединительной муфты оставляют запас кабеля длиной около 2 м.

При питании подземных работ через скважины кабель в скважину опускают с помощью каната, запас прочности кото-

Рис. 12.4. Крепление кабеля в стволе

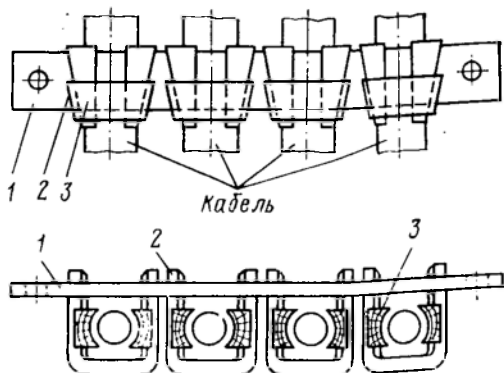
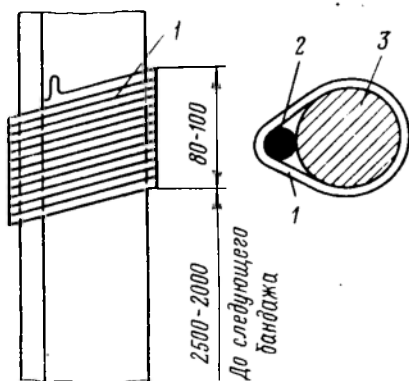


Рис. 12.5. Крепление кабеля в скважине:

1 — бандаж из отожженной проволоки;
2 — стальной канат; 3 — кабель



рого должен быть не менее 5. Крепят кабель к канату с помощью бандажей из мягкой стальной отожженной проволоки, накладываемых через каждые 2,5 м (рис. 12.5). Нельзя крепить кабель к канату скобами, хомутами или зажимами. В одной скважине допускается прокладывать два силовых кабеля с контрольными жилами, каждый из которых крепится к отдельному канату. При температуре ниже нуля прокладка кабелей допускается только с предварительным подогревом.

При прокладке в горизонтальных и наклонных выработках кабель располагают сбоку выработки. Необходимо следить, чтобы в случае обрыва с подвески кабель не был поврежден электровозом и вагонетками при спходе их с рельсов, движущимся органом конвейера и т. п. Кабель подвешивают с некоторым провесом на креплении не жестко на специальных крючках, деревянных колышках, брезентовых или резиновых лентах. Жесткое крепление кабелей допускается в выработках с бетонной или кирпичной крепью, либо в выработках, пройденных по устойчивым, не требующим крепления породам. В выработках

с углом наклона более 45° кабель крепят жестко с помощью хомутов или скоб.

Расстояние между точками подвески должно быть не более 3 м, а между соседними кабелями — не менее 50 мм. При прокладке бронированных кабелей в кармерах с них снимают наружный покров из кабельной пряжи, а броню покрывают антикоррозийным лаком. При необходимости прокладки кабеля по почве выработок он должен быть защищен от механических повреждений. Через переемы вентиляционных и противопожарных дверей, а также вводе и выводе из камер кабеля необходимо прокладывать в трубах. Отверстия труб с кабелями должны быть уплотнены глиной. Все бронированные кабели перед прокладкой проверяют на влажность и измеряют сопротивление изоляции. При сопротивлении изоляции кабеля на напряжение 6 кВ менее 10 МОм и на напряжение 1 кВ менее 1,5 МОм кабели считаются непригодными.

Запрещается прокладка силовых кабелей в вертикальных стволах с деревянной крепью, а также по наклонным стволам, бремсбергам и уклонам, подающим свежую струю воздуха и оборудованным рельсовым транспортом с грузовыми вагонетками. Исключение представляют случаи, когда транспорт используется только для доставки оборудования, материалов и выполнения ремонтных работ.

Гибкие кабели подвешивают нежестко. В лавах гибкий кабель подвешивают на конструкциях крепи. Допускается прокладка гибкого кабеля по почве на расстоянии не более 30 м от забойной передвижной машины. Для машин, оборудованных кабелеподборщиком или другими аналогичными устройствами, гибкий кабель может быть проложен на почве выработки. Это применяется также при работе комбайнов или врубовых машин на пластах мощностью до 1,5 м, а в сланцевых шахтах — до 1,9 м.

Кабели связи и сигнализации прокладывают на стороне выработки, свободной от силовых кабелей. Если это выполнить невозможно, то допускается подвешивать их на расстоянии не менее 0,2 м от силовых кабелей.

Запрещается прокладывать совместно по одной стороне выработки кабели и вентиляционные трубы. При наличии в выработке трубопровода силовые кабели располагают на противоположной стороне, а контрольные — выше трубопровода на расстоянии не менее 300 мм.

Отношение радиуса внутренней кривой изгиба кабеля к его наружному диаметру должно быть не менее: 25 — для силовых кабелей с обедненно пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке; 15 — для силовых кабелей с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке; 10 — для полугибких кабелей; 5 — для гибких кабелей.

12.4. Силовая распределительная и осветительная сеть

Силовые распределительные и осветительные сети в шахтах выполняют бронированными и гибкими кабелями. Выбор марки кабеля и способы его прокладки зависят от рода и места расположения электроустановки. Стационарные кабельные линии прокладывают от ГПП к ЦПП, от ЦПП к электроприемникам околоствольного двора, к преобразовательным и участковым подстанциям, к распределительным пунктам и стационарным электроприемникам. Питание ЦПП должно осуществляться не менее чем по двум кабельным линиям. Согласно Инструкции по проектированию электроустановок угольных шахт, при выборе количества линий, питающих ЦПП шахты или блока шахты, следует исходить из условия обеспечения нормальной работы шахты или ее блока при выходе из строя одной линии. При этом сечение ствольных кабелей следует принимать не менее 35 мм^2 и не более 240 мм^2 .

Стационарные сети угольных шахт обычно выполняют бронированными кабелями марок СБн, СБГ, СБШв, СБн-В, ЦСБн, ЦСПл и др., а также полугибкими кабелями марки ЭВТ. При значительном удалении от ЦПП и наличии на крыле шахты большого числа передвижных подстанций их питание осуществляется от РПП-6 кВ по линиям, выполненным бронированными кабелями. Максимальное сечение бронированных кабелей на напряжение 6 кВ принимается равным 240 мм^2 , минимальное — 16 мм^2 . Передвижные подстанции получают питание по бронированным или полугибким кабелям. Для распределения электроэнергии на добычных и подготовительных участках исключительное распространение получили гибкие кабели марок ГРШЭ, ГРШЭП, КГЭШ, КГВЭУШ, КГЭШУ, КГЭШТ.

Для питания ручных электросверел на участке сверло — муфта обычно применяют особо гибкие кабели марок КОГЭШ или КОГВЭШ, а на участке между муфтой и АПШ-1 — гибкие экранированные кабели марки ГРШЭ.

На гибких кабелях допускается иметь не более четырех вулканизированных соединений на каждые 100 м длины кабеля. Отдельные отрезки кабеля могут быть соединены между собой с помощью проходных взрывобезопасных муфт, если длина соединяемых отрезков не меньше 100 м, а в случае повреждения кабелей — независимо от длины отрезков, но на время не более суток.

При использовании искробезопасных схем дистанционного управления с защитой от замыканий отдельные отрезки гибких кабелей, которые необходимо разъединять в процессе работы, соединяют между собой линейными штепсельными разъемами РШЛ и СНВ, а особо гибкие кабели — МР-5М.

Для многодвигательных конвейеров, стругов и других ма-

шин допускается применять распределительные шинные коробки КШВ-1, ВШК-1М и КР-1 без установки на ответвлениях к электродвигателям аппаратов защиты. Однако в этом случае кабель каждого ответвления должен быть защищен от токов КЗ групповым защитным аппаратом. При этом допускается применение кабелей на ответвлениях с различным сечением жил.

При наличии на участке двух напряжений — 660 и 1140 В (очистные и подготовительные работы) — для питания электроприемников обоих напряжений предусматривают гибкие кабели на напряжение 1140 В. Не рекомендуется применять гибкие кабели на напряжение до 1000 В сечением более 95 и менее 2,5 мм².

Питание распределительных пунктов на напряжение 380, 660 и 1140 В следует осуществлять по бронированным или полугибким кабелям. Причем для сокращения потерь электроэнергии рекомендуется кабель от участковой подстанции к распределительным пунктам забоев прокладывать не одним отрезком (на полное удаление забоев от подстанции), а двумя-тремя отрезками с соединением их по мере необходимости муфтами. Допускается также присоединение распределительных пунктов к передвижным подстанциям гибкими кабелями. При этом для питания распредпунктов на напряжение 660 В и выше, а также для распредпунктов в тупиковых выработках шахт, опасных по газу или пыли, независимо от напряжения должны применяться гибкие экранированные кабели. Для питания осветительной сети кабели прокладывают стационарно и нестационарно. Стационарную прокладку применяют в стволах, в околоствольном дворе, в камерах и других главных выработках шахт, а нестационарную — в очистных и подготовительных забоях.

Стационарную осветительную сеть в угольных шахтах выполняют бронированными в свинцовой оболочке кабелями марок СБн, НРБ, ВРБ или гибкими кабелями ГРШЭ и временно КРПСН. В камерах допускается применять кабели марок СБГ, СРБГ, ВРБГ. В очистных и подготовительных забоях осветительную сеть выполняют гибкими экранированными кабелями. Для ответвления кабеля к светильнику, не имеющему транзитного прохода для осветительной магистрали, применяют тройниковые муфты ТМ-6 и ТМ-10 м. Для удобства переноски освещения в забоях сеть выполняют из отрезков гибкого кабеля длиной по 20—30 м, соединяемых между собой муфтами МР-5М. Сечение магистрального кабеля принимают не более 10 мм², а ответвлений к светильникам — не менее 2,5 мм². Для сетей освещения очистных забоев шахт, не опасных по газу или пыли, допускается применение голых проводов на изолированных опорах при линейном напряжении не выше 24 В. В трансформаторе вывод со стороны напряжения 24 В должен быть

осуществлен гибким кабелем, а обмотки осветительного трансформатора разделены металлическим заземленным экраном.

Контрольные вопросы

- 12.1. Как классифицируют шахтные кабели?
- 12.2. Какие конструктивные особенности имеют бронированные кабели и где эти кабели применяют?
- 12.3. Какие кабели применяются для стационарной прокладки в горизонтальных, наклонных и вертикальных выработках шахт?
- 12.4. В чем особенности конструкции гибких кабелей для питания комбайнов в очистных забоях на крутых пластах?
- 12.5. Какие причины не позволяют использовать кабели марки ГРШЭ в системе электроснабжения с опережающим отключением? Какие для этого разработаны кабели?
- 12.6. Какими кабелями и как оборудуются шахтные осветительные сети?
- 12.7. Как следует прокладывать кабели в наклонных выработках и стволах?
- 12.8. Как выполняются кабельные линии в шахтах при питании многодвигательных приводов?

Темы рефератов

1. Конструкции шахтных бронированных кабелей и область их применения.
2. Шахтные гибкие кабели и области их применения.
3. Прокладка кабелей в подземных выработках шахт.

13. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ШАХТНОГО ПОДЗЕМНОГО ТРАНСПОРТА

13.1. Общие сведения

Технологическое назначение подземного транспорта — прием и транспортирование угля и горной массы к околоствольному двору или поверхности, а также доставка различных материалов, оборудования и людей по выработкам шахт. Основные виды подземного транспорта, его конструктивные разновидности и условия применения приведены в табл. 13.1. На участках наиболее распространен конвейерный транспорт, на магистральных откаточных выработках — конвейерный и рельсовый транспорт. При создании новых средств транспорта ставятся задачи повышения производительности (пропускной способности), надежности и безопасности, снижения трудоемкости и удельного расхода энергии.

Среди средств транспорта обособленные системы электро-снабжения имеют рельсовый электрический транспорт и мощные конвейеры. Электроприемники канатного, монорельсового и безрельсового самоходного транспорта получают питание от РПП-НН участков электрических сетей; схемы питания не

Таблица 13.1

Основные виды средств шахтного подземного транспорта

Вид подземного транспорта	Конструктивные разновидности	Технологическое назначение, груз транспортирования	Условия применения
Конвейерный	Обычные ленточные конвейеры	Уголь, порода от очистных и подготовительных забоев	Прямолинейные в плане горизонтальные и наклонные (от -16° до $+18^\circ$) выработки
	Крутонаклонные ленточные конвейеры	То же	Прямолинейные в плане наклонные (до -25° или $+35^\circ$) выработки
	Телескопические ленточные конвейеры	»	Прямолинейные в плане постоянно укорачивающиеся или удлиняющиеся (вслед за продвижением очистных и подготовительных забоев) горизонтальные и наклонные (от -10° до $+10^\circ$) выработки
	Пластинчатые изгибающиеся конвейеры	Уголь от очистных забоев	Искривленные в плане горизонтальные выработки
	Грузопассажирские ленточные конвейеры	Уголь, порода, люди	Прямолинейные в плане горизонтальные и наклонные (до 18°) выработки
	Скребокковые конвейеры	Уголь, горная масса из и от очистных и подготовительных забоев	Горизонтальные и наклонные (до 35°) выработки при длине транспортирования до 100—150 м
Рельсовый	Электровозы, дизелевозы	Составы вагонок, секционные поезда с углем, породой, горной массой, оборудованием, материалами; пассажирские составы	Горизонтальные выработки
	Гировозы	Материалы, оборудование, люди	Вентиляционные горизонтальные выработки
Канатный	Канатная откатка в вагонетках	Составы вагонок с углем, горной массой, материалами, оборудованием, пассажирские составы	Вспомогательные наклонные (от 10° до 30°) выработки
	Канатная откатка в скипах	Уголь, горная масса	Наклонные (свыше 18°) выработки

Вид подземного транспорта	Конструктивные разновидности	Технологическое назначение, груз транспортирования	Условия применения
Канатный подвесной	Напочвенные канатные дороги	Составы вагонеток с углем, горной массой, материалами, оборудованием, пассажирские составы	Горизонтальные и наклонные (до $\pm 20^\circ$) выработки
	Моноканатные подвесные дороги	Материалы, оборудование, люди	Горизонтальные и наклонные (до $\pm 25^\circ$) выработки
Монорельсовый	Двухканатные подвесные дороги	Материалы, оборудование, люди	Горизонтальные и наклонные (до $\pm 15^\circ$) выработки
	Монорельсовые дороги с канатной тягой	Материалы, оборудование, люди	Горизонтальные и наклонные (до 35°) выработки
Безрельсовый самоходный	Монорельсовые дороги с подвесными локомотивами	Материалы, оборудование, люди	Горизонтальные и наклонные (до $\pm 20^\circ$) выработки
	Грузовые самоходные вагонетки	Уголь, горная масса	Горизонтальные и наклонные (до $\pm 12^\circ$) выработки
	Тягачи с прицепными платформами	Материалы, оборудование	То же
	Грузолюдские самоходные вагонетки	Материалы, оборудование, люди	То же

имеют отличительных особенностей от схем питания других электроприемников участка или горизонта шахты.

В электроприводе подземного транспорта применяют известные типы двигателей переменного и постоянного тока. Асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором получили широкое распространение как наиболее простые и надежные в эксплуатации. Их используют в приводах, где не требуется регулирование скорости, например в ленточных и скребковых конвейерах, лебедках различного назначения. Для рабочих механизмов с тяжелыми условиями пуска, т.е. со статическим моментом $(0,8 \div 1,2)M_{\text{ном}}$, применяют асинхронные двигатели, короткозамкнутый ротор которых имеет двойную беличью клетку, глубокий паз. Асинхронные двигатели с фазным ротором используют на ленточных конвейерах большой производительности, где требуется плавный пуск. Синхронные двигатели работают в качестве сетевых двигателей преобразовательных установок, питающих шахтные подъемные машины. Для их рабочего привода применяют двигатели постоянного тока с независимым возбуждением. Двигатели постоянного тока с последовательным возбуждением используют в тяговом приводе рудничных электровозов.

Условия работы электропривода транспортных машин в шахтах тяжелые не только по режимам эксплуатации, но и по факторам рабочей среды, содержащей влагу, пыль и метан, которые при определенной концентрации с воздухом образуют взрывоопасные смеси. Для защиты от воздействия этих факторов электродвигатели применяют в соответствующем рабочей среде исполнении.

13.2. Электрооборудование и электроснабжение конвейерного транспорта

Конвейеры объединяют в единую транспортную систему. Ее называют *конвейерной линией*. На линию осуществляется прием горной массы от нескольких погрузочных пунктов у очистных и подготовительных забоев и ее транспортирование к аккумулирующим бункерам околоствольного двора. В качестве элементов конвейерной линии используют ленточные конвейеры как основные элементы, пластинчатые элементы — в непрямолинейных выработках — при длинах менее 300—400 м, скребковые конвейеры — при длинах транспортирования до 100—150 м.

Ленточные конвейеры по способу установки разделяют на стационарные и полустационарные. Стационарные конвейеры устанавливают в главных капитальных и участковых (сроком службы 2—3 года) выработках. В этих конвейерах не предусматривается быстрое изменение длины става. Полустационарные конвейеры устанавливают в выработках, сопрягаемых с забоями, и конструктивно предусматривают периодическое или непрерывное изменение длины става. Дополнительно их комплектуют приставными скребковыми или надвижными перегружателями.

Решение задач электроснабжения и условия работы электрооборудования конвейеров предопределяются анализом грузопотоков и оценкой основных технологических параметров каждого конвейера:

минутная приемная способность конвейера, характеризующая возможность приема на несущий орган конвейера наибольших минутных грузопотоков без просыпания горной массы на почву;

техническая производительность конвейера, определяющая работоспособность в нормальном режиме привода и ленты (или другого тягового органа).

Для каждого типоразмера конвейера минутная приемная способность, являющаяся постоянным параметром, зависит от скорости движения тягового органа и его геометрических размеров.

Техническая производительность, зависящая от мощности и тяговых характеристик привода, прочности тягового органа

(ленты и др.), — переменный параметр, поскольку на тяговые характеристики привода (при данных тяговом органе и установленной мощности электродвигателей) влияют длина и угол наклона конвейера.

Привод конвейера представляет собой одну или несколько (до пяти) приводных станций, каждая из которых состоит из электродвигателя, редуктора, муфт и приводного вала, смонтированных на раме. Станции устанавливают в головной и хвостовой частях конвейера. К электроприводу предъявляются требования надежности, простоты обслуживания, обеспечения повышенного значения момента при пуске. При создании конвейерных линий эти требования дополняются условиями обеспечения плавного пуска, предотвращения пробуксовывания тягового органа, регулирования скорости движения тягового органа в небольших пределах, согласованности пуска последовательно соединенных в линию конвейеров.

Мощность электропривода конвейера выбирают соответственно диаграмме тяговых усилий (все подъемы, спуски, перегибы) с учетом потерь в элементах конвейера (приводные и натяжные станции, направляющие блоки и барабаны). Ориентировочно соответствие мощности электропривода конвейера конкретным условиям применения можно оценить по упрощенной формуле

$$P = \Pi_k k_3 (cl + H) / (367 \eta_{\text{пм}}),$$

где Π_k — техническая производительность конвейера, т/ч; k_3 — коэффициент запаса, равный 1,2—1,3; c — расчетный коэффициент, значения которого для скребковых конвейеров равны 1,0—1,3, а для ленточных конвейеров принимаются в зависимости от их длины и технической производительности; l — расстояние между осями барабанов головной и хвостовой станций; H — высота подъема груза; $\eta_{\text{пм}}$ — КПД передаточного механизма привода.

Наибольшую мощность (до 1500 кВт) имеют электродвигатели магистральных ленточных конвейеров. На этих конвейерах используются асинхронные двигатели с фазным ротором серии МА, АК и др. На участковых ленточных и скребковых конвейерах с мощностью электропривода до 4×250 кВт применяют в основном асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором серии ВРТ (находятся в эксплуатации двигатели серии МА, ВАТ, ВАО, КОФ, ЭДКОФ). Для плавного пуска используют муфты различного типа и пусковые реостаты на металлических или жидкостных сопротивлениях.

Ручное и дистанционное управление приводом конвейеров выполняют с помощью магнитных пускателей серии ПВИ или магнитных станций управления на участках типа СУВ-350 А, а магистральных выработках — типа СУВ-1Л-100, СУВ-2Л-120.

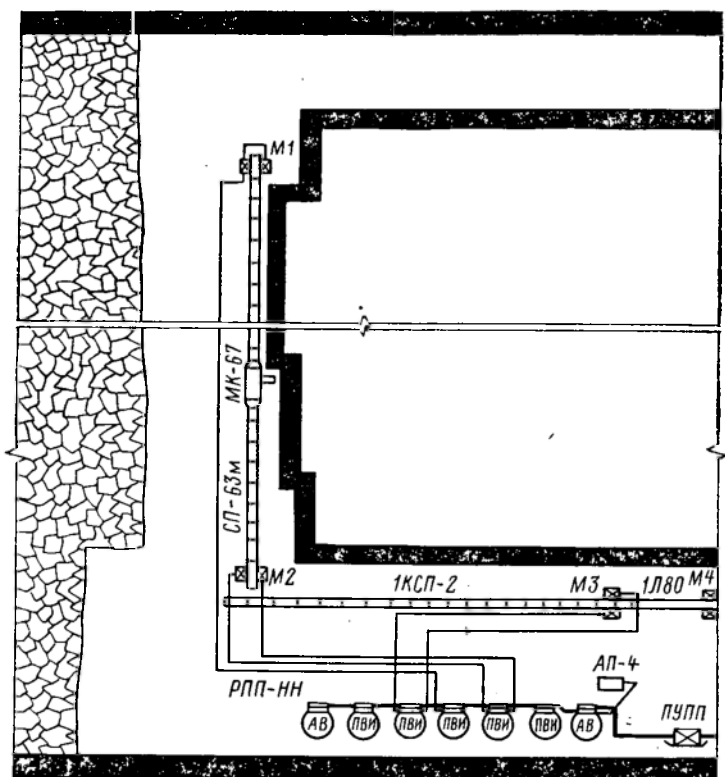


Рис. 13.1. Электроснабжение конвейерной линии в очистном забое

При создании конвейерных линий используют аппаратуру и устройства автоматизации для обеспечения последовательности пуска и остановки конвейеров, основные элементы которой — реле скорости с магнитно-индукционными или тахогенераторными датчиками.

Электроснабжение конвейеров, устанавливаемых в участках выработках, выполняют от стационарных или передвижных участковых трансформаторных подстанций на напряжении 380 или 660 В по радиальным линиям от РПП—НН (рис. 13.1). В этой схеме питания обеспечивается одновременный пуск и останов электродвигателей всех приводных станций $M1—M2$ конвейера. В конвейерных линиях эту функцию осуществляют для группы приводных станций $M1—M4$ конвейеров в автоматическом режиме с помощью специальной аппаратуры.

Электроснабжение мощных конвейеров, имеющих несколько приводных станций и электроприемники собственных нужд, вы-

полняют от нескольких ПУПП, которые устанавливают вблизи каждой питаемой приводной станции. Двигатели мощностью 500 кВт питают на напряжении 6 кВ от РПП—ВН горизонта шахты.

13.3. Электроснабжение контактных электровозов

На шахтном рельсовом транспорте в качестве локомотивов с электрической тягой применяют контактные, аккумуляторные и бесконтактные электровозы. Выбор типа электровоза определяется категорийностью шахты по газу и пыли, назначением транспортных выработок и условиями их проветривания, экономическими показателями.

Контактные электровозы являются передвижными электроприемниками постоянного тока, которые получают питание на напряжении 250 В (табл. 13.2). Их система электроснабжения содержит стационарную или передвижную тяговую подстанцию (см. разд. 10) и тяговую сеть, которая состоит из питающих и отсасывающих кабельных линий, контактной сети, сетевых выключателей и секционных изоляторов, питающих и отсасывающих пунктов, рельсовой цепи (рис. 13.2). По надежности эта система электроснабжения относится к третьей категории. Конфигурация тяговой сети зависит от разветвленности транспортных выработок. В схему питания закладывают принципы: централизованного питания — от одной тяговой подстанции для всех горизонтов шахты, при котором резервирование может быть обеспечено только за счет резерва мощности или числа преобразовательных агрегатов в тяговой подстанции; децентрализованного питания, когда тяговую сеть секционируют на участки, питаемые от отдельно размещаемых подстанций, а резервирование осуществляют включением секционных выключателей.

Электрическую нагрузку, создаваемую контактным электровозом определяют, пользуясь тяговыми расчетами по режимам и участкам движения. Результаты расчетов могут быть представлены в виде тяговой диаграммы — зависимости силы тяги от времени в различные периоды движения (рис. 13.3). Продолжительность рейса электровоза складывается из составляющих:

$$T_p = t_r + t_n + t_{г.п} + t_{п.п} + t_1 + t_2 + t_3, \quad (13.1)$$

где t_r , t_n — интервалы движения соответственно груженого и порожнего составов на участке пути с нормальным профилем; $t_{г.п}$, $t_{п.п}$ — то же, на преобладающем уклоне, если таковой имеется на участке движения электровоза; t_1 — продолжительность нахождения электровоза в околостольном дворе (для составов вагонеток с глухим кузовом — 15 мин, с донной разгрузкой — 10 мин; секционных поездов — 7 мин); t_2 — продолжительность

Таблица 13.2

Параметры контактных электровозов

Тип электровоза	Сцепная масса, т	Ширина колеи, мм	Часовой режим				Длительный режим		Тяговый двигатель	
			Мощность двигателя, кВт	Сила тяги, кН	Скорость, км/ч	Сила тяги, кН	Скорость, км/ч	Тип	Ток (А) в режиме	
									часовом	длительном
7КР	7	600 900	2×25	16,5	10,5	4,4	16,2	ЭДР-25Б	115	50
10КР	10	600 900	2×25	16,5	10,5	4,4	16,2	ЭДР-25Б	115	50
14КР	14	600 900	2×44	24,0	12,8	6,5	18,4	ДК-809А	200	80
К10	10	600 900	2×31	18,0	12,2	4,8	18,0	ЭТ-31	142	62
К14	14	900	2×45	24,0	12,9	6,5	18,4	ЭТ-46	204	85
К14М	14	900 750	2×45	27,0	11,5	14,0	14,4	—	204	122
КТ14	14	900 750	2×45	27,0	11,5	17,5	14,0	—	204	85
КТ28	28	900 750	4×45	54,0	11,5		14,0	—	204	122

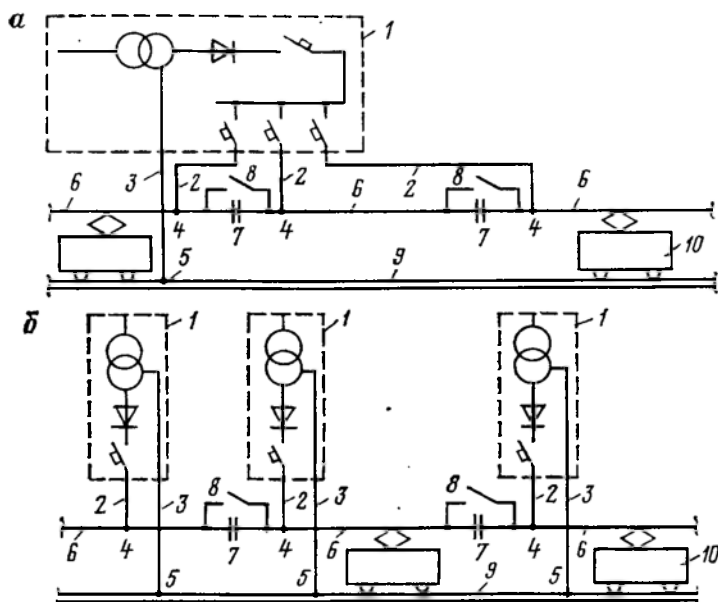


Рис. 13.2. Элементы цепи централизованного (а) и децентрализованного (б) питания контактной сети:

1 — тяговая подстанция; 2, 3 — питающие и отсасывающие линии; 4, 5 — питающие и отсасывающие пункты; 6 — контактный провод; 7 — секционный изолятор; 8 — секционный выключатель; 9 — рельсовый путь; 10 — контактный электровоз

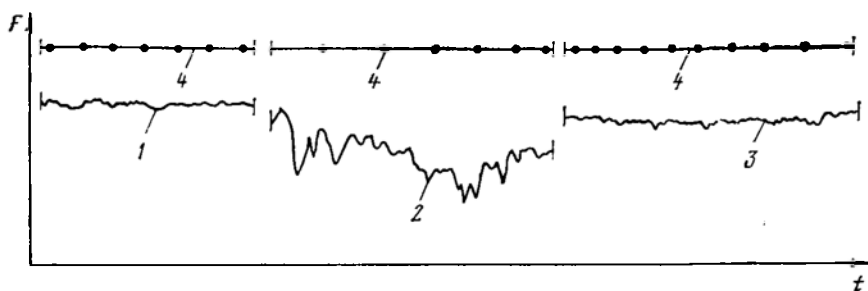


Рис. 13.3. Примеры осциллограмм силы тяги электровоза в режимах движения с составом:

1 и 3 соответственно груженом (25 вагонов) и порожним (30 вагонов) составом; 2 — маневровые операции; 4 — отметки времени

нахождения электровоза в пункте погрузки (для составов вагонов — 10 мин; секционных поездов — 7 мин); t_3 — продолжительность остановок и маневров в местах пересечений транспортных выработок (5—10 мин).

Для характерных режимов движения электровоза выделяют усредненные значения силы тяги электровоза при движении

с груженым F_{Γ} и порожним (F_{Π}) составом по участку пути с нормальным профилем и на преобладающем уклоне соответственно $F_{\Gamma, \Pi}$ и $F_{\Pi, \Pi}$ (при проектировании новых откаточных выработок их рассчитывают).

Соответственно характерным значением силы тяги по электромеханическим характеристикам тягового двигателя электровоза определяют соответствующие токовые нагрузки электропривода электровоза I_{Γ} , I_{Π} , $I_{\Gamma, \Pi}$, $I_{\Pi, \Pi}$ и скорости движения электровоза на этих участках пути: v_{Γ} , v_{Π} , $v_{\Gamma, \Pi}$, $v_{\Pi, \Pi}$. Продолжительность движения электровоза:

с груженым составом

$$t_{\Gamma} = l / (0,75v_{\Gamma}); \quad (13.2)$$

с порожним составом

$$t_{\Pi} = l / (0,75v_{\Pi}); \quad (13.3)$$

для преобладающего уклона

$$t_{\Gamma, \Pi} = l / (0,75v_{\Gamma, \Pi}); \quad t_{\Pi, \Pi} = l / (0,75v_{\Pi, \Pi}), \quad (13.4)$$

где l — длина транспортирования; 0,75 — коэффициент снижения скорости до среднеходовой по всему участку движения.

Тепловой режим работы тяговых двигателей электровоза проверяют по условию

$$I_{\text{СКВ. ДВ}} \leq I_{\text{ДЛ. ДВ}}.$$

Здесь $I_{\text{ДЛ. ДВ}}$ — ток двигателя в длительном режиме (см. табл. 13.2); $I_{\text{СКВ. ДВ}}$ — значение среднего квадратического тока, т. е.

$$I_{\text{СКВ. ДВ}} = \alpha \sqrt{(I_{\Gamma}^2 t_{\Gamma} + I_{\Pi}^2 t_{\Pi} + I_{\Gamma, \Pi}^2 t_{\Gamma, \Pi} + I_{\Pi, \Pi}^2 t_{\Pi, \Pi}) / T_{\text{р}}}, \quad (13.5)$$

а при отсутствии преобладающего уклона

$$I_{\text{СКВ. ДВ}} = \alpha \sqrt{(I_{\Gamma}^2 t_{\Gamma} + I_{\Pi}^2 t_{\Pi}) / T_{\text{р}}}. \quad (13.6)$$

Здесь α — коэффициент, учитывающий дополнительный нагрев при маневрах электровоза и принимаемый для контактных электровозов равным 1,15—1,3.

Электрическая нагрузка электровоза характеризуется средним током:

$$I_{\text{ср}} = \frac{2(I_{\Gamma} t_{\Gamma} + I_{\Pi} t_{\Pi} + I_{\Gamma, \Pi} t_{\Gamma, \Pi} + I_{\Pi, \Pi} t_{\Pi, \Pi})}{t_{\Gamma} + t_{\Pi} + t_{\Gamma, \Pi} + t_{\Pi, \Pi}} \quad (13.7)$$

или, если отсутствует преобладающий уклон,

$$I_{\text{ср}} = 2(I_{\Gamma} t_{\Gamma} + I_{\Pi} t_{\Pi}) / (t_{\Gamma} + t_{\Pi}). \quad (13.8)$$

Суммарную мощность тяговых преобразовательных подстанций рассчитывают по диаграмме токовой нагрузки контактной

сети для наиболее загруженной смены, которая составляется аналогично диаграмме токовой нагрузки электровоза за рейс. При отсутствии данных для построения таких диаграмм расчет мощности тяговых подстанций выполняют по формуле

$$P_{\Sigma} = (K_{01} I_{\text{ср}1} N_1 + K_{02} I_{\text{ср}2} N_2 + \dots + K_{0n} I_{\text{ср}n} N_n) U_{\text{т.п}}, \quad (13.9)$$

где K_0 — коэффициент одновременности работы электровозов:

$$K_0 = \begin{cases} 1 & \text{при } N \leq 2; \\ 0,55 + \frac{1}{N} & \text{при } N > 2; \end{cases}$$

$I_{\text{ср}}$, N — средний ток электровоза и количество одноподвижных электровазов, одновременно питающихся от одной подстанции и перевозящих одинаковый груз; $U_{\text{т.п}}$ — значение напряжения на шинах тяговой подстанции.

Количество преобразователей на тяговых подстанциях

$$n_{\text{п}} \geq P_{\Sigma} / P_{\text{п. ном}}, \quad (13.10)$$

где $P_{\text{п. ном}}$ — мощность выбранного преобразователя (см. разд. 10).

Мощность подстанции проверяют по пусковым режимам электровазов:

$$n_{\text{п}} P_{\text{п. ном}} \geq (1,2 \div 1,25) P_{\Sigma}. \quad (13.11)$$

Принимаемое с учетом резервных число тяговых преобразователей, работающих параллельно, проверяют по перегрузочной способности: $I_{\text{мах}} < I_{\text{наиб. дл.}}$, где $I_{\text{мах}}$ — наибольшая нагрузка при нормальной работе тяговой подстанции; $I_{\text{наиб. дл.}}$ — наибольшая допустимая нагрузка.

Допустимые перегрузки тяговых преобразователей

Перегрузка	Длительность (и частота повторения) перегрузки
1,25	15 мин (1 раз в 2 ч)
1,50	2 мин (1 раз в 1 ч)
2,00	10 с (1 раз в 2 мин)

Число тяговых подстанций устанавливают после электрического расчета контактной сети по потере напряжения.

Расчет контактной сети заключается в определении сечений контактного провода и длин участков сети в разные стороны от подстанции. Сечение контактного провода выбирают по длительному допустимому току:

Сечение, мм ²	65	85	100
Длительно допустимый ток, А	460	600	700

Затем участок контактной сети по одну сторону подстанции проверяют по потере напряжения $\Delta U_{\text{ср. доп}}$, допустимые значе-

ния которой задаются экономическими условиями: до 10—12% при большом грузопотоке, до 20% — при малом грузопотоке.

Среднее значение потери напряжения рассчитывают по упрощенной зависимости (индекс «уч» относит показатели к участку сети)

$$\Delta U_{\text{ср}} = 0,5 I_{\text{ср. уч}} N_{\text{уч}} [R_{\text{п. о}} + (r_{\text{к. л}} + r_{\text{р. л}}) l_{\text{уч}}], \quad (13.12)$$

где $R_{\text{п. о}}$ — сопротивление питающей и отсасывающей линий;
 $r_{\text{к. л}}$ — электрическое сопротивление контактной сети, Ом/км:

Рельсовый путь	Сопротивление контактной сети (Ом/км) при сечении, мм ²		
	65	85	100
Одноколейный	0,23	0,24	0,21
Двухколейный	0,16	0,12	0,105
Трехколейный	0,11	0,08	0,07

$r_{\text{р. л}}$ — электрическое сопротивление рельсовой цепи, Ом/км:

Рельсовый путь	Сопротивление рельсовой цепи (Ом/км) при типе рельса				
Одноколейный	P-18	P-24	P-33	P-38	P-43
Двухколейный	0,056	0,043	0,032	0,028	0,0263
	0,027	0,022	0,016	0,014	0,013

Для участка контактной сети с усиливающим проводом среднее значение потери напряжения вычисляют по выражению

$$\Delta U_{\text{ср}} = 0,5 I_{\text{ср. уч}} N_{\text{уч}} [R_{\text{п. о}} + (l_{\text{уч}} - x) (r_{\text{к. л}} + r_{\text{р. л}})] + 1000x / (57q_{\Sigma}), \quad (13.13)$$

где x — расстояние от подстанции до места присоединения усиливающего провода; q_{Σ} — суммарное сечение усиливающего и контактного проводов.

При $\Delta U_{\text{ср}} > 10\%$ прокладывают усиливающий провод от тяговой подстанции на расстоянии $(2/3) l_{\text{уч}}$ с шагом подключения к контактному проводу 200—300 м либо ограничивают длину участка, питаемого от одной тяговой подстанции

$$l_{\text{уч. max}} = (\Delta U_{\text{ср. доп}} - 0,5 I_{\text{ср. уч}} N_{\text{уч}} R_{\text{п. о}}) / [0,5 I_{\text{ср. уч}} N_{\text{уч}} \times (r_{\text{к. л}} + r_{\text{р. л}})]. \quad (13.14)$$

Ориентировочное количество тяговых подстанций

$$n_{\text{т. п}} = l_{\text{уч}} / l_{\text{уч. max}}. \quad (13.15)$$

Интегральными показателями работы контактных электровозов являются расход электроэнергии на рейс (смену) и удельный расход электроэнергии, определяемый относительно грузопотока и протяженности транспортирования. Расход электроэнергии на шинах постоянного тока за один рейс электровоза

$$W_{\text{р. конт}} = \alpha_{\text{э. конт}} U_{\text{эл}} I_{\text{ср}} T_{\text{р}} / (\eta_{\text{к. л}} \eta_{\text{т. п}}), \quad (13.16)$$

где $\alpha_{э.конт}$ — коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на дополнительные операции и потери в различных системах управления электровозами (при реостатной 1,15—1,4; тиристорной 1,05—1,1); $U_{эл}$ — напряжение в точке токосъема электровозом; $\eta_{к.л}$ — КПД тяговой сети, равный 0,9—0,95; $\eta_{т.п}$ — КПД тяговой подстанции, зависящий от вида преобразователей (для электромашинных 0,75—0,8, ртутных 0,8—0,85, полупроводниковых 0,9—0,95).

Расход энергии за смену

$$W_{см. конт} = W_{р. конт} n_p, \quad (13.17)$$

где n_p — число возможных рейсов электровоза в течение смены,

$$n_p = (T_{см} - 0,5) / T_p.$$

Удельный расход электроэнергии

$$\sigma_{конт} = W_{см. конт} / (A_{см} l), \quad (13.18)$$

где $A_{см}$ — грузопоток за смену на один электровоз.

13.4. Электроснабжение аккумуляторных электровозов

Аккумуляторный электровоз — это автономный локомотив с источником питания аккумуляторной батареей. Основные характеристики электровозов как электроприемников приведены в табл. 13.3.

Электрические нагрузки электропривода аккумуляторного электровоза по току определяют, как и для контактного электровоза, с использованием электромеханической характеристики соответствующего тягового электродвигателя. Тепловой режим работы тягового двигателя оценивают по среднему квадратическому току согласно выражениям (13.5) и (13.6), где $\alpha = 1,05 \div 1,15$. Средний ток электровоза вычисляют по диаграмме его токовой нагрузки, используя зависимость (13.7) или (13.8).

Необходимая энергоемкость аккумуляторной батареи для работы электровоза в течение смены

$$\mathcal{E}_{см. ак} = \alpha_{э. ак} U_{разр.} I_{ср} T_p n_p, \quad (13.19)$$

где $\alpha_{э. ак}$ — коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на маневры и потери в системе управления электровозом; $U_{разр.}$ — среднеразрядное напряжение батареи (разность между ЭДС батареи и падением напряжения на ее внутреннем сопротивлении).

Если $\mathcal{E}_{см. ак} > \mathcal{E}_{а.б}$ ($\mathcal{E}_{а.б}$ — энергоемкость батареи аккумуляторного электровоза), то потребное число рабочих батарей на электровоз в смену

$$m_{аб} = \mathcal{E}_{см. ак} / \mathcal{E}_{аб}. \quad (13.20)$$

Параметры аккумуляторных электровозов

Тип электровоза	Средняя масса, т	Ширина колеи, мм	Часовой режим при U_c		Скорости при питании от батареи в режиме		Тяговый двигатель		Аккумуляторная батарея				
			Мощность двигателей, кВт	Сила тяги, кН	Скорость, км/ч	Скорости при питании от батареи в режиме	Тип	Ток, А		Тип	Энергоемкость, кВт·ч	Напряжение, В	
								Длительный	Длительный				
													часовой
45АРП2	4,5	600	2×6,0	7,5	4,75	2,9	7,0	ЭДР-6	93	40	66ТЖН-300	24,75	82,5
45АРП2М	4,5	900	2×7,0	7,0	6,66	3,7	8,3	ЭДР-7П	105	45	66ТЖН-300	24,75	82,5
5АРВ1	5,0	900	2×6,0	7,5	4,75	2,9	7,0	ЭДР-6	93	40	66ТЖН-250П	20,6	82,5
5АРВ2	5,0	900	2×7,0	7,0	6,66	3,7	8,3	ЭДР-7П	105	45	66ТЖН-250П	20,6	82,5
АРП-7	7,0	600	2×10	8,8	7,5	5,9	10,3	ДРТ-10	116	48	90ТНЖШ-550	58,4	106
АРВ-7	7,0	600	2×10	8,8	7,5	5,9	10,3	ДРТ-10	116	48	102ТНЖШ-550	66,0	120
8АРП1	8,4	600	2×9,1	11,5	5,5	3,6	7,5	ЭДР-10Б	115	50	88ТНЖ-400	41,2	103
8АРП3	8,9	900	2×11,2	11,5	6,8	4,5	9,0	ЭДР-10Б	115	50	80ТЖН-350	35,0	100
АМ8-1	8,8	900	2×12,7	11,5	7,7	5,1	10,0	ЭДР-10П	115	50	108ТЖН-350	47,5	135
АМ8-2	8,5	800	2×11,2	11,5	6,8	4,5	9,0	ЭДР-10П	115	50	96ТЖН-350	42,0	120
АМ8Д	9,1	900	2×13,8	11,5	8,1	5,4	10,5	ЭДР-10П	115	50	112ТЖН-500	49,0	140
2АМ8Д	8,0	600	2×12,0	12,0	6,0	4,5	9,0	ДПТР-12	125	50	96ТЖН-500	60	120
АРП-10	16,0	900	2×14,2	12,0	7,2	5,4	10,5	ДПТР-12	125	50	112ТЖН-500	70	140
АРП-14	10,7	600	4×14,2	24,0	7,2	5,4	10,5	ДРТ-13	122	50	2×112ТЖН-500	140	140
АРП-28	14,0	900	2×13,0	12,5	7,2	5,9	10,0	ЭТ-23,5	150	60	112ТНЖШ-550	64,5	130
	28,0	900	2×23,5	18,0	8,9	7,3	13,1	ЭТ-26	144	58	161ТНЖШ-550	104	185
			4×26	34,9	10,5	8,9	14,1				2×182ТНЖК-650	274	210

Общее число батарей на парк из N электровозов

$$m_0 = N + m_{\text{рез}} = 2,5N, \quad (13.21)$$

где $m_{\text{рез}}$ — число резервных (заряжаемых) батарей.

Количество рабочих преобразователей (зарядных устройств) с резервом обычно 10% соответствует числу резервных батарей на парк из N электровозов $n_{\text{з.у}} = 1,5N$. По их суммарной мощности определяют мощность трансформатора преобразовательной подстанции:

$$S_{\text{тр. расч}} = k_0 n_{\text{з. у}} P_{\text{з. у. ном}} / (\eta_{\text{з. у}} \cos \varphi_{\text{з. у. ном}}), \quad (13.22)$$

где k_0 — коэффициент одновременности для зарядных устройств, принимаемый равным 0,85—0,9.

Расход электроэнергии, приведенный к шинам переменного тока зарядного устройства:
за рейс

$$W_{\text{р. ак}} = \alpha_{\text{э. ак}} U_{\text{разр}} I_{\text{ср}} T_{\text{р}} / (\eta_{\text{а. б}} \eta_{\text{з. у}}); \quad (13.23)$$

за смену

$$W_{\text{см. ак}} = \mathcal{E}_{\text{см. ак}} / (\eta_{\text{а. б}} \eta_{\text{з. у}}), \quad (13.24)$$

где $\eta_{\text{а. б}}$ — общий энергетический КПД аккумуляторной батареи; $\eta_{\text{з. у}}$ — КПД зарядного устройства.

Удельный расход электроэнергии для аккумуляторного электровоза

$$\sigma_{\text{ак}} = W_{\text{см. ак}} / (A_{\text{см}} l). \quad (13.25)$$

13.5. Электроснабжение бесконтактных электровозов

Бесконтактные электровозы — новый тип рудничного локомотива. Основные параметры бесконтактного электровоза В14:

Сцепная масса, т	14
Ширина колеи, мм	900
Часовой режим:	
мощность двигателей, кВт	2×23,5
сила тяги, кН	17,8
скорость электровоза, км/ч	9,12
Тяговый двигатель:	
тип	ДРТ-24/28
ток часовой, А	148
напряжение, В	185

Эти электровозы, в отличие от контактных, получают электроэнергию из тяговой сети через воздушный зазор посредством индуктивной связи ее проводников с энергоприемниками на переменном токе повышенной частоты. Питание тягового привода

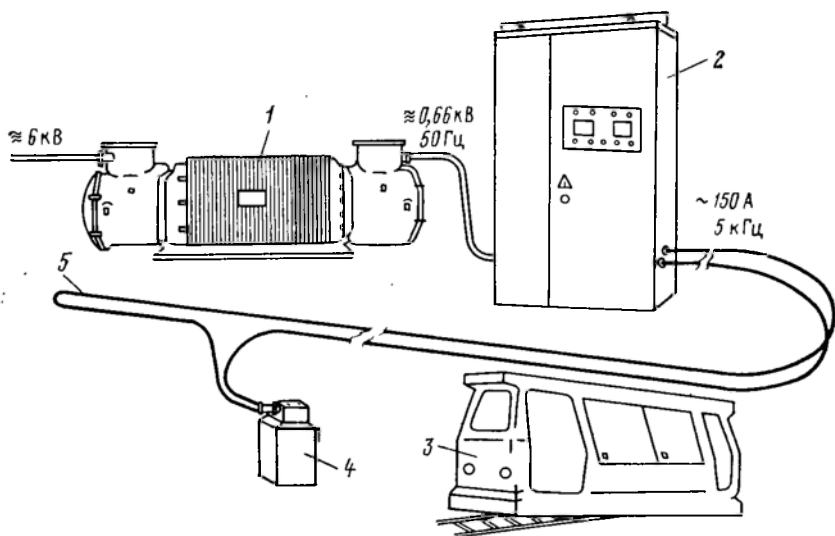


Рис. 13.4. Элементы системы электроснабжения бесконтактного электрического транспорта:

1 — трансформаторная подстанция; 2 — тяговый преобразователь частоты; 3 — электропоезды; 4 — компенсационный пункт; 5 — тяговая сеть

осуществляется постоянным током через установленные на электропоезде выпрямители.

Структурная схема электроснабжения бесконтактного электропоездного транспорта (рис. 13.4) содержит тяговую преобразовательную подстанцию, тяговую сеть, электропоезды. Тяговая сеть выполнена в виде короткозамкнутого контура специальным кабелем. Ее индуктивное сопротивление и обмоток энергоприемников электропоездов компенсированы последовательно включенными конденсаторами. Поэтому в нормальных режимах входное сопротивление тяговой сети со стороны тяговой подстанции близко к активному.

Электрическую нагрузку, создаваемую питающимися от тяговой преобразовательной подстанции электропоездами, определяют вероятностно-статистическим методом. Электрическая нагрузка группы из N электропоездов по значениям тока представляет собой композицию законов распределения токов отдельных электропоездов (с параметрами m_{Ii} , σ_{Ii}) и подчинена нормальному закону распределения с параметрами:

математическое ожидание

$$m_{\Sigma I} = \sum_{i=1}^N m_{Ii}; \quad (13.26)$$

дисперсии

$$\sigma^2_{\Sigma I} = \sum_{i=1}^N \sigma^2_{I_i}. \quad (13.27)$$

Суммарный ток от группы из N бесконтактных электровозов

$$I_{\Sigma p} = m_{\Sigma I} \pm \beta_I \sigma_{\Sigma I}, \quad (13.28)$$

где β_I — кратность меры рассеяния значений тока, при которой вероятность превышения тока $I_{\Sigma p}$ равна $p(\beta_I)$. Значение β_I определяется из интегральной кривой нормального распределения.

Поскольку в тяговой сети значения тока и частоты поддерживаются неизменными, то нагрузку оценивают по входному сопротивлению тяговой подстанции:

$$Z_{т.п} = 2\pi f M(k_{св}) \left(\sum_{i=1}^N m_{I_i} + \beta_I \sqrt{\sum_{i=1}^N \sigma^2_{I_i}} \right) / I_{т.л} + Z_{о.т.л} l, \quad (13.29)$$

где f — частота тока в тяговой сети; $M(k_{св})$ — взаимоиנדукция между тяговой сетью и энергоприемниками бесконтактного электровоза; $I_{т.л}$ — ток в тяговой сети; $Z_{о.т.л}$ — линейное сопротивление тяговой сети.

Комплектуемое электрооборудование подземного транспорта с электровозами В14-900 (тяговый преобразователь частоты, кабели, компенсирующие конденсаторы) разработано для децентрализованного варианта электроснабжения. Поэтому при проектировании рассматриваемой системы электроснабжения решается задача: при заданной мощности тягового преобразователя частоты

$$S_{п.ном} \geq I^2_{тл} Z_{т.п} / \eta_{п.ном} \quad (13.30)$$

на основе выражений (13.29) и (13.30) определяют либо наибольшую длину транспортирования для принятого парка электровозов, либо число электровозов при заданной длине транспортирования.

Расход электроэнергии на стороне переменного тока тяговой преобразовательной подстанции за рейс электровоза

$$W_{р.бк} = \alpha_{э.бк} U_{дв} I_{ср} T_p / (\eta_{пл-э} \eta_{эл}) \quad (13.31)$$

или

$$W_{р.бк} = \alpha_{э.бк} U_{дв} I_{ср} T_p / \eta_{бк},$$

где $\alpha_{э.бк}$ — коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на маневры и другие дополнительные технологические операции; $U_{дв}$ — напряжение на двигателях; $\eta_{п}$ — КПД тягового преобразователя подстанции; $\eta_{л-э}$ — КПД передачи электроэнер-

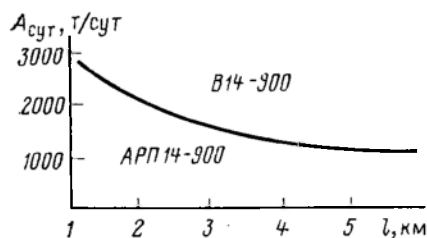


Рис. 13.5. Область экономически эффективного применения электровозов В14 и АРП14

тии по элементам «тяговая линия — электровоз»; $\eta_{эл}$ — КПД электровоза; $\eta_{бк}$ — КПД всей системы электроснабжения бесконтактного транспорта, по результатам опытной эксплуатации равный 0,28—0,29.

Удельный расход электроэнергии при использовании бесконтактных электровозов

$$\sigma_{бк} = W'_{см. бк} / (A_{см} l), \quad (13.32)$$

где $W'_{см. бк}$ — расход электроэнергии за смену, определяемый аналогично выражению (13.17).

Тип локомотива для шахтного рельсового транспорта выбирают на основе технико-экономического расчета альтернативных вариантов транспортирования для заданной области применения. На рис. 13.5 показан пример результатов такого анализа, когда при одинаковой области безопасного применения по § 396 Правил безопасности в угольных и сланцевых шахтах (М., Недра, 1986) эффективность работы электровозов В14 и АРП14 изменяется в зависимости от значений длины транспортирования и суточного грузопотока $A_{сут}$.

13.6. Примеры расчетов

В приведенных ниже примерах выполнен расчет системы электроснабжения для участка рельсового подземного транспорта путем определения технических показателей применения различных типов электровозов (контактного, аккумуляторного и бесконтактного) с равной сцепной массой в одинаковых условиях с целью проиллюстрировать их техническую сопоставимость.

Из тяговых расчетов для локомотива сцепной массой 14 т в электрических расчетах используются следующие данные: длина транспортирования $l_{уч} = 3$ км; масса груза за рейс $A_p = 100$ т; сила тяги в установившемся режиме движения с груженым и порожним составом соответственно $F_r = 8$ кН и $F_n = 10$ кН; продолжительность смены $T_{см} = 6$ ч; двухколейный путь с рельсом $P = 38$.

Пример 13.1. Определить показатели диаграммы токовой нагрузки тягового двигателя электровоза 14КР и проверить его по тепловому режиму. Суммарные затраты времени на дополнительные операции в течение рейса $t_{\Sigma}=0,5$ ч.

Решение. По электромеханическим характеристикам двигателя ДК-809А устанавливаем значения тока двигателя и скорости электровоза при движении с составом:

груженым для $0,5F_r \Rightarrow I_r = 80$ А и $v_r = 18,6$ км/ч;

порожним для $0,5F_{\Pi} \Rightarrow I_{\Pi} = 100$ А и $v_{\Pi} = 17,0$ км/ч.

Продолжительность движения состава:
груженого

$$t_r = 3 / (0,75 \cdot 18,6) = 0,22 \text{ ч};$$

порожного

$$t_{\Pi} = 3 / (0,75 \cdot 17,0) = 0,24 \text{ ч};$$

за рейс

$$T_p = t_r + t_{\Pi} + t_{\Sigma} = 0,22 + 0,24 + 0,5 = 0,96 \text{ ч}.$$

Среднеквадратичный ток двигателя

$$I_{\text{скв. дв}} = 1,2 \sqrt{(80^2 \cdot 0,22 + 100^2 \cdot 0,24) / 0,96} = 74,4 \text{ А}.$$

Вычисленное значение $I_{\text{скв. дв}} = 74,4$ А меньше значения тока двигателя в длительном режиме $I_{\text{дл}} = 80$ А (см. табл. 13.2), следовательно, работа двигателей по тепловому режиму приемлема.

Пример 13.2. Рассчитать тяговую сеть участка, от которой получают питание два электровоза 14КР. К контактной сети от подстанции проложены питающая и отсасывающие кабельные линии длиной 0,1 км.

Решение. Среднее значение тока электровоза

$$I_{\text{ср}} = 2 (80 \cdot 0,22 + 100 \cdot 0,24) / (0,22 + 0,24) = 181 \text{ А}.$$

Среднее значение тока в тяговой сети участка

$$I_{\text{ср. тл}} = 2I_{\text{ср}} = 2 \cdot 181 = 362 \text{ А}.$$

По значению тока в тяговой сети принимаем: сечение контактного провода 65 мм², ток и сечение кабеля питающей и отсасывающей линий СБ1 (1×185) с линейным активным сопротивлением 0,103 Ом/км.

По выражению (13.12) вычисляем потери напряжения в тяговой сети при $r_{\text{к.л}} = 0,16$ Ом/км и $r_{\text{р.л}} = 0,014$ Ом/км:

$$\Delta U_{\text{ср. } \Sigma} = 0,5 \cdot 181 \cdot 2 [2 \cdot 0,103 \cdot 0,1 + (0,16 - 0,014) 3] = 98,2 \text{ В}$$

или

$$\Delta U_{\text{ср. } \Sigma} \% = (98,2 / 275) 100 = 35,7 \%.$$

Полученное значение $\Delta U_{\text{ср. } \Sigma} \% = 35,7 \%$ превышает допустимое значение. Для уменьшения потери напряжения возможны два варианта выполнения контактной сети.

По первому варианту может быть проложен усиливающий провод сечением 185 мм² на расстоянии $\frac{2}{3}$ длины участка и увеличено сечение контактного провода до 85 мм² ($r_{\text{к.л}} = 0,12$ Ом/км). Тогда потеря напряжения в тяговой сети по выражению (13.13)

$$\Delta U_{\text{ср. } \Sigma} = 0,5 \cdot 181 \cdot 2 \{ 2 \cdot 0,103 \cdot 0,1 + (3 - 3 \cdot 2/3) (0,12 + 0,014) + (1000 \cdot 3 \cdot 2/3) / [57 (185 + 85)] \} = 51,5 \text{ В}$$

или

$$\Delta U_{\text{ср. } \Sigma} \% = (51,5/275) 100 = 18,7\%,$$

что не превышает допустимых значений.

По второму варианту тяговую сеть участка можно разбить на две секции длиной $0,5l_{\text{уч}}$, нагрузкой каждой будет один электровоз. По формуле (13.14) вычисляем наибольшие допустимые длины контактного провода на секциях исходя из допустимого значения потери напряжения $\Delta U_{\text{ср. доп}} = 20\%$ для ближайшей секции

$$l_{\text{доп. 1}} = (0,2 \cdot 275 - 0,5 \cdot 181 \cdot 2 \cdot 0,103 \cdot 0,1) / [0,5 \cdot 181 \cdot 1 (0,16 + 0,014)] = 3,37 \text{ км};$$

для следующей секции, где увеличена длина питающей и отсасывающей линий до $0,1 + 1,5 = 1,6 \text{ км}$,

$$l_{\text{доп. 2}} = (0,2 \cdot 275 - 0,5 \cdot 181 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 0,103 \cdot 1,6) / [0,5 \cdot 181 \cdot 1 (0,16 + 0,014)] = 1,6 \text{ км}.$$

Пример 13.3. Рассчитать мощность тяговой подстанции централизованного питания двух участков тяговой сети, каждый из которых аналогичен рассмотренному в примере 13.2.

Решение. По формуле (13.9)

$$P_{\Sigma} = (2 \cdot 181 + 2 \cdot 181) 275 \cdot 10^{-3} = 199 \text{ кВт}.$$

Принимаем к установке на подстанции выпрямительные агрегаты АТП-500/275 мощностью $P_{\text{п. ном}} = 137,5 \text{ кВт}$ в количестве

$$n_{\text{п}} = P_{\Sigma} / P_{\text{п. ном}} = 199 / 137,5 \approx 2.$$

Мощность подстанции по пусковым режимам электровозов проверяем по условию (13.11):

$$(2 \cdot 137,5) > 1,25 \cdot 199 \text{ кВт};$$

$$275 > 249 \text{ кВт}.$$

Пример 13.4. Определить для электровоза 14КР расход электроэнергии за рейс и смену, удельный расход.

Решение. Расход электроэнергии за рейс по выражению (13.16)

$$W_{\text{р. конт}} = 1,15 \cdot 250 \cdot 181 \cdot 0,96 \cdot 10^{-3} / (0,9 \cdot 0,94) = 59 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

При числе рейсов за смену

$$n_{\text{р}} = (6 - 0,5) / 0,96 \approx 5;$$

расход электроэнергии за смену

$$W_{\text{см. конт}} = 5 \cdot 59 = 295 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Удельный расход электроэнергии

$$\sigma_{\text{конт}} = 295 / (5 \cdot 100 \cdot 3) = 0,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{т} \cdot \text{км}).$$

Пример 13.5. Проверить тепловой режим работы тягового двигателя аккумуляторного электровоза АРП14-900. Суммарные затраты времени на дополнительные операции в течение рейса 1,5 ч.

Решение. С использованием электромеханических характеристик тягового двигателя ЭТ-23,5 по известной силе тяги на один двигатель определяем

токи в двигателе и скорость электровоза при движении электровоза АРП14-900 с составом:

груженым $I_{\Gamma} = 85 \text{ А}$ и $v_{\Gamma} = 10 \text{ км/ч}$;

порожним $I_{\Pi} = 100 \text{ А}$ и $v_{\Pi} = 8,9 \text{ км/ч}$.

Тогда продолжительность движения электровоза с составом: груженым

$$t_{\Gamma} = 3 / (0,75 \cdot 10) = 0,4 \text{ ч};$$

порожним

$$t_{\Pi} = 3 / (0,75 \cdot 8,9) = 0,45 \text{ ч};$$

за рейс

$$T_p = 0,4 + 0,45 + 1,5 = 2,35 \text{ ч}.$$

Значение среднеквадратичного тока тягового двигателя

$$I_{\text{св. дв}} = 1,05 \sqrt{(0,85^2 \cdot 0,4 + 100^2 \cdot 0,45) / 2,35} = 58,9 \text{ А}.$$

Это значение тока меньше допустимого тока в длительном режиме $I_{\text{дл}} = 60 \text{ А}$, следовательно, тепловой режим двигателя приемлем.

Пример 13.6. Определить необходимое число аккумуляторных батарей к четырем электровозам АРП14-900, число зарядных устройств и мощность трансформаторов зарядной подстанции.

Решение. Необходимую энергоемкость батареи для работы электровоза в течение смены при числе рейсов в смену

$$n_p = (6 - 0,5) / 2,35 \approx 2$$

и среднем токе электровоза

$$I_{\text{ср}} = 2 (85 \cdot 0,4 + 100 \cdot 0,45) / (0,4 + 0,45) = 186 \text{ А}$$

вычисляем по формуле (13.19):

$$Э_{\text{см. ак}} = 1,05 \cdot 185 \cdot 186 \cdot 2,35 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 169,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Необходимое число батарей на электровоз в смену

$$m_{\text{аб}} = 169,8 / 104 \approx 2.$$

Общее число батарей на четыре электровоза

$$m_0 = 2,5 \cdot 4 = 10.$$

Число одновременно заряжаемых батарей

$$M = 10 - 4 \cdot 1 = 6.$$

Принимаем к установке на подстанции зарядные устройства УЗА-160-320У5 (см. разд. 10). Суммарная мощность трансформаторов подстанции по выражению (13.22)

$$S_{\text{тр. расч}} = 0,9 \cdot 6 \cdot 51,2 / (0,9 \cdot 0,7) = 438,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

К установке в зарядной подстанции принимаем две комплектные трансформаторные подстанции ТСВП 250/6.

Пример 13.7. Определить расход электроэнергии за рейс и смену, удельный расход электроэнергии при использовании электровоза АРП14-900.

Решение. Расход электроэнергии электровозом:
за рейс по (13.23)

$$W_{p, ак} = 1,05 \cdot 185 \cdot 186 \cdot 2,35 \cdot 10^{-3} / (0,3 \cdot 0,9) = 314,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

за смену по (13.24)

$$W_{см, ак} = 169,8 / (0,3 \cdot 0,9) = 628,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Удельный расход электроэнергии

$$\sigma_{ак} = 628,9 / (2 \cdot 100 \cdot 3) = 1,05 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{т} \cdot \text{км}).$$

Пример 13.8. Проверить тепловой режим тягового двигателя бесконтактного электровоза В14-900 на рассматриваемом участке. Суммарные затраты времени на дополнительные операции в течение рейса для этого электровоза $t_z = 1$ ч.

Решение. По электрохимическим характеристикам тягового двигателя ДРТ 24,4/28 (см. рис. 13.6) определяем ток двигателя и скорость при движении электровоза с составом:

груженым $I_T = 80 \text{ А}$ и $v_T = 11,5 \text{ км/ч}$,

порожним $I_{II} = 95 \text{ А}$ и $v_{II} = 10,6 \text{ км/ч}$.

Продолжительность движения электровоза с составом:
груженым

$$t_T = 3 / (0,75 \cdot 11,5) = 0,35 \text{ ч};$$

порожним

$$t_{II} = 3 / (0,75 \cdot 10,6) = 0,38 \text{ ч};$$

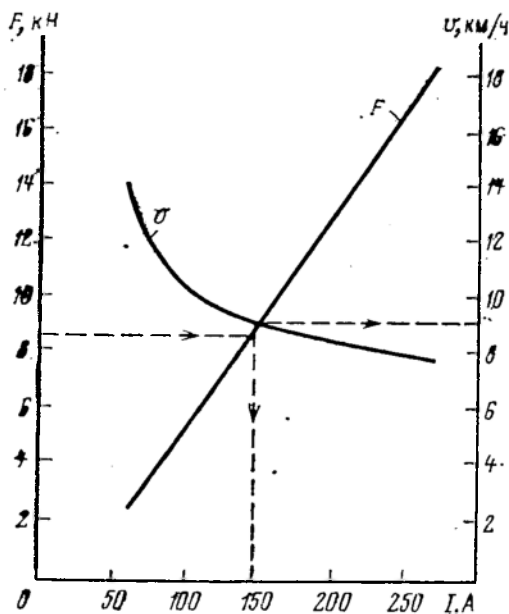


Рис. 13.6. Электрохимические характеристики тягового двигателя ДРТ-24,4/28, приведенные к ободу колеса электровоза В14-900 (стрелками указано определение значений параметров в часовом режиме)

за рейс

$$T_p = 0,35 + 0,38 + 1 = 1,73 \text{ ч.}$$

Среднеквадратичный ток двигателя

$$I_{\text{ср. дв}} = 1,05 \sqrt{(80^2 \cdot 0,35 + 95^2 \cdot 0,38) / 1,73} = 59,8 \text{ А.}$$

поскольку он меньше допустимого тока в длительном режиме $I_{\text{дл}} = 60 \text{ А}$, то тепловой режим тяговых двигателей электровоза приемлем.

Пример 13.9. Определить расход электроэнергии за рейс и смену, ее удельный расход при использовании электровоза В14-900.

Решение. Средний ток электровоза

$$I_{\text{ср}} = 2(80 \cdot 0,35 + 0,9 \cdot 0,38) / (0,35 + 0,38) = 175,4 \text{ А.}$$

Расход электроэнергии на стороне переменного тока тяговой преобразовательной подстанции:

за рейс по зависимости (13.31)

$$W_{p, \text{бк}} = 10^{-3} \cdot 1,1 \cdot 185 \cdot 175,4 \cdot 1,73 / 0,29 = 211,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

за смену при числе рейсов $n_p = 3$

$$W_{\text{см, бк}} = 3 \cdot 211,7 = 635,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Удельный расход электроэнергии

$$\sigma_{\text{бк}} = 635,1 / (3 \cdot 100 \cdot 3) = 0,71 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{т} \cdot \text{км}).$$

Контрольные вопросы

13.1. Какие основные виды шахтного подземного транспорта Вы знаете и область их применения?

13.2. Что такое конвейерная линия, ее составные элементы?

13.3. Какими технологическими параметрами характеризуются условия использования конвейеров?

13.4. Каковы основные требования к электроприводу конвейера, конвейерной линии?

13.5. Какие применяют основные схемы электроснабжения участков и магистральных конвейеров?

13.6. В чем основные принципы построения тяговых систем электроснабжения контактных электровозов?

13.7. Что относится к основным показателям диаграмм тяговой сети или нагрузки, электропривода электровоза?

13.8. По какому условию проверяется тепловой режим тягового двигателя?

13.9. Электромеханические характеристики тягового двигателя.

13.10. По каким основным факторам выполняется расчет тяговой сети контактного электровоза?

13.11. По каким показателям оценивают техническую эффективность применения аккумуляторного электровоза?

13.12. Какие основные элементы системы электроснабжения бесконтактного электрического транспорта?

13.13. По каким показателям можно сопоставить возможности применения различных видов электровозов?

Темы рефератов

1. Построение схем электроснабжения конвейерных линий.

2. Электрический расчет тяговой сети контактных электровозов.

3. Выбор основных элементов электрооборудования для участка транспортирования с применением аккумуляторных электровозов.

4. Выбор вида электровоза для подземного транспорта по техническим показателям и горно-геологическим условиям шахты.

14. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ

14.1. Расчетные нагрузки и выбор мощности трансформаторов

Потребители электроэнергии добычных и подготовительных участков шахт работают с переменным графиком нагрузки. Для таких электроприемников, согласно инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий, расчетная нагрузка должна определяться методом упорядоченных диаграмм, т. е. с применением коэффициентов использования $K_{\text{и}}$ и максимума $K_{\text{м}}$. Однако, пока значения этих коэффициентов для электроприемников шахт и рудников не определены, временно допускается рассчитывать электрические нагрузки по методу коэффициента спроса $K_{\text{с}}$. Согласно этому методу, расчетная нагрузка (кВт) может быть определена из выражения

$$P_{\text{р}} = K_{\text{с}} \sum P_{\text{ном. д}}, \quad (14.1)$$

где $\sum P_{\text{ном. д}}$ — суммарная установленная мощность приемников (резервные электроустановки и работающие только в ремонтную смену не учитываются), кВт; $K_{\text{с}}$ — коэффициент спроса, учитывающий одновременность работы электродвигателей, степень их загрузки и КПД, а также КПД сети. Значение коэффициента спроса определяют по формулам, рекомендованным институтом Центрогипрошахт.

Для участков с механизированными комплексами в очистном забое, при наличии автоматической электрической блокировки очередности пуска электродвигателей, для которых коэффициент одновременности близок к единице,

$$K_{\text{с}} = 0,4 + 0,6 P_{\text{мах д}} / \sum P_{\text{ном. д}}, \quad (14.2)$$

где $P_{\text{мах д}}$ — номинальная мощность наиболее мощного электродвигателя в рассчитываемой группе.

Если выемка угля производится машинами с индивидуальной крепью, когда отсутствует блокировка очередности пуска электродвигателей, и для подготовительных работ при любой механизации

$$K_{\text{с}} = 0,29 + 0,71 P_{\text{мах д}} / \sum P_{\text{ном. д}}. \quad (14.3)$$

Полученные значения коэффициента спроса по формулам (14.2) и (14.3) в основном отражают реальные процессы в сети, одна-

ко по мере совершенствования техники и технологии ведения работ на добычных и подготовительных участках они требуют уточнения.

Расчетная мощность трансформатора (кВ·А)

$$S_p = K_c \sum P_{\text{ном. д}} / \cos \varphi_{\text{ср}}, \quad (14.4)$$

где $\cos \varphi_{\text{ср}}$ — средневзвешенный коэффициент мощности электроприемников по участку (при фактической их нагрузке). Его значение можно определить аналитически по коэффициентам мощности отдельных приемников при их фактической нагрузке с учетом КПД при этой нагрузке. Однако в практических расчетах это сделать затруднительно, так как фактические нагрузки отдельных потребителей, значения их КПД и $\cos \varphi$ неизвестны. Значение $\cos \varphi_{\text{ср}}$ можно принимать равным 0,6 для подготовительных и очистных участков на пологих пластах и 0,7 для очистных участков на крутых пластах.

Опыт эксплуатации показывает, что между значениями фактической и расчетной нагрузки, определенной по выражению (14.1), есть расхождение, поэтому рекомендуется [30] трансформаторную подстанцию выбирать по уточненной расчетной мощности (кВ·А):

$$S_{\text{т}} \geq S'_p = S_p / 1,25. \quad (14.5)$$

Это выражение получено с учетом коэффициента возможного использования шахтных передвижных трансформаторных подстанций, равного 1,25.

Если на участке шахты применяется напряжение 660 В и получено $S'_p > 630$ кВ·А, то необходимо повторить расчеты для двух подстанций. Для этого электроприемники участка необходимо распределить по технологическим признакам на две группы, каждая из которых будет получать питание от отдельной трансформаторной подстанции.

Значительно снижается трудоемкость работ при применении ЭВМ. Показанная на рис. 14.1 схема алгоритма расчета мощности трансформаторной подстанции с применением ЭВМ является фрагментом схемы алгоритма автоматизированного проектирования электроснабжения участка шахты.

14.2. Выбор кабельной сети участка

Кабельная сеть участка шахты состоит из низковольтных и высоковольтных кабелей. Расчет кабельной сети сводится к определению таких сечений кабелей, которые, будучи экономичными, обеспечивали бы необходимый уровень напряжения на электроприемниках в различных режимах работы без перегрева сверх допустимой температуры. При расчете кабельной сети участка:

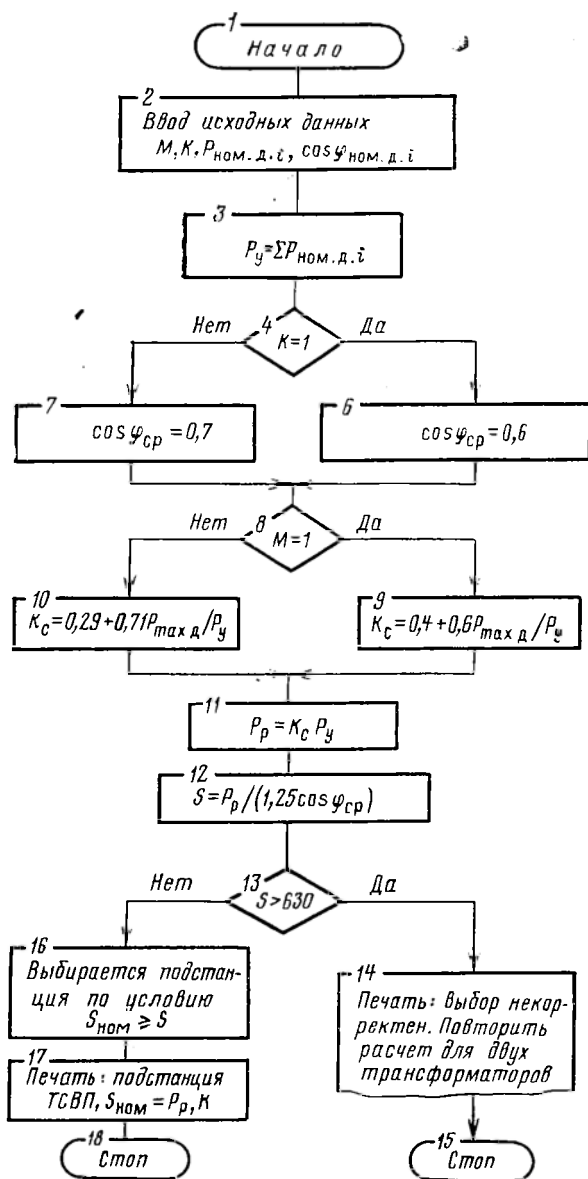


Рис. 14.1. Алгоритм расчета мощности ПУПП (УПП)

уточняют горно-технические условия и применяемое оборудование на участке (комбайн, конвейер, крепь и т. д.);

на плане горных работ расставляют машины и механизмы по выемке и доставке угля;

выбирают место установки ПУПП и РПП НН, способы и шаг их передвижки;

определяют длины кабелей согласно плану горных работ с учетом провисания кабелей (длину увеличивают на 10%);

выбирают кабели по допустимой токовой нагрузке (нагреву) с учетом механической прочности;

проверяют кабельную сеть участка по допустимой потере напряжения в рабочем режиме, по условиям допустимого уровня напряжения на зажимах электродвигателя при пуске, перегрузке и опрокидывании;

проверяют кабельную сеть по условию термической стойкости к действию токов короткого замыкания (КЗ).

По результатам расчетов принимают наибольшие из полученных значений сечения кабелей.

Для участковой кабельной сети проверку по экономической плотности тока обычно не производят, а механическую прочность учитывают при выборе кабелей к электродвигателям малой мощности, когда ток нагрузки незначительный, а условия эксплуатации кабеля тяжелые.

Подбирая сечение кабеля по нагреву, сначала выбирают марку кабеля для данного потребителя по условиям эксплуатации, затем рассчитывают ток (I_p) кабеля. Для кабеля комбайна в качестве расчетного принимают ток, соответствующий часовой мощности $P_{\text{ном.ч}}$ двигателя комбайна.

Для комбайнов с двумя электродвигателями равной мощности расчетный ток находят по условиям охлаждения:

с воздушным

$$I_p = 2I_{\text{ном. ч}} \quad (14.6)$$

с водяным

$$I_p = 2I_{\text{ном. д}} \quad (14.7)$$

где $I_{\text{ном.ч}}$ — номинальный ток электродвигателя в часовом режиме, А; $I_{\text{ном.д}}$ — номинальный ток электродвигателя в продолжительном S1 режиме.

Расчетный ток многодвигательного привода, питаемого по одному кабелю

$$I_p = \sum I_{\text{ном. д}} \quad (14.8)$$

Расчетный ток нагрузки магистрального кабеля

$$I_{p, \text{м}} = 1000k_c \sum P_{\text{ном. д}} / (\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ср}}). \quad (14.9)$$

По таблице токовых нагрузок для кабелей [11, 19, 30] сравнивают расчетный ток с допустимым для данной марки кабеля. Принимают сечение кабеля, допустимый ток которого $I_{\text{доп}}$ равен или больше расчетного:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}. \quad (14.10)$$

Если при выборе магистрального кабеля условию (14.10) не удовлетворяет ни один кабель максимально возможного сечения, ограниченного диаметром вводных устройств ПУПП, автоматического выключателя или станции управления, то принимают два кабеля, включаемых параллельно совместно или раздельно.

При параллельном совместном подключении кабелей сечение каждого из них находят по условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / 2. \quad (14.11)$$

При раздельном включении кабелей для разных групп электроприемников, подключенных к одному РПП НН или к двум отдельным РПП НН, сечение каждого из них определяют по условию (14.10). При этом значение расчетного тока $I_{p.m}$ определяют по формуле (14.9) для каждой группы электроприемников или для каждого РПП НН, а коэффициент K_c — по формулам (14.2) или (14.3).

При выборе сечения кабелей по нагреву токами нагрузки при применении на крутых пластах комбайнов с кабелеподборщиками барабанного типа нагрузка на гибкие кабели должна быть снижена по сравнению с номинальной на 30%.

Выбранные по длительному току нагрузки сечения кабелей должны быть не меньше минимально допустимых по механической прочности. Для машин и электрических аппаратов, смонтированных на специальных тележках или в составе энергопоезда, допустимое сечение кабеля рекомендуется принимать 10 мм², а для отдельно установленных, периодически перемещаемых машин и механизмов — 16 мм².

Сечение кабелей по допустимой потере напряжения проверяют для кабеля, по которому подается питание на самый удаленный от ПУПП потребитель электрической энергии, имеющий наибольший момент нагрузки. Полная потеря напряжения ΔU до потребителя в нормальном режиме работы складывается из потерь в трансформаторе ΔU_t , в магистральном кабеле $\Delta U_{k.m}$ и в кабеле ответвления $\Delta U_{k.o}$, питающем электродвигатель:

$$\Delta U = \Delta U_t + \Delta U_{k.m} + \Delta U_{k.o}. \quad (14.12)$$

Полная потеря напряжения не должна превышать допустимое значение $\Delta U_{\text{доп}}$, т. е.

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}. \quad (14.13)$$

Здесь

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_0 - U_{\text{min}}, \quad (14.14)$$

где U_0 — напряжение на вторичной обмотке трансформатора в режиме холостого хода; U_{min} — минимальное допустимое напряжение на зажимах электродвигателей ($U_{\text{min}} = 0,95 U_{\text{ном}}$).

Значение потери напряжения в трансформаторе ΔU_T при номинальной нагрузке и $\cos \varphi = 1$ обычно указывается в каталогах. Потеря напряжения при нагрузке, отличной от номинальной, и при $\cos \varphi < 1$,

$$\Delta U_T = \beta (u_{*a} \cos \varphi_2 + u_{*p} \sin \varphi_2) U_0, \quad (14.15)$$

где $\beta = S'_p / S_T$ — коэффициент загрузки трансформатора; u_{*a} , u_{*p} — относительные значения соответственно активной и реактивной составляющих напряжения короткого замыкания (КЗ) трансформатора:

$$u_{*a} = P_m / S_T; \quad (14.16)$$

$$u_{*p} = \sqrt{u_{*K}^2 - u_{*a}^2}, \quad (14.17)$$

P_m — активные потери в трансформаторе (приводятся в каталогах на трансформаторы), кВт; u_* — напряжение КЗ трансформатора; φ_2 — угол сдвига фаз вторичной цепи трансформатора.

Потери напряжения (В) в гибком кабеле (кабеле ответвления) $\Delta U_{\text{к.о}}$ и магистральном кабеле $\Delta U_{\text{к.м}}$

$$\Delta U_{\text{к.о(к.м)}} = \sqrt{3} I_p (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (14.18)$$

или

$$\Delta U_{\text{к.о(к.м)}} = \sqrt{3} I_p R k \cos \varphi,$$

где $k = 1 + X/R \tan \varphi$ — коэффициент, учитывающий относительное значение индуктивного сопротивления кабеля; R , X — активное и индуктивное сопротивление кабелей.

По формуле (14.12) определяют общую потерю напряжения. При этом должно выполняться условие (14.13). Если это условие не выполняется, необходимо увеличить сечение либо кабеля ответвления, либо магистрального. Практикой эксплуатации установлены предпочтительные сечения гибких кабелей для забойных машин. Так, для мощных очистных и проходческих комплексов и комбайнов применяют кабели сечением от 35 до 95 мм², для скребковых конвейеров с индивидуальным приводом — от 10 до 25 мм², для скребковых конвейеров с многодвигательным приводом — от 25 до 70 мм², для ленточных конвейеров с индивидуальным приводом — от 16 до 35 мм². В отдельных случаях необходимо увеличить сечения обоих ка-

белей, уменьшить шаг передвижки ПУПП или принять подстанцию большей мощности до выполнения условия (14.13).

Проверка кабельной сети по допустимому уровню напряжения при пуске необходима в связи с тем, что при прямом включении в сеть асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором толчок пускового тока достигает пяти-семикратного значения. При этом потеря напряжения в участковой кабельной сети может достигнуть такого значения, при котором пусковой момент электродвигателя недостаточен для преодоления момента сопротивления на его валу. В результате нарушается устойчивость электродвигателя и он опрокидывается. При отсутствии тепловой защиты или защиты от затянувшегося пуска электродвигатель может выйти из строя. В результате значительных потерь напряжения при пуске возможна также остановка других работающих электродвигателей, присоединенных к сети, если их максимальный момент при таких колебаниях напряжения окажется меньше момента сопротивления на их валу.

Напряжение (В) на зажимах электродвигателя комбайна или струга:

при пуске

$$U_{\text{пуск}} = \frac{U_0 - \Delta U_{\text{н.р}}}{1 + \sqrt{3} \frac{I_{\text{пуск}}}{U_{\text{ном}}} \left(\sum R \cos \varphi_{\text{пуск}} + \sum X \sin \varphi_{\text{пуск}} \right)}; \quad (14.19)$$

при перегрузке

$$U_{\text{пер}} = \frac{U_0 - \Delta U_{\text{н.р}}}{1 + 1,57 \frac{I_{\text{ном.д}}}{U_{\text{ном}}} b \left(\sum R + \sum X \right)}; \quad (14.20)$$

при опрокидывании

$$U_{\text{опр}} = \frac{U_0 - \Delta U_{\text{н.р}}}{1 + 0,87 \frac{I_{\text{пуск.д}}}{U_{\text{ном}}} \left(\sum R + \sum X \right)}, \quad (14.21)$$

где $\sum R$, $\sum X$ — соответственно суммарное активное и индуктивное сопротивление трансформаторной подстанции, магистрального и гибкого кабелей, Ом:

$$\sum R = R_{\text{т}} + R_{\text{к.м}} + R_{\text{к.о}}; \quad (14.22)$$

$$\sum X = X_{\text{т}} + X_{\text{к.м}} + X_{\text{к.о}}, \quad (14.23)$$

$\cos \varphi_{\text{пуск}}$ — коэффициент мощности при пуске (при отсутствии каталожных данных принимается равным 0,5); $\Delta U_{\text{н.р}}$ — потеря напряжения от остальных работающих электродвигателей при

номинальном напряжении в тех элементах сети, через которые получает питание пускаемый электродвигатель, В; b — кратность максимального момента электродвигателя.

При питании по двум отдельно включенным кабелям РПП НН очистного забоя, оборудованного струговой установкой или комбайном с одним или двумя совместно пускаемыми электродвигателями, потери напряжения (В)

$$\Delta U_{н.р} = \frac{850}{U_{ном}} \left[\left(\sum P_{н.р.1} + \sum P_{н.р.2} \right) (R_T + X_T) + \sum P_{н.р.1} (R_{к.м.1} + X_{к.м.1}) \right], \quad (14.24)$$

где $\sum P_{н.р.1}$ — установленная мощность группы электродвигателей, питающихся по первому магистральному кабелю, через который подключен комбайновый или струговой электродвигатель (без стругового или комбайнового), кВт; $\sum P_{н.р.2}$ — установленная мощность группы электродвигателей, питающихся по второму магистральному кабелю, кВт; $R_{к.м.1}$, $X_{к.м.1}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивление первого магистрального кабеля, Ом.

При питании РПП НН такого же участка по одному или двум параллельно включенным кабелям значение $\Delta U_{н.р}$ определяется по формуле (14.24). При этом

$$\sum P_{н.р.2} = 0, \quad \sum P_{н.р.1} = \sum P_{н.р}; \quad R_{к.м1} = R_{к.м}; \quad X_{к.м1} = X_{к.м}.$$

При питании по двум отдельно включенным кабелям РПП НН очистного забоя, оборудованного комбайном с двумя отдельно пускаемыми электродвигателями,

$$\Delta U_{н.р} = \frac{850}{U_{ном}} \left[\left(\sum P_{н.р1} + \sum P_{н.р2} + P_{ном.ч} \right) (R_T + X_T) + \left(\sum P_{н.р1} + P_{ном.ч} \right) (R_{к.м1} + X_{к.м1}) + P_{ном.ч} (R_{к.о} + X_{к.о}) \right], \quad (14.25)$$

где $P_{ном.ч}$ — мощность одного из двигателей комбайна, кВт.

Параметры схемы электроснабжения выбраны правильно, если соблюдены условия:

$$U_{пуск} \geq 0,8 U_{ном}; \quad U_{пер} \geq 0,85 U_{ном}; \quad U_{опр} \geq 0,85 U_{ном}. \quad (14.26)$$

Уровень напряжения на зажимах струговых электродвигателей при пуске следует проверять по формуле (14.19) с допущением пуска двигателей дальнего привода и нормальной работы двигателей ближнего привода. Если обеспечивается условие $U_{пуск} \geq 0,8 U_{ном}$, то проверять уровень напряжения на зажи-

мах электродвигателя при перегрузке ($U_{\text{пер}} \geq 0,85 U_{\text{ном}}$) не требуется.

Если при расчете не обеспечивается необходимое значение напряжения на зажимах электродвигателей, то следует увеличить сечение гибкого, либо магистрального кабеля в пределах, допустимых по условиям подключения к коммутационным аппаратам, предусмотреть прокладку параллельных магистральных кабелей, приближение ПУПП к забою, или установку ПУПП повышенной мощности.

Если ПУПП находится на значительном удалении от РПП НН очистного забоя, оборудованного комбайном с однодвигательным приводом, то потери напряжения в магистральном $\Delta U_{\text{к.м}}$ и комбайновом $\Delta U_{\text{к.о}}$ кабелях из условия минимизации годовых приведенных затрат рекомендуется определять в следующих соотношениях:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{к.м}} &= \Delta U_{\text{к}} / (1 + 2,2 l_{\text{к.о}} / l_{\text{к.м}}); \\ \Delta U_{\text{к.о}} &= \Delta U_{\text{к}} / [1 + l_{\text{к.м}} / (2,2 l_{\text{к.о}})],\end{aligned}\quad (14.27)$$

где $\Delta U_{\text{к}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{т}}$ — допустимые потери напряжения в кабельной сети участка, В; $l_{\text{к.м}}$, $l_{\text{к.о}}$ — длина кабеля соответственно магистрального и комбайнового, м.

На термическую стойкость кабеля проверяют с целью обеспечить пожаробезопасность при дуговых трехфазных КЗ:

$$I_{\text{пр}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}. \quad (14.28)$$

Предельный ток КЗ будет зависеть от быстрodeйствия защиты:

$$I_{\text{пр}} = k_{\beta I} c s / \sqrt{t_{\text{п}}}. \quad (14.29)$$

где $k_{\beta I}$ — поправочный коэффициент на предельно допустимый ток КЗ в зависимости от степени загрузки кабеля $\beta_{\text{к}}$ и температуры окружающей среды $t_{\text{окр}}$

$$k_{\beta I} = 1 + \mu (t_{\text{дл}} - t_{\text{окр}}) (1 - \beta_{\text{к}}^2), \quad (14.30)$$

μ — коэффициент, зависящий от температуры нагрева жил кабеля длительной $t_{\text{дл}}$ и при КЗ; c — коэффициент, учитывающий напряжение кабеля и конечную температуру нагрева жил при КЗ; s — сечение кабеля; $t_{\text{п}}$ — приведенное время отключения (суммарное время действия основной защиты, установленной в ближайшем к месту КЗ выключателе, и время отключения этого выключателя). Для автоматических выключателей АВ-200, АВ-315, АВ-400 и передвижных подстанций с встроенным выключателем АЗ700 значение $t_{\text{п}}$ равно 0,05 с (при токах КЗ свыше 5 и 8 кА $t_{\text{п}} = 0,015$ с). Для автоматических выключателей серии АФВ и передвижных подстанций с встроенным выключателем типа АВМ принято $t_{\text{п}} = 0,1$ с. Значения ука-

занных коэффициентов приведены в справочной литературе [18].

Если при проверке по условию (14.28) сечение кабеля окажется недостаточным, то следует повысить быстродействие защитной аппаратуры, либо принять кабель большего сечения.

Особенности расчета участков кабельных сетей напряжением 1140 В даны в [6].

14.3. Расчет токов короткого замыкания в участковых сетях

Для определения токов КЗ составляют расчетную схему, соответствующую нормальному режиму работы схемы электроснабжения участка. По расчетной схеме составляют схему замещения сети (рис. 14.2). Для этого все элементы схемы заменяют соответствующими электрическими сопротивлениями. Токи КЗ (А) определяют по формулам:

$$I_K^{(2)} = \frac{U_6 10^3}{2 \sqrt{(r_{p.c} + R_T + r_{к.л} l_{пр})^2 + (X_{p.c} + X_T + X_{к.л} l_{пр})^2}}; \quad (14.31)$$

$$I_K^{(3)} = \frac{U_6 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(r_{p.c} + R_T + r_{к.л} l_{пр})^2 + (X_{p.c} + X_T + X_{к.л} l_{пр})^2}}; \quad (14.32)$$

или

$$I_K^{(3)} = 1,6 I_K^{(2)}, \quad (14.33)$$

где U_6 — среднее номинальное (линейное) напряжение ступени КЗ, принимаемое равным 0,135; 0,23; 0,4; 0,69 или 1,2 кВ; $r_{p.c}$, $x_{p.c}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивления высоковольтной распределительной сети, Ом; $r_{к.л}$ и $x_{к.л}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивления 1 км кабеля сечением 4 или 50 мм², Ом/км; $l_{пр}$ — приведенная к сечению 50 мм² или 4 мм² длина кабельных линий до точки КЗ, км.

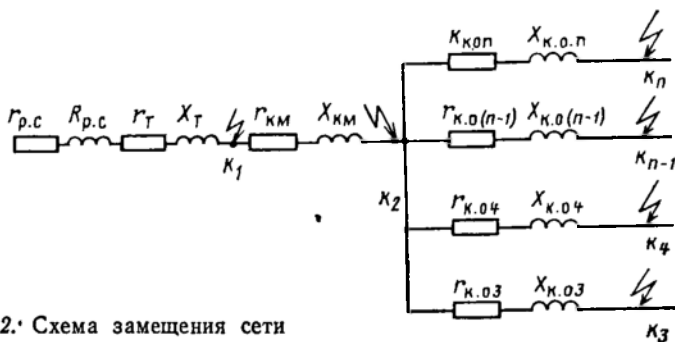


Рис. 14.2. Схема замещения сети

При этом допускается:

не учитывать сопротивления распределительной сети 6 кВ при мощности участков подстанций до 400 кВ·А включительно ($r_{p.c}=0$ и $x_{p.c}=0$);

принимать активное сопротивление высоковольтной распределительной сети равным нулю ($r_{p.c}=0$) при мощности КЗ $S_k > 50$ МВ·А.

Общее переходное сопротивление контактов и элементов аппаратов принимают 0,005 Ом на один коммутационный аппарат, включая и переходное сопротивление точки КЗ. Активное сопротивление кабеля сечением 50 мм² $r_{к.л}=0,423$ Ом/км, индуктивное $x_{к.л}=0,075$ Ом/км.

Приведенная длина кабельных линий $l_{пр}$ с учетом сопротивления контактов и элементов аппаратов, а также переходного сопротивления в точке КЗ

$$L_{пр}=l_1 k_{пр1} + l_2 k_{пр2} + \dots + l_n k_{прn} + (n+1) l_{э1}, \quad (14.34)$$

где $l_1, \dots, l_n$ — фактические длины кабелей с различными сечениями жил, м; $k_{пр1}, \dots, k_{прn}$ — коэффициенты приведения; n — число коммутационных аппаратов, последовательно включенных в цепь КЗ от ПУПП; $l_3=10$ м — приведенная длина кабельной линии, эквивалентная переходным сопротивлениям коммутационного аппарата и точки КЗ.

Коэффициенты приведения сечений кабелей

Сечение основной жилы, мм ²	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
Коэффициенты приведения к сечению 50 мм ²	—	12,3	8,22	4,92	3,06	1,97	1,41	1,00	0,72	0,54	0,43
Коэффициенты приведения к сечению 4 мм ²	1,6	1,00	0,67	0,40	—	—	—	—	—	—	—

При расчете тока двухфазного КЗ на зажимах электродвигателей горных машин с многодвигательным приводом необходимо к длине $l_{пр}$ прибавлять приведенную длину кабеля внутреннего монтажа машины, указанную в заводской инструкции.

При определении $I_k^{(2)}$ в осветительных сетях учитывают сопротивления контактных соединений. Для этого к значению $l_{пр}$ прибавляют длину кабеля l_0 сечением 4 мм², численно равную двойному числу светильников и тройниковых муфт N (м) осветительной сети до точки КЗ $l_0=2N$.

14.4. Выбор пусковой и защитной аппаратуры напряжением до 1200 В

Автоматические выключатели выбирают по назначению, месту установки, номинальному току $I_{ном.а}$, номинальному на-

пряжению $U_{\text{ном.а}}$ и проверяют по предельному току отключения $I_{\text{откл.а}}$.

Типоразмер автоматического выключателя выбирают по условиям:

$$I_{\text{ном. а}} \geq I_{\text{р. м}}; \quad U_{\text{ном}} = U_{\text{ном. а}}; \quad (14.35)$$

$$I_{\text{откл. а}} \geq 1,2 I_{\text{к}}^{(3)}. \quad (14.36)$$

Здесь $I_{\text{к}}^{(3)}$ — трехфазный ток КЗ в месте установки выключателя.

Магнитные пускатели выбирают так же, как и автоматические выключатели.

Если последовательно с пускателем в сеть включены другие коммутационные (защитные) аппараты, то проверять предельную коммутационную способность пускателя допускается по выражению

$$I_{\text{откл}} \geq 1,2 I_{\text{к}}^{(3)} / (n \cdot k), \quad (14.37)$$

где n — число последовательно включенных аппаратов, максимальная защита которых должна срабатывать при токе, равном $I_{\text{к}}^{(3)}$; k — коэффициент, зависящий от числа последовательно включенных аппаратов: $k=1$ при $n=2$ и $k=1,1$ при $n=3 \div 4$.

Если отключающая способность выбранного выключателя или пускателя не удовлетворяет соответственно условию (14.36) или (14.37), то для имеющегося в цепи другого группового защитного аппарата должно быть справедливо условие

$$I_{\text{к}}^{(3)} \leq I_{\text{откл. гр}} / 1,2, \quad (14.38)$$

где $I_{\text{откл. гр}}$ — предельный отключаемый ток группового защитного аппарата.

Если ни один из защитных аппаратов не удовлетворяет условию (14.38), то требуется установить дополнительный аппарат, который бы удовлетворял этому требованию и условию (14.36). Автоматические выключатели, установленные в передвижных подстанциях и пусковых агрегатах, по предельно отключаемому току не проверяют.

14.5. Выбор уставок защитной аппаратуры

Номинальные токи плавких вставок предохранителей и уставки срабатывания максимальных реле выбирают таким образом, чтобы избежать ложных срабатываний защиты при пуске асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором и обеспечить срабатывание защиты при минимально возможном токе КЗ (при токе двухфазного КЗ в наиболее удаленной точке защищаемого участка сети).

Уставка тока срабатывания реле I_y автоматических выключателей, магнитных пускателей, станций управления для защиты:

магистрالي

$$I_y \geq I_{\text{пуск. д}} + \sum I_{\text{ном. ост.}} \quad (14.39)$$

где $\sum I_{\text{ном. ост}}$ — сумма номинальных токов всех двигателей, кроме пускаемого наиболее мощного; ответвлений

$$I_y \geq \sum I_{\text{пуск. д}}; \quad (14.40)$$

осветительной сети с лампами накаливания

$$I_y \geq 3I_{\text{ном. ос}}; \quad (14.41)$$

то же с люминесцентными лампами

$$I_y \geq 1,25I_{\text{ном. ос}}, \quad (14.42)$$

где $I_{\text{ном. ос}}$ — номинальный ток осветительной сети.

По полученным значениям принимают ближайшую большую уставку аппарата защиты (например, блока УМЗ).

Выбранную уставку тока срабатывания защиты проверяют по расчетному минимальному току двухфазного КЗ. При этом отношение (кратность) расчетного тока двухфазного КЗ $I_{\text{к}}^{(2)}$ к уставке тока срабатывания защиты I_y должно удовлетворять условию

$$I_{\text{к}}^{(2)}/I_y \geq k_{\text{ч}}, \quad (14.43)$$

где $k_{\text{ч}}$ — коэффициент чувствительности защиты, равный 1,5.

По согласованию с главным энергетиком производственного объединения, для магистралей и ответвлений, выполненных бронированными и экранированными кабелями, допускается снижение коэффициента чувствительности до 1,25.

Если защита вторичной обмотки силового трансформатора и участка сети напряжением 1140, 660, 380, 220, 133 В от зажимов этой обмотки до общего защитного аппарата осуществляется защитным аппаратом с токовыми реле, установленными со стороны первичной обмотки этого трансформатора, то выбор и проверку уставок тока срабатывания указанных защит производят согласно выражениям:

для трансформаторов с одинаковыми схемами соединения обмоток

$$I_{\text{к}}^{(2)}/(I_y k_{\text{т}}) \geq 1,5, \quad (14.44)$$

где $I_{\text{к}}^{(2)}$ — расчетный ток двухфазного КЗ на вводных зажимах общего защитного аппарата в цепи вторичной обмотки

трансформатора; k_T — коэффициент трансформации; I_y — уставка тока срабатывания защиты со стороны первичной обмотки трансформатора;

для трансформаторов с различными схемами соединения обмоток

$$I_K^{(2)} I (\sqrt{3} k_T I_y) \geq 1,5. \quad (14.45)$$

Значение уставки тока срабатывания максимальных защит аппаратов на стороне первичной обмотки для защиты вторичной обмотки осветительных трансформаторов ТСШ и трансформаторов, встроенных в пусковые агрегаты:

для трансформаторов, питающих осветительную сеть с лампами накаливания,

$$I_y = 3 I_{\text{ном. ос}} / k_T; \quad (14.46)$$

для трансформаторов, питающих люминесцентные светильники,

$$I_y = 1,25 I_{\text{ном. ос}} / k_T, \quad (14.47)$$

где k_T — коэффициент трансформации, равный 4,96 для напряжения 660/133 В; 2,85 — соответственно 380/133 В;

для трансформаторов, встроенных в агрегаты АП,

$$I_y = (1,2 \div 1,4) (I_{\text{пуск. д}} + \sum I_{\text{ном. ос}}) / k_T. \quad (14.48)$$

Для защиты искроопасных цепей напряжением до 42 В, питающих внешние нагрузки (аппараты автоматизации, светильники местного освещения и др.), необходимо устанавливать предохранители с плавкими вставками, значения которых указывают в инструкции по эксплуатации аппарата. Если такие данные отсутствуют, то ток плавкой вставки может быть определен по выражению

$$I_B = U_{\text{ном}} / (Z_T + Z_K), \quad (14.49)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное вторичное напряжение трансформатора, В; Z_T — полное сопротивление обмотки трансформатора, Ом; Z_K — полное сопротивление кабеля, Ом.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей, встроенных в аппараты на первичной стороне осветительных трансформаторов,

$$I_B \geq (1,2 \div 1,4) I_{\text{ном. ос}} / k_T. \quad (14.50)$$

Выбранную плавкую вставку проверяют по расчетному минимальному току двухфазного КЗ в наиболее удаленной точке защищаемого участка сети.

Отношение (кратность) расчетного минимального тока двухфазного КЗ к номинальному току плавкой вставки должно удовлетворять следующим условиям.

1. Для электродвигателей:

$$I_{\text{к min}}^{(2)} / I_{\text{в}} \geq 4 \div 7. \quad (14.51)$$

При этом кратность, равная 4, допускается в сетях напряжением 380—1140 В, где требуется плавкая вставка на номинальный ток 160 и 200 А, а также в сетях напряжением 127 и 220 В независимо от требуемого значения тока плавкой вставки.

2. Для защиты искроопасных цепей напряжением до 42 В:

$$I_{\text{к min}}^{(2)} / I_{\text{в}} \geq 5. \quad (14.52)$$

3. Для трансформаторов с одинаковой схемой соединения обмоток:

$$I_{\text{к min}}^{(2)} / (k_{\text{т}} I_{\text{в}}) \geq 4. \quad (14.53)$$

4. Для трансформаторов с различными схемами соединения обмоток:

$$I_{\text{к min}}^{(2)} / (\sqrt{3} k_{\text{т}} I_{\text{в}}) \geq 4. \quad (14.54)$$

Если отключающая способность пускателей меньше значения, указанного в условии (14.37), а защита обеспечивается автоматическим выключателем, то уставку его защиты необходимо согласовать с предельно отключаемым током магнитного пускателя:

$$I_{\text{у}} \leq I_{\text{откл}} / (1,2 \cdot k_{\text{ч}}) = 0,55 I_{\text{откл}}. \quad (14.55)$$

Если условие (14.55) не соблюдается, то перед проверяемым аппаратом следует установить дополнительный аппарат, удовлетворяющий условиям (14.36) и (14.55). Если коэффициент чувствительности защиты меньше указанных значений согласно выражениям (14.43), (14.51)—(14.54), то для увеличения тока $I_{\text{к}}^{(2)}$ необходимо:

увеличить сечение магистрального кабеля или кабеля отвления;

предусмотреть прокладку параллельных магистральных кабелей;

приблизить трансформаторную подстанцию к РПП, уменьшив длину магистрального кабеля;

принять трансформаторную подстанцию большей мощности.

В каждом конкретном случае необходимо принимать экономически наиболее выгодный вариант.

14.6. Выбор высоковольтных распределительных устройств и уставок их защиты

Выбор типа КРУ и его исполнения зависит от места установки (уровень взрывозащиты) и назначения в схеме электро-

снабжения (вводное, линейное, секционное). При выборе типоразмера КРУ необходимо соблюдать следующие условия:

1. Номинальное напряжение КРУ должно соответствовать напряжению сети:

$$U_{\text{ном. КРУ}} = U_{\text{ном.}} \quad (14.56)$$

2. Номинальный ток КРУ должен быть равен или несколько больше длительного тока подключаемой к нему нагрузки:

$$I_{\text{ном. КРУ}} \geq I_{\text{р.}} \quad (14.57)$$

3. Ток (мощность) отключения КРУ должен быть равен или больше тока КЗ (мощности КЗ) в месте его установки:

$$I_{\text{откл. КРУ}} \geq I_{\text{к}}^{(3)} \quad \text{или} \quad S_{\text{откл. КРУ}} \geq S_{\text{к}}^{(3)}. \quad (14.58)$$

Выбор и проверку уставок срабатывания максимальной токовой защиты КРУ следует производить по максимальным расчетным токам нагрузки с учетом установленных трансформаторов тока.

Для КРУ, используемых для включения двигателей 6 кВ с короткозамкнутым ротором при наличии устройства для шунтирования токовых реле на время пуска коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(2)} / (k_{\text{тт}} I_{\text{у}} k_{\text{ш}}) \geq 2, \quad (14.59)$$

где $k_{\text{ш}}$ — коэффициент шунтирования, равный 7,5.

Для КРУ, предназначенных для включения и отключения силовых трансформаторов, при выборе и проверке уставок защиты следует учитывать схему соединения обмоток защищаемого силового трансформатора.

Для трансформаторов с одинаковыми схемами соединения обмоток (Δ/Δ , Y/Y и др.)

$$I_{\text{к}}^{(2)} / (k_{\text{тт}} I_{\text{у}} k_{\text{т}}) \geq 2, \quad (14.60)$$

где $I_{\text{к}}^{(2)}$ — ток двухфазного КЗ на зажимах вторичной обмотки (НН) трансформатора.

Для трансформаторов с различными схемами соединения обмоток (Δ/Y , Y/Δ и др.)

$$I_{\text{к}}^{(2)} / (\sqrt{3} k_{\text{тт}} I_{\text{у}} k_{\text{т}}) \geq 2. \quad (14.61)$$

Пример 14.1. Выбрать электрооборудование и рассчитать электроснабжение очистного участка угольной шахты. Пласт пологий (угол наклона 6°), мощность пласта 1,7 м, длина лавы 160 м. Участок оборудован очистным комплексом КМ-87Э, в который входят механизированная крепь М-87, комбайн 2К-52М, скребковый конвейер СП-87П (с головными и хвостовыми двигателями), две насосные станции СНУ-5 гидросистемы крепи, насосная станция НУМС-30 системы орошения. Для питания электроприемников принято напряжение 660 В. Система разработки — длинными столбами по падению.

Решение. Для транспортировки угля с забойного скребкового конвейера на ленточный принимаем скребковый перегружатель ПТК-2; для питания осветительной сети — пусковые агрегаты АПШ-1; для передвижения РПП-0,66, насосных станций и других монтажных работ — две лебедки ЛГКН.

На плане горных работ размещаем оборудование и составляем схему электроснабжения участка (рис. 9.4).

ПУПП и РПП-0,66 № 1 и № 2 располагаем на вентиляционном (воздухоподающем) бремсберге, а РПП-0,66 № 3 — на конвейерном бремсберге над перегружателем. Подстанция используется как полустационарная и может находиться на расстоянии до 200 м от лавы. Длина магистрального кабеля при этом составит 220 м.

Длина лавы 160 м. Принимаем максимальное расстояние от РПП-0,66 № 1 и № 2 до места сопряжения забоя с конвейерным штреком 50 м. С учетом провисания кабеля (10%) длина гибкого кабеля к комбайну

$$l_k = 1,1 (160 + 50) = 231 \text{ м};$$

длина кабелей к головному l_r и хвостовому l_x приводам конвейера

$$l_r = 1,1 \cdot 50 = 55 \text{ м}; \quad l_k = 1,1 \cdot 160 = 176 \text{ м}.$$

РПП-0,66 передвигаются ежесуточно в ремонтную смену. Длины гибких кабелей к перегружателю, насосным станциям, лебедкам определяем так же. Длина кабеля до РПП-0,66 № 3

$$l_{\text{РПП}3} = 1,1 (50 + 160 + 20) = 250 \text{ м}.$$

Составляем таблицу электроприемников участка (табл. 14.1), пользуясь справочной литературой [18, 30].

Общая установленная мощность электроприемников на участке составляет 575 кВт.

Определяем мощность трансформаторной подстанции. Коэффициент спроса

$$k_c = 0,4 + 0,6 \cdot 115/575 = 0,52.$$

Принимая $\cos \varphi_{cp} = 0,6$, находим расчетную мощность трансформатора:

$$S_p = 0,52 \cdot 575/0,6 = 498 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Уточненная мощность

$$S'_{p} = 498/1,25 = 398 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Характеристика электроприемников участка

Электроприемники	Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт
Комбайн 2К-52М	ЭДКО4-4М	115
Конвейер в лаве СП-87П	ЭДКОФВ-53/4	$2 \times 110 = 220$
Перегружатель ПТК-2	ЭДКОФВ-53/4	110
Насосные станции СНУ5 № 1, № 2 с насосами основными	ВАОФ62-4У5	$4 \times 17 = 68$
с подпиточными	ВАО41-4	$2 \times 4 = 8$
Лебедка ЛГКН	ВАОЛ52-4	$2 \times 10 = 20$
Насосная станция НУМС-30	ВАО72-2	30
Освещение	—	4

Принимаем передвижную трансформаторную подстанцию ТСВП-400/6-0,69.

Принимаем в качестве магистрального кабеля марки ЭВТ, а для питания отдельных электроприемников — кабели ГРШЭ.

Выбираем сечения кабельной сети по нагреву. Для комбайна 2К-52М ($I_{\text{ном.ч}}=126$ А) принимаем кабель ГРШЭ $3 \times 35 + 1 \times 10 + 3 \times 4$. Двигатели конвейера в лаве СП-87П ($I_{\text{ном}}=118$ А) получают питание от одного пуска-теля по отдельным кабелям: головной привод — ГРШЭ $3 \times 25 + 1 \times 10 + 3 \times 4$; хвостовой привод — ГРШЭ $3 \times 35 + 1 \times 10 + 3 \times 4$. Аналогично выбираем кабели для остальных электроприемников с учетом механической прочности. Согласно схеме электроснабжения участка, распределительные пункты № 2 и № 3 питаются по одному кабелю, а РПП-0,66 № 1 — по другому. Найдем токи в магистральных кабелях. Коэффициент спроса для группы электро-приемников, получающих питание от РПП-0,66 № 1,

$$k_{c1} = 0,4 + 0,6 \cdot 115/231 = 0,69,$$

для РПП-0,66 № 2 и № 3 $k_{c2}=0,6$.
Тогда

$$I_1 = 0,69 \cdot 231 / (\sqrt{3} \cdot 660 \cdot 0,6) = 232 \text{ А};$$

$$I_2 = 0,6 \cdot 344 / (\sqrt{3} \cdot 660 \cdot 0,7) = 258 \text{ А}.$$

Учитывая поправочный коэффициент на температуру воздуха в шахте 20°C $k=1,06$, принимаем для питания распределительных пунктов № 1 и № 2 магистральные кабели ЭВТ $3 \times 95 + 1 \times 10$ ($I_{\text{доп}}=1,06 \cdot 245=259$ А), для РПП-0,66 № 3 — ГРШЭ $3 \times 35 + 1 \times 10$.

Проверяем кабельную сеть участка по потере напряжения в рабочем режиме. При этом достаточно проверить сеть по потере напряжения только для двигателей комбайна и перегружателя как для наиболее мощных и наи-более удаленных от ПУПП. Допустимая потеря напряжения для участков-ной сети 660 В $\Delta U_{\text{доп}}=63$ В.

Потеря напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_T = 0,99 (0,009 \cdot 0,6 + 0,0338 \cdot 0,8) 690 = 22 \text{ В}.$$

Здесь

$$\beta = 398/400 = 0,99; \quad p_k = 3,6 \text{ кВт}, \quad u_{*k} = 0,035;$$

$$u_{*a} = 3,6/400 = 0,0091; \quad u_{*p} = \sqrt{0,035^2 - 0,009^2} = 0,0338.$$

Таблица 14.1

Номинальные			Пусковой ток, А	$\frac{M_{\text{пуск}}}{M_{\text{ном}}}$	$\frac{M_{\text{max}}}{M_{\text{ном}}}$
Ток, А	КПД, %	cos φ			
126	91,8	0,871	700	1,95	2,55
118	93,0	0,89	760	2,5	2,7
118	93,0	0,89	760	2,5	2,7
19	89,0	0,89	133		
4,8	85,0	0,86	27		
12	88,6	0,87	78		
33	87,0	0,91	230		
—	—	—	—	—	—

Потери напряжения в магистральных кабелях с учетом сопротивления кабелей сечением 95 мм² (0,20 Ом/км) и сечением 35 мм² (0,54 Ом/км)

$$\Delta U_{\kappa, \text{м1}} = \sqrt{3} \cdot 232 (0,2 \cdot 0,22 \cdot 0,6 + 0,06 \cdot 0,22 \cdot 0,8) = 14,8 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\kappa, \text{м2}} = \sqrt{3} \cdot 258 (0,2 \cdot 0,22 \cdot 0,6 + 0,06 \cdot 0,22 \cdot 0,8) = 16,5 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\kappa, \text{м3}} = \sqrt{3} \cdot 110 (0,54 \cdot 0,25 \cdot 0,89 + 0,06 \cdot 0,25 \cdot 0,46) = 24 \text{ В}.$$

Значение x_{κ} принято равным 0,06 Ом/км.

Потеря напряжения в комбайновом кабеле

$$\Delta U_{\kappa\kappa} = \sqrt{3} \cdot 126 (0,54 \cdot 0,231 \cdot 0,87 + 0,06 \cdot 0,23 \cdot 0,49) = 23,5 \text{ В}.$$

Потери напряжения в кабеле перегружателя не учитываем из-за его малой длины.

Общие потери напряжения в цепи питания:
комбайна

$$\sum \Delta U = 22 + 14,8 + 23,5 = 60,38 < 63 \text{ В};$$

перегрузжателя

$$\sum \Delta U = 22 + 16,5 + 24 = 62,5 < 63 \text{ В}.$$

Для проверки принятых сечений кабелей по потере напряжения в режиме пуска двигателей предварительно определим сопротивление трансформатора

$$R_{\Gamma} = 10^3 \cdot 3,6 \cdot 0,69^2 / 400^2 = 10,4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$z_{\Gamma} = 10^3 \cdot 0,035 \cdot 0,69^2 / 400 = 41,2 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$x_{\Gamma} = \sqrt{(41,2 \cdot 10^{-3})^2 - (10,4 \cdot 10^{-3})^2} = 39,9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

магистрального кабеля (для комбайна)

$$R_{\kappa, \text{м1}} = 0,2 \cdot 0,22 = 44 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad x_{\kappa, \text{м1}} = 0,06 \cdot 0,22 = 13,2 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения от нормально работающих электродвигателей в элементах сети, через которые получает питание пускаемый двигатель:
комбайна

$$\Delta U_{\text{нр}} = \frac{850}{660} [(116 + 344) (0,0104 + 0,0399) + \\ + 116 (0,044 + 0,0132)] = 38,3 \text{ В};$$

перегрузжателя $\Delta U_{\text{нр}} = 47,3 \text{ В}.$

Напряжение на двигателе комбайна при пуске ($I_{\text{пуск}} = 700 \text{ А}$, $\cos \varphi_{\text{пуск}} = 0,5$)

$$U_{\text{пуск}} = \frac{690 - 38,3}{1 + \sqrt{3} \frac{700}{660} (0,179 \cdot 0,5 + 0,066 \cdot 0,86)} = 514 \text{ В}.$$

Здесь

$$\sum R = 0,0104 + 0,0440 + 0,124 = 0,179 \text{ Ом};$$

$$\sum X = 0,0399 + 0,0132 + 0,013 = 0,066 \text{ Ом}.$$

Таким образом, условие (14.26) не выполняется, так как

$$U_{\text{пуск}} = 514 \text{ В} < 0,8 \cdot 660 = 528 \text{ В.}$$

Примем для питания комбайна кабель ГРШЭ $3 \times 50 + 1 \times 10 + 3 \times 4$.
Тогда

$$R'_{\text{кк}} = 0,377 \cdot 0,231 = 0,087 \text{ Ом}; \quad x'_{\text{кк}} = 0,06 \cdot 0,231 = 0,0130 \text{ м};$$

$$\sum R' = 0,0104 + 0,0440 + 0,087 = 0,141 \text{ Ом};$$

$$\sum X' = 0,0399 + 0,0132 + 0,013 = 0,066 \text{ Ом};$$

$$U'_{\text{пуск}} = \frac{690 - 33,3}{1 + \sqrt{3} \frac{760}{660} (0,141 \cdot 0,5 + 0,066 \cdot 0,86)} = 528,5 \text{ В.}$$

Теперь условие (14.26) для двигателя комбайна выполнено,

$$\Delta U'_{\text{пуск}} = 528,5 \text{ В} > 528 \text{ В.}$$

Напряжение на двигателе перегружателя при пуске составит 506 В. Условие (14.26) не выполняется. Примем для питания РПП-0,66 № 3 магистральный кабель ГРШЭ 3×70 . Тогда

$$\sum R' = 0,0104 + 0,044 + 0,067 = 0,121 \text{ Ом};$$

$$\sum X' = 0,0339 + 0,0132 + 0,015 = 0,062 \text{ Ом}$$

и

$$U_{\text{пуск. п}} = \frac{690 - 47,3}{1 + \sqrt{3} \frac{760}{660} (0,121 \cdot 0,4 + 0,062 \cdot 0,91)} = 535 \text{ В.}$$

Таким образом, условие (14.26) выполнено: $U_{\text{пуск. п}} = 535 > 528 \text{ В.}$

Проверим кабельную сеть по условию перегрузки двигателя комбайна:

$$U_{\text{пер}} = \frac{690 - 38,3}{1 + 1,57 \frac{126}{660} 2,55 (0,141 + 0,066)} = 562 \text{ В.}$$

Условие (14.62) соблюдается: $U_{\text{пер}} = 562 \text{ В} > 0,85 \cdot 660 = 561 \text{ В.}$ Соблюдается условие (14.26) и для перегружателя: $564 \text{ В} > 561 \text{ В.}$ Принятые сечения кабелей сведены в табл. 14.2.

Определим токи КЗ. При этом не учитываем сопротивление высоковольтной распределительной сети, так как мощность ПУПП 400 кВ·А.

Находим приведенные длины кабелей:

магистрального до РПП-0,66 № 1

$$l_{1 \text{ пр}} = 0,54 \cdot 0,22 + (1 + 1) 0,010 = 0,139 \text{ км};$$

магистрального до РПП-0,66 № 2

$$l_{2 \text{ пр}} = l_{1 \text{ пр}} = 0,139 \text{ км};$$

магистрального до РПП-0,66 № 3

$$l_{3 \text{ пр}} = 0,54 \cdot 0,22 + 0,72 \cdot 0,25 + (1 + 1) 0,010 = 0,388 \text{ км};$$

Расчетные параметры и оборудование участка

Потребители	Номинальный ток, А	Пусковой ток, А	$I_{\kappa}^{(3)}$, А	$I_{\kappa}^{(2)}$, А	Кабели	Аппаратура управления и защиты	$I_{y\cdot A}$
Автоматический выключатель (АВ) передвижной подстанции: РПП-0,66 № 1	400	—	9680	8373	—	А3732У СУВ-350А	2500
	232	—	4691	4059			2500
РПП-0,66 № 2	258	—	4691	4059	ЭВТ 3×95+1×10	АВ-320ДО	1000
РПП-0,66 № 3	118	—	2127	1840	ГРШЭ 3×70+1×10	АВ-200ДО	800
Комбайн 2К-52М	126	700	—	1800	ГРШЭ 3×50+1×10+3×4	КТУ-4А	800
Привод конвейера СП-87П: головной	118	760	—	2684	ГРШЭ 3×25+1×10+3×4	ПВИ-250Б	800
	118	760	—	1526	ГРШЭ 3×35+1×10+3×4	ПВИ-250Б	800
Насосные станции СНУ5 № 1 и № 2 с насосами: основными	19	133	—	2697	ГРШЭ 3×16+1×10+3×4	КТУ-2А	300
	4,8	27	—	2697	ГРШЭ 3×16+1×10+3×4	КТУ-2А	300
Подпиточными	118	760	—	1805	ГРШЭ 3×25+1×10+3×4	ПВИ-250Б	800
Перегрузатель ПТК-2	33	230	—	2697	ГРШЭ 3×16+1×10+3×4	КТУ-2А	250
Насосная станция НУМС-30	12	78	—	2347	ГРШЭ 3×16+1×10+3×4	КТУ-2А	125
Лебедка ЛГКН № 1	12	78	—	1526	ГРШЭ 3×16+1×10+3×4	ПВИ-25БТ	100
Лебедка ЛГКН № 2	12	78	—	1526	ГРШЭ 3×16+1×10+3×4	ПВИ-25БТ	100

кабельной сети до двигателя комбайна

$$I_{\text{к пр}} = 0,54 \cdot 0,22 + 1,0 \cdot 0,231 + (1 + 1) 0,010 = 0,4 \text{ км.}$$

Ток двухфазного КЗ на зажимах трансформатора

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{690}{2 \cdot 0,0412} = 8373 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ на РПП-0,66 № 1

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{690}{2 \sqrt{(0,0104 + 0,423 \cdot 0,139)^2 + (0,0399 + 0,075 + 0,139)^2}} = 4059 \text{ А.}$$

Ток трехфазного КЗ в той же точке

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{690}{\sqrt{3} \sqrt{(0,0104 + 0,423 + 0,139)^2 + (0,0399 + 0,075 + 0,139)^2}} = 4691 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ на зажимах двигателя комбайна

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{690}{2 \sqrt{(0,0104 + 0,423 + 0,4)^2 + (0,0399 + 0,075 + 0,4)^2}} = 1800 \text{ А.}$$

Для управления комплексом КМ-87 на РПП-0,66 № 1 принимаем станцию управления СУВ-350А, предназначенную для управления семью электроприемниками напряжением 660 В (см. рис. 9.4).

Для управления комбайном используется фидер 4 станции управления. Уставка максимальной токовой защиты по расчету $I_y = 700 \text{ А}$. Принимаем уставку $I_y = 800 \text{ А}$ и проверяем по условию (14.43):

$$1800/800 = 2,26 > 1,5.$$

В качестве резервного для управления комбайном принимаем пускатель ПВИ-125БТ ($I_{\text{ном}} = 125 \text{ А}$, $I_{\text{откл}} = 2500 \text{ А}$), который подключаем транзитом к магнитной станции СУВ-350А через автоматический выключатель АВ-200ДО. Ток уставки АВ принимаем 1000 А. Тогда, хотя предельный ток отключения ПВИ-125БТ менее $1,2 \cdot 4691 = 5629 \text{ А}$, он будет защищен АВ-200ДО, ток отключения которого 17 кА.

Аналогично выбираем аппаратуру и уставки токовой защиты для других электроприемников по табл. 14.2.

Контрольные вопросы

14.1. Как определяются расчетные нагрузки участков шахт?

14.2. Как выбирается ПУПП (УПП) участка шахты?

14.3. Каков порядок расчета шахтной низковольтной кабельной сети?

14.4. Как выбрать кабель по нагреву?

14.5. Чем вызвана необходимость проверки кабельной сети участка по потерям напряжения в нормальном режиме работы, по пуску и перегрузке наиболее мощного потребителя?

14.6. Какие требования предъявляются к кабельной сети участка по механической прочности?

14.7. Почему кабельную сеть участка шахты следует проверять по термической стойкости к действию токов КЗ?

14.8. Для каких целей производится расчет токов КЗ в кабельной сети участка шахты?

14.9. При каких условиях не учитывается сопротивление высоковольтной распределительной сети в расчетах токов КЗ в участковых сетях шахт?

14.10. Как выбираются автоматические выключатели и магнитные пускатели?

14.11. По каким условиям производится выбор уставок максимальных токовых реле и плавких вставок предохранителей?

14.12. В чем особенности выбора уставок защиты трансформаторов?

14.13. Как выбираются плавкие вставки предохранителей для защиты искроопасных цепей напряжением до 42 В?

14.14. Какие Вы знаете особенности выбора и проверки уставок срабатывания максимальной токовой защиты вводных и фидерных КРУ?

Темы рефератов

1. Методы определения расчетной нагрузки участков шахт.
2. Расчет участковой кабельной сети напряжением до 1200 В.
3. Расчет токов КЗ в шахтных сетях напряжением до 1200 В.
4. Выбор уставок максимальной токовой защиты шахтных коммутационных аппаратов напряжением до и выше 1000 В.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

15. СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ

15.1. Требования и принципы построения карьерных распределительных сетей

Особенности распределения электроэнергии на открытых горных работах (ОГР).

Под системой распределения электроэнергии ОГР понимают совокупность источников питания и распределительных сетей карьеров и разрезов (КРС). Аналогично распределительным сетям шахт (см. рис. 8.1) КРС можно рассматривать как сложные системы, состоящие из определенных базовых элементов. Для КРС такими элементами являются стационарные и передвижные воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ) линии электропередачи (ЛЭП), стационарные (ТП) и передвижные (ПКТП) трансформаторные подстанции, стационарные закрытые (РП) и передвижные открытые и закрытые распределительные пункты (КРП), передвижные приключательные пункты (ППП) и ряд других электросетевых устройств.

При создании и эксплуатации систем распределения электроэнергии необходимо учитывать ряд особенностей карьеров и разрезов как объектов электроснабжения. Кроме свойств и режимов работы ЭП, зависящих от типа агрегата, с которыми они связаны (см. подразд. 1.4), необходимо принимать во внимание особенности, обусловленные характером эксплуатации электросетевого оборудования (см. подразд. 1.1) и технологией ведения горных работ. При всем многообразии систем вскрытия и разработки месторождений полезных ископаемых для ОГР характерны одни и те же устойчивые признаки: значительная площадь карьерного поля, постоянное углубление и уступная форма профиля карьеров, рассредоточенность горных машин и комплексов по всей площади (уступам) и их глубине, систематическое подвигание забоев и фронта работ в целом; широкое ведение буровзрывных работ (БВР), сезонность отработки уступов средствами гидромеханизации и т. п. Из-за сложности рельефа трасс, по которым прокладываются и перемещаются ВЛ и КЛ, а также воздействия взрывных работ и запыленности атмосферы специфическими должны быть конструктивное исполнение и способы монтажа элементов ВЛ и КЛ

а также другого электросетевого оборудования, используемого на открытых горных работах. Опыт эксплуатации карьерных распределительных сетей показывает, что простой горной техники из-за перерывов электроснабжения достигают 6% от фонда рабочего времени. При этом «вклад» КРС (передвижные и временные ЛЭП) в общее время простоя экскаваторов составляют около 50% (37% на технологические переключения в сети и 13% на аварийные отключения). Остальное время перерывов обусловлено аварийным отключением электрооборудования экскаваторов (двигателей и генераторов) — 32%, стационарных карьерных ЛЭП и элементов питающих карьер сетей — 18%. Приведенные цифры показывают важность повышения экономичности, надежности и мобильности КРС.

Требования к системам распределения электроэнергии и принципы их построения.

Учитывая подчиненность СЭС и, в частности, систем распределения электроэнергии карьеров целям и задачам добычи полезного ископаемого, требования к надежности электроснабжения определенных категорий ЭП (см. подразд. 1.4) под этим углом зрения имеют первостепенное значение. Регламентированный уровень надежности электроснабжения может быть достигнут за счет применения более надежных элементов, например КРУ с вакуумными выключателями в исполнении РН или рациональных схем распределительных сетей участков горных работ и карьера в целом. Первый путь повышения надежности КРС ограничивается достаточно высокой интенсивностью отказов, присущей карьерным передвижным воздушным линиям (ПВЛ), приключательным пунктам с масляными выключателями и разъединителями, экскаваторным кабелям и передвижным карьерным трансформаторным подстанциям (ПКТП). Второй путь включает применение резервирования наиболее ответственных элементов системы, децентрализацию приема и распределения электроэнергии и локализацию за счет этого аварийных ситуаций, сооружение комбинированных (воздушно-кабельных) передвижных линий, обладающих большей мобильностью и меньшей аварийностью в сравнении с ВЛ, а также питание технологически связанных горно-транспортных машин и комплексов от общего источника или общей линии электропередачи с одновременным ограничением числа подключаемого к ЛЭП оборудования. Так, на угольных разрезах исходя из вероятного ущерба при перерывах электроснабжения к одной ПВЛ 6—10 кВ рекомендуется подключать не более: трех-двух или одного экскаватора с ковшем вместимостью соответственно до 5, 15 и 20 и более м³ совместно с тремя или двумя (при двух и одном экскаваторе) ПКТП единичной мощностью до 630 кВ·А; двух или одного роторного (многочерпакового) экскаватора с теоретической производительностью соответствен-

но до 1300 и более 1300 м³/ч совместно с двумя ПКТП единичной мощностью до 630 кВ·А; пяти буровых станков или пяти ПКТП единичной мощностью до 630 кВ·А для питания силовых потребителей или десяти ПКТП единичной мощностью до 100 кВ·А для питания осветительных установок.

Кроме надежности питания система распределения электроэнергии на карьере должна обеспечивать у ее приемников регламентируемое ГОСТ 13109—87 качество электроэнергии. Наиболее важными ПКЭ для КРС и питающихся от них ЭП являются отклонения напряжения (δU), размах изменения напряжения (δU_i), коэффициент несинусоидальности кривой напряжения ($K_{нс. \nu}$) и коэффициент обратной последовательности напряжений ($K_{2(\nu)}$).

Для карьерных ЭП, производительность которых зависит от отклонений напряжения, отраслевыми инструкциями, кроме указанных в ГОСТ 13109—87 значений, установлены дополнительные нормативы на этот ПКЭ при работе в специфических режимах. К примеру, для экскаваторов максимально допустимое отклонение напряжения не должно превышать номинальное: при пуске — 25%; при пиковой нагрузке — 10%.

Нормализацию качества электроэнергии в КРС следует решать с экономических позиций и комплексно. Использоваться должны в первую очередь средства централизованного (трансформаторы ГПП с РПН) и местного (трансформаторы с ПБВ, СД и др.) регулирования напряжения, т. е. установленное электрооборудование. При технической необходимости и экономической целесообразности дополнительно могут быть применены регулируемые конденсаторные установки, а при наличии нелинейных нагрузок — фильтрокомпенсирующие устройства.

Учитывая передвижной характер работ карьерных ЭП (экскаваторов, буровых станков и т. п.), значительную неравномерность электропотребления в течение рабочей недели, КРС должны обладать мобильностью. Под этим требованием понимается способность системы распределения электроэнергии с минимальными затратами времени на переключения обеспечить надежное питание потребителей во всех предусмотренных технологией ведения работ случаях. Система распределения электроэнергии в карьерах должна также строиться с учетом расширения карьера. Поэтому схема КРС, а также основные ее элементы по пропускной способности и в конструктивном отношении должны обеспечивать возможность поэтапного ввода новых электроустановок, расширения распределительных устройств, трансформаторных подстанций, линий электропередачи.

Построение КРС должно производиться из условия минимума затрат на сооружение и эксплуатацию всей системы распределения электроэнергии на ОГР. Такой подход к созданию

КРС требует совместного рассмотрения и решения следующих взаимосвязанных задач.

1. Определение номинального напряжения или системы номинальных напряжений для питания энергоемких ЭП и распределения электроэнергии в карьере.

2. Выбор количества и мест расположения карьерных распределительных пунктов, передвижных комплектных трансформаторных подстанций, а также трасс стационарных ЛЭП (первая ступень распределения электроэнергии).

3. Выбор трасс временных (передвижных) высоковольтных ЛЭП (вторая ступень распределения электроэнергии).

4. Определение исполнения и параметров основных элементов КРС.

15.2. Схемы электроснабжения открытых горных работ

Распределение электроэнергии между ЭП внутри карьера выполняют по радиальным, магистральным и радиально-магистральным (смешанным) схемам.

Радиальные схемы бывают одноступенчатыми, когда экскаваторы и ПКТП получают электроэнергию непосредственно от РУ 6—10 кВ ГПП (бортовых подстанций) или ЦРП, и двухступенчатыми — на одно или два напряжения.

Широко распространены на открытых горных работах магистральные схемы. Их выполняют одиночными линиями с односторонним или двусторонним питанием от разных ГПП, а также кольцевыми магистралями с односторонним питанием. Для удобства эксплуатации, а также повышения надежности электроснабжения и уменьшения простоев горных машин, воздушные и кабельные ЛЭП-6-10 кВ, при магистральных схемах, разбивают на отдельные участки по 400—500 м. Секционирование ЛЭП производят с помощью линейных разъединителей или комплектных КРУ.

Для питания добычных и вскрышных участков карьера и разрезов с мощными одноковшовыми экскаваторами (с ковшем вместимостью 10 м³ и более и мощностью сетевого двигателя более 1000 кВт), а также роторных экскаваторов с теоретической производительностью более 1300 м³/ч сооружают двойные магистрали с односторонним питанием.

На открытых горных работах с бестранспортной системой разработки, а также на глубоких карьерах и разрезах с транспортной системой разработки со сложной системой транспортных путей применяют смешанные схемы питания. При этом ЭП, расположенные на небольшом удалении от источника, питаются по радиальной схеме, а ЭП, расположенные на значительном расстоянии от подстанции, — по магистральной. Электроснабжение крупных угольных разрезов при больших

масштабах ведения горных работ осуществляется по схеме глубоких вводов радиальными и (или) магистральными ЛЭП напряжением 35—110 кВ с применением ПКТП 35-110/6-10 кВ. От шин 6-10 кВ этих подстанций по кабельным или воздушным линиям питаются экскаваторы, ПКТП буровых станков и другие установки.

В зависимости от расположения распределительных воздушных и кабельных линий относительно фронта горных работ (уступов) схемы электроснабжения карьеров подразделяют на продольные, поперечные и комбинированные. При продольной системе распределения электроэнергии радиальные и магистральные воздушные линии сооружаются по трассам, проложенным по поверхности (бортам) карьеров и разрезов, а также по рабочим уступам и предохранительным бермам вдоль фронта работ (рис. 15.1). Экскаваторы к этим ЛЭП присоединяются с помощью ППП с выключателем (масляным или вакуумным). Шаг перемещения ППП равен примерно удвоенной длине экскаваторного кабеля. ПКТП-6/0,4 кВ, предназначенная для электроснабжения буровых станков, присоединяется к ЛЭП непосредственно («глухое» присоединение), если ПКТП расположена на том же уступе, что и ЛЭП, и через ППП с разъединителем в остальных случаях. Это облегчает оперативное переключение электроустановок, присоединенных к данной ЛЭП и уменьшает простои экскаваторов. Шаг перемещения ПКТП определяется длиной кабеля к буровому станку и кабеля, прокладываемого от ППП до ПКТП. Продольные

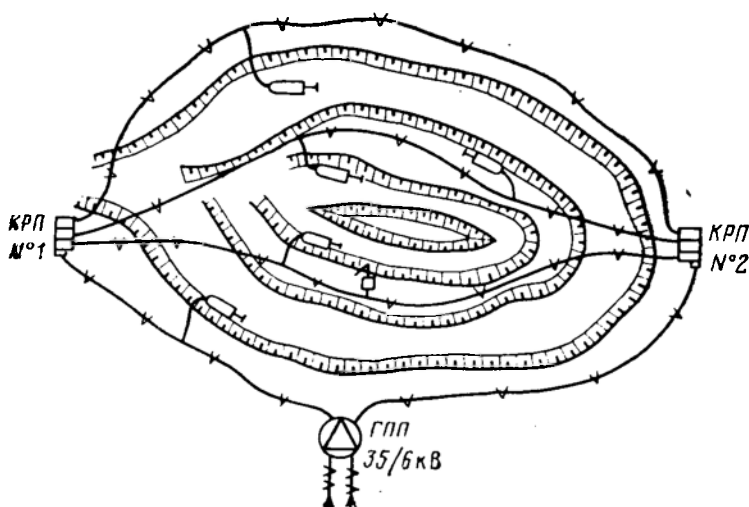


Рис. 15.1. Продольная схема распределения электроэнергии на открытых горных работах

ЛЭП имеют следующие достоинства: не создают помех для перемещения экскаваторов и движению транспорта вдоль уступа; имеют простое подключение электроприемников к ЛЭП и их обслуживание. Недостатки продольных ЛЭП: высокая повреждаемость в связи с частыми передвижками и производством взрывных работ; ограниченная пропускная способность, невысокая мобильность из-за значительных затрат времени на обслуживание сети.

Продольная система распределения электроэнергии получила наибольшее распространение на открытых горных работах с транспортной системой разработки.

Для поперечной системы распределения электроэнергии (рис. 15.2) характерно сооружение ЛЭП поперек фронта работ (уступов). ЛЭП выполняются воздушными, реже кабельными. Поперечные ЛЭП и ЭП прокладываются либо непосредственно от РУ 6—10 кВ ГПП (см. рис. 15.2, б), либо прежде от РУ ГПП по периметру карьера прокладывают магистральные бортовые ВЛ (одно- или двухцепные, или две одноцепные),

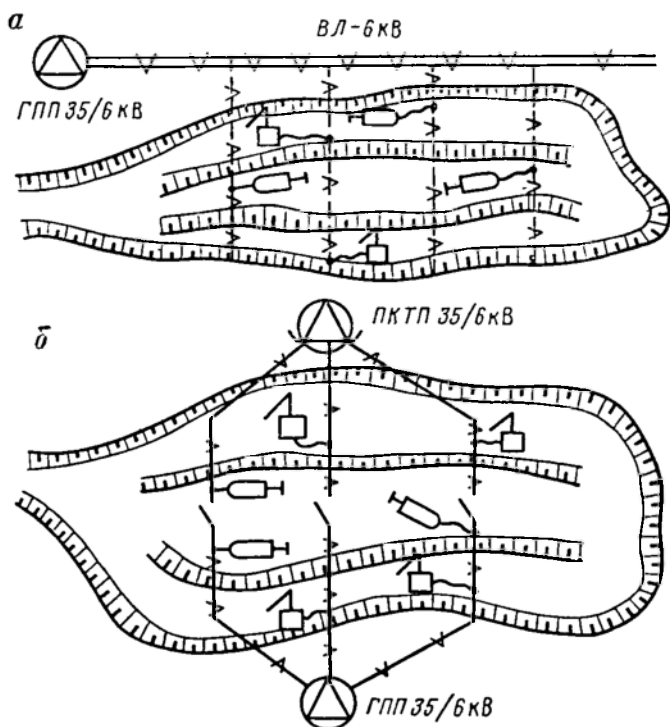


Рис. 15.2. Поперечная схема распределения электроэнергии разреза с односторонним (а) и двусторонним (б) питанием

к которым через ППП присоединяют ВЛ или КЛ, спускающиеся в карьер и пересекающие уступы (см. рис. 15.2, а).

Расстояние между ППП, присоединенным к бортовой ЛЭП, а также между поперечными ЛЭП, идущими в карьер, выбирают в пределах 200—400 м в зависимости от принятой на карьере или разрезе длины экскаваторного кабеля. На рабочей площадке уступа в месте пересечения ЛЭП устанавливается ППП, к которому присоединяется экскаватор или ПКТП-6/04 кВ. На рабочем уступе из ППП может комплектоваться также распределительный пункт (КРП), от которого по ВЛ или КЛ питаются горные машины. Число ППП и поперечных ВЛ зависит от протяженности фронта работ, числа и типа экскаваторов, разрабатывающих один уступ, и количества уступов. При поперечной системе питания экскаваторов осуществляется поочередно от двух смежных ЛЭП, что уменьшает число переходов экскаваторов через ЛЭП и сокращает затраты времени на это, позволяет не производить передвижку ЛЭП, при этом проще сокращение и наращивание их длины, что особенно важно при наличии БВР. За счет всего этого снижаются эксплуатационные расходы и уменьшаются простои экскаваторов и других ЭП. Вместе с тем по сравнению с продольными ЛЭП утяжеляется конструкция опор, усложняется выполнение спусков (воздушные ЛЭП) на рабочие горизонты. Поперечные системы распределения электроэнергии получили распространение на открытых горных работах с бестранспортной и комбинированной системами разработки, а также на крупных разрезах со значительной глубиной и большим количеством уступов при транспортной системе разработки.

В «чистом» виде продольные и поперечные системы встречаются реже, чем комбинированные. Комбинированная схема КРС представляет собой систему с воздушными и кабельными линиями электропередачи, проложенными по трассам вдоль и поперек фронта горных работ. Иллюстрация применения комбинированной системы распределения электроэнергии на разрезе с экскаваторами циклического и непрерывного действия при комбинированной (транспортной и бестранспортной) системе разработки показана на рис. 15.3. Здесь на вскрыше задействованы одноковшовые экскаваторы ЭКГ-12.5, ЭШ-20/90 и ЭШ-40/85; на добыче — роторные экскаваторы ЭРГВ-630 и ЭРП-1250; на отвале — экскаваторы ЭКГ4У и ЭШ-20/55. Для бурения на вскрыше используются станки СБШК-200, а на добыче — СРБ-160. Источниками электроснабжения ЭП разреза служат две бортовые подстанции 35/6-10 кВ, одна из которых установлена на рабочем борту разреза, другая — на отвале.

Подвод электроэнергии от подстанций к экскаваторам осуществляется по двухцепным и одноцепным ЛЭП 6-10 кВ. ЛЭП-10 кВ — одноцепная, предназначена для питания экска-

ватора ЭШ-40/85. Роторные экскаваторы питаются по радиальным КЛ-6 кВ от передвижного КРП, установленного на уступе и получающего питание по ВЛ-6 кВ от бортовой подстанции. Бортовая ТП-35/10/6 кВ и ПКТП-35/6 кВ на отвале получают питание от ГПП-110/35/6 кВ по ВЛ-35 кВ.

15.3. Особенности электроснабжения участков горных работ

Современные карьеры и разрезы располагают широким парком экскаваторов как циклического, так и непрерывного действия. Экскаваторы циклического действия с ковшом вместимостью от 3 до 20 м³ и мощностью сетевых электродвигателей от 250 до 2500 кВт и роторные экскаваторы в сочетании с железнодорожным транспортом составляют основу техники транспортной системы разработки. При бестранспортной системе разработки на вскрыше и переэкскавации в основном используются шагающие экскаваторы типа ЭШ с ковшами вместимостью от 5 до 100 м³ и мощностью сетевых электродвигателей от 520 до 3600 кВт. Применяются также экскаваторы типа ЭВГ с ковшами вместимостью 15 и 35 м³ и мощностью сетевых электродвигателей соответственно 1680 и 3600 кВт. Экскаваторы типа ЭШ с ковшами вместимостью до 25 и более 25 м³ поставляют с сетевыми электродвигателями на напряжение соответственно 6 и 10 кВ. Экскаваторы ЭВГ-15 и ЭВГ-35/65М — с электродвигателями на напряжение 6 кВ.

На железорудных карьерах важнейшим техническим направлением является переход от циклической технологии (ЦТ) к циклично-поточной (ЦПТ), для которой характерно сочетание конвейерного транспорта с экскаваторами и передвижными дробильными установками, что способствует интенсификации производства горных работ и, следовательно, скорости продвижения забоев.

В связи с внедрением новых, более интенсивных технологий на участках горных работ повышаются требования к мобильности, надежности и экономическим показателям систем их электроснабжения.

Электроснабжение добычных и вскрышных участков при транспортной системе разработки.

Для участков с экскаваторами циклического действия типа ЭКГ с ковшами вместимостью от 3,2 до 20 м³ и буровых станков типов СБР, СБШ и СБШК институт Центрогипрошахт разработал схемы электроснабжения при одном или двух экскаваторах на уступе, с буровзрывными (на крепких и скальных породах и руде) и без буровзрывных работ (БВР). На рис. 15.4 для примера показана схема электроснабжения участка с двумя экскаваторами (по одному на уступе) с ковшами вместимостью 20 м³ без БВР. Для питания экскаваторов по этим

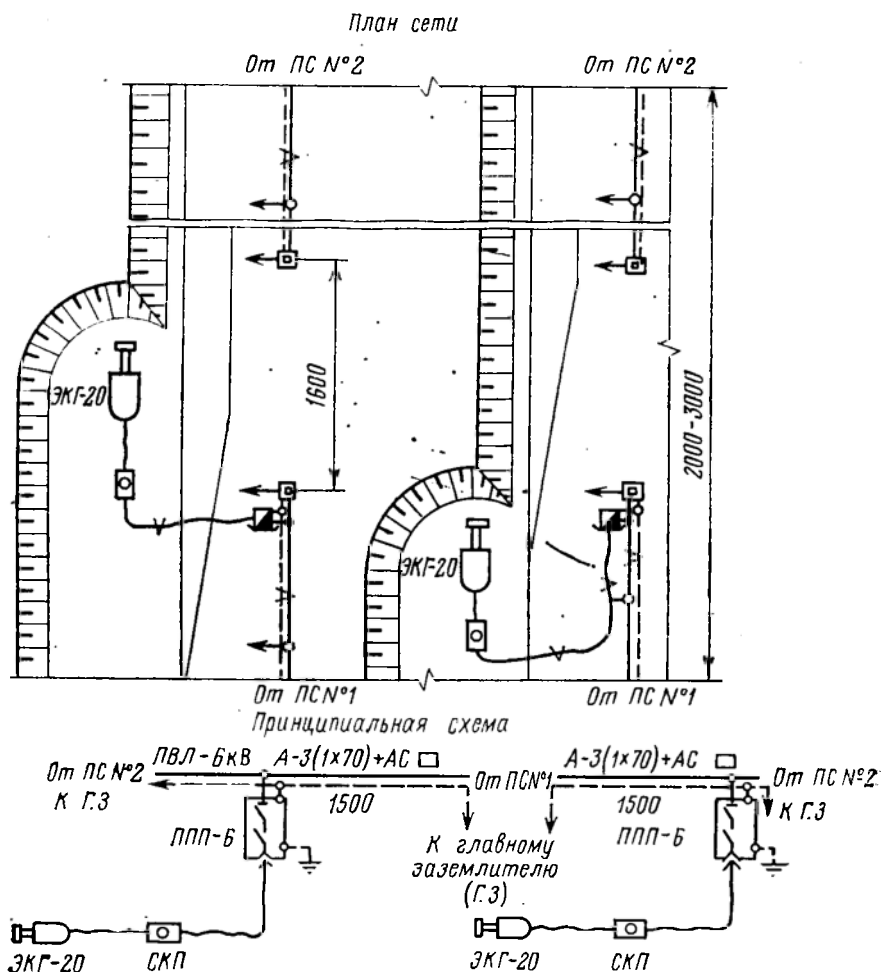


Рис. 15.4. Схема электроснабжения участка экскаваторами (по одному на уступе) с ковшом вместимостью до 20 м³ без БВР

схемам количество ВЛ-6 кВ (на рисунке не показано) определяется в зависимости от типа экскаватора, а передвижные ВЛ-6 кВ (ПВЛ-6 кВ) располагают из расчета: одна линия на два уступа для экскаваторов с вместимостью ковша до 12,5 м³, одна линия на каждый уступ при экскаваторах с вместимостью ковша 20 м³ (см. рис. 15.4). В первом случае допускается одностороннее, а во втором — двустороннее питание от разных подстанций.

К ПВЛ-6 кВ экскаваторы присоединяются гибким кабелем марки КГЭ-6 с помощью приключательного пункта с вакуум-

ными выключателями типа КРУПП-6/200 или КРУПП-6/400 в зависимости от мощности сетевого двигателя экскаватора. Для удобства эксплуатации с экскаватором ЭКГ-20 предусматриваются кабельные передвижки с емкостью барабана до 850 м, благодаря чему шаг переключения экскаватора увеличивается до 1600 м. При ведении буровзрывных работ питание буровых станков предусматривается от ПКТП-6/0,4 кВ, которые присоединяются к тем же ПВЛ-6 кВ непосредственно, либо через ППП с разъединителем и предохранителем, когда ПКТП-6/0,4 кВ устанавливается на другом уступе. Для повышения мобильности ПВЛ-6 кВ разбивается на секции. Для этого через 400—500 м устанавливают передвижные (переносные) опоры с разъединителем.

Электроснабжение добычных и вскрышных участков при бестранспортной системе разработки.

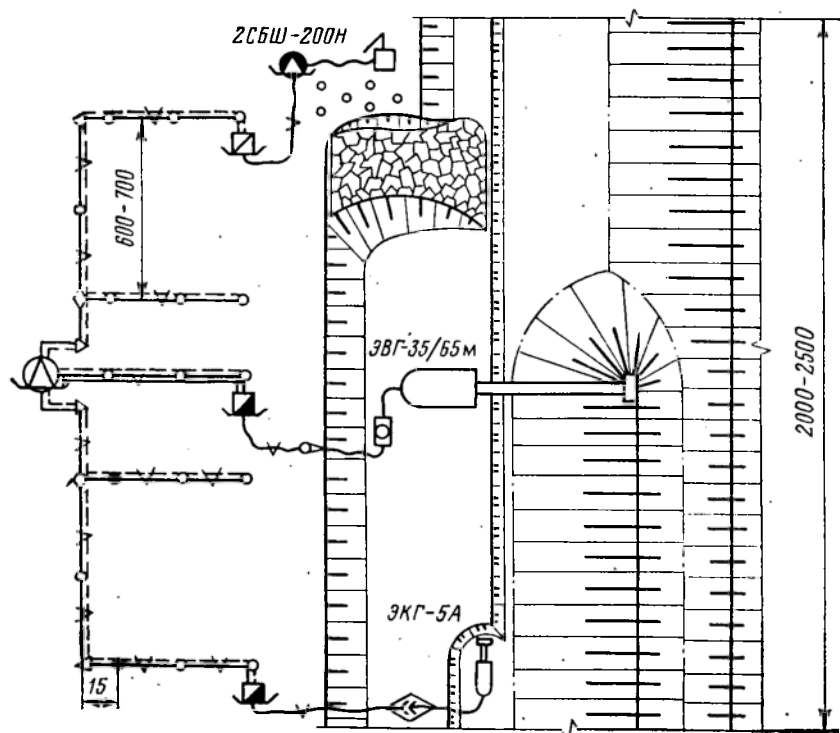
При отработке неглубоко залегающих пластовых месторождений получила распространение бестранспортная система разработки. При этой системе не требуется отвод земельных участков под внешние отвалы и сооружение транспортных путей и коммуникаций.

Если на вскрыше и переэкскавации используются экскаваторы типа ЭШ с ковшами вместимостью до 10 м³, а на добыче — типа ЭКГ с ковшами вместимостью не более 8 м³, то на этих участках горных работ применяют магистральные ВЛ, прокладываемые от стационарных бортовых подстанций или ГПП. Дополнительное условие при этом — возможность прямого пуска сетевых двигателей экскаваторов. При применении более мощной горной и буровой техники ее питание осуществляется от ПКТП-35-110/6-10 кВ, располагаемой на борту по движению фронта горных работ, ближе к центру нагрузок. Питание экскаваторов с ковшами вместимостью более 15 м³ осуществляется непосредственно от ПКТП-35-110/6-10 кВ по радиальной схеме с прокладкой бортовых продольных ВЛ-6-10 кВ и поперечными отпайками. Для особо мощных экскаваторов применяют схему по принципу блока «ЛЭП-35-110 кВ — ПКТП — кабельные ЛЭП-6-10 кВ — экскаваторы». Место расположения таких ПКТП устанавливают на основании технико-экономических расчетов применительно к конкретным условиям.

На рис. 15.5 показана схема электроснабжения участка, где вскрышные работы ведутся экскаватором ЭВГ-35/65, который питается от ПКТП-35/6 кВ, установленной на рабочем борту, по двухцепной ВЛ-6 кВ. Добычные экскаваторы и буровые станки получают питание по комбинированной схеме.

Электроснабжение комплексов непрерывного действия.

План сети



Принципиальная схема
От ПКТП

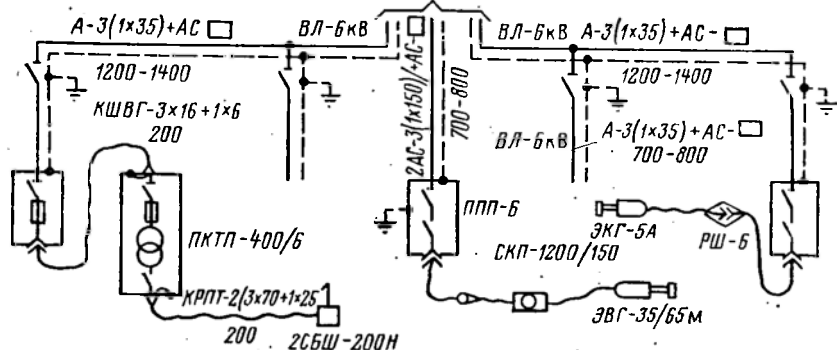


Рис. 15.5. Схема электроснабжения участка с экскаваторами ЭВГ-35-65М на вскрыше и ЭКГ-5А на добыче

Питание роторных экскаваторов с часовой производительностью до 2500 т с погрузкой в вагоны или на конвейер осуществляется по магистральной и радиальной схемам с продольным расположением воздушных и кабельных ЛЭП-6-10 кВ на рабочих уступах. Для питания роторных экскаваторов с отвальными мостами или роторных экскаваторов с часовой производительностью более 2500 т независимо от вида транспорта применяют радиальные схемы с прокладкой КЛ-6-10 кВ на рабочих уступах вдоль фронта работ. Конструкции конвейеров и межуступных перегружателей используют для прокладки по ним кабелей. Широко используются также кабельные барабаны и самоходные кабелепередвижки. Количество ПКТП 35/6-10 кВ зависит от мощности роторных комплексов и их количества. Наряду с расположением на поверхности ПКТП могут устанавливаться на рабочих уступах. На рис. 15.6 показана

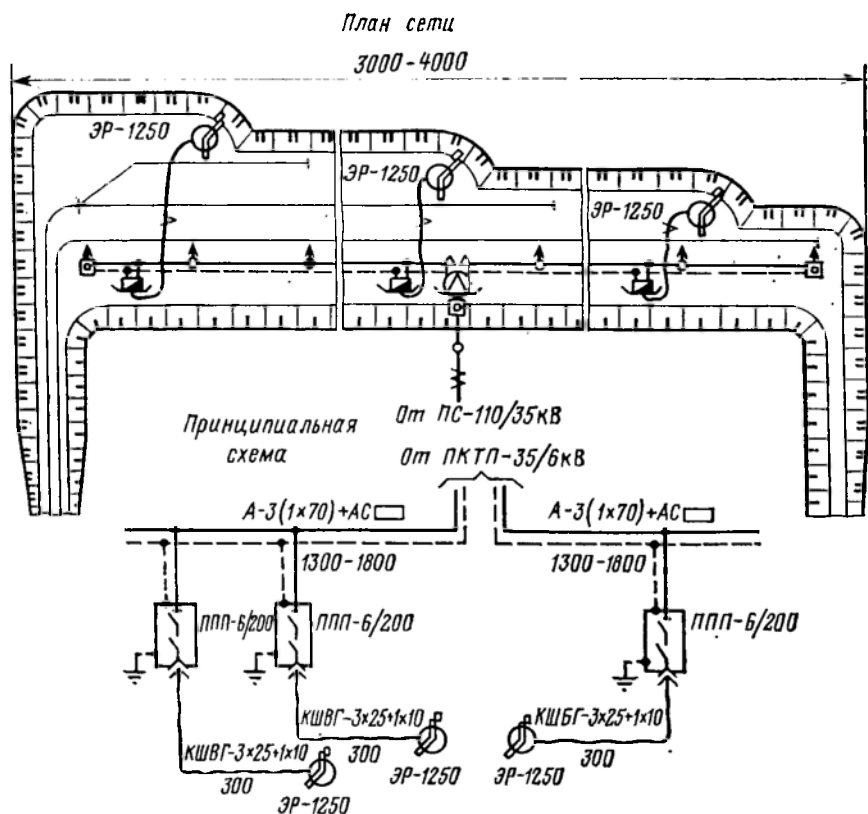


Рис. 15.6. Схема электроснабжения участка с роторными экскаваторами с погрузкой угля на железнодорожный транспорт

на одна из типичных схем электроснабжения участков угольных разрезов с техникой непрерывного действия. Электроснабжение участка с тремя роторными экскаваторами ЭР-1250 и погрузкой в железнодорожные вагоны осуществляется от ПКТП 35/6 кВ, расположенной посередине рабочего уступа. По обе стороны от нее прокладываются секционированные ПВЛ-6 кВ, к которым через ППП подключаются экскаваторы.

Применительно к железорудным карьерам институтом Кривбасспроект разработана схема электроснабжения опытного участка ЦПТ с использованием экскаватора ЭКГ-20 и самоходно-дробильного агрегата (рис. 15.7). Отличительная особенность этого варианта электроснабжения техники циклично-непрерывного действия — использование наклонного ствола главного конвейера участка ЦПТ для прокладки кабелей напряжением 6 кВ. Буровые станки при этой технологии питаются от ПКТП 6/0,4 кВ по ПВЛ-6 кВ, которые подключаются к магистральной двухцепной бортовой ВЛ-6 кВ, проложенной вдоль уступа.

Электроснабжение отвалов.

Вскрышные породы при открытой добыче полезных ископаемых размещаются в отработанном пространстве или вывозятся за пределы территории горных работ. По этому признаку отвалы подразделяют на внутренние и внешние. Электро-

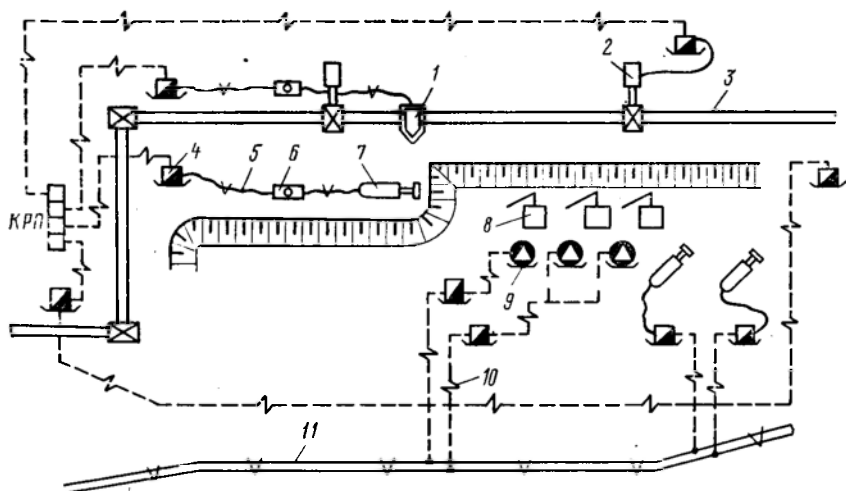


Рис. 15.7. Схема электроснабжения опытного участка циклично-поточной технологии на карьере № 1 Криворожского ЦГОКа:

1 — самоходный дробильный агрегат; 2 — приводные станции конвейеров; 3 — конвейер; 4 — ППП; 5 — передвижная кабельная линия напряжением 6 кВ; 6 — самоходный кабельный передвижник; 7 — экскаватор; 8 — буровой станок; 9 — ПКТП 6/0,4 кВ; 10 — передвижная ВЛ-6 кВ; 11 — стационарная двухцепная ВЛ-6 кВ

приемники внутренних отвалов (в основном это шагающие экскаваторы и отвалообразователи) относятся к категории III по надежности электроснабжения и питаются по тем же схемам и от тех же сетей, что и участки на вскрыше и добыче при транспортной и бестранспортной системе обработки.

Внешние отвалы обычно удалены от карьера или разреза на 3—10 км. Основные ЭП отвалов — одноковшовые экскаваторы, отвалообразователи и отвальные конвейеры. Вспомогательные ЭП — компрессоры, осветительные установки, электрический инструмент и т. п. Для передачи электроэнергии обычно используется напряжение 6 или 35 кВ. При наличии мощных ЭП сооружаются РП-6 кВ. Когда кроме ЭП отвалов к сооружаемой подстанции присоединяются другие мощные потребители электроэнергии и требуется для ее передачи более высокое напряжение, то на отвалах устанавливаются ПКТП-110/6 кВ. В пределах отвала схема распределения электроэнергии зависит от количества тупиков, типа применяемых экскаваторов, отвалообразователей и транспортных средств. На крупных отвалах обычно применяют радиально-магистральные схемы. Магистральные ЛЭП секционируются в зависимости от длины и числа присоединяемых к ней экскаваторов. Секционирование выполняют с помощью разъединителей, устанавливаемых на опорах или ППП с разъединителем. Для питания вспомогательных ЭП и осветительных установок применяют ПКТП 6/0,23 кВ с мощностью трансформаторов до 100 кВ·А. На рис. 15.8 для примера показана схема электроснабжения однотупикового отвала с отвалообразователем типа ОШР.

Электроснабжение установок гидромеханизации.

Основные ЭП этого участка горных работ — насосные станции для подачи воды гидромониторам, землесосы для транспортирования по трубам пульпы, образующейся в результате размыва рыхлых отложений, и плавучие земснаряды.

Насосную станцию при наиболее распространенной схеме водоснабжения располагают стационарно у водоема за пределами карьера или разреза. На станции устанавливают несколько насосных агрегатов. Номинальная мощность двигателей насосных агрегатов достигает 3000 кВт. Для питания насосной станции электроэнергией от ГПП прокладывают одну или две ВЛ-6 кВ, а в помещении насосной сооружают распределительный пункт. При значительном удалении мощных насосных станций их электроснабжение осуществляется по системе глубокого ввода с сооружением трансформаторной подстанции напряжением 35/6 кВ. Электроприемники напряжением до 1000 В (ремонтное оборудование, эжекторы для создания вакуума в насосе и заливки его водой при пуске и др.) питаются от понижающего трансформатора небольшой мощности (обыч-

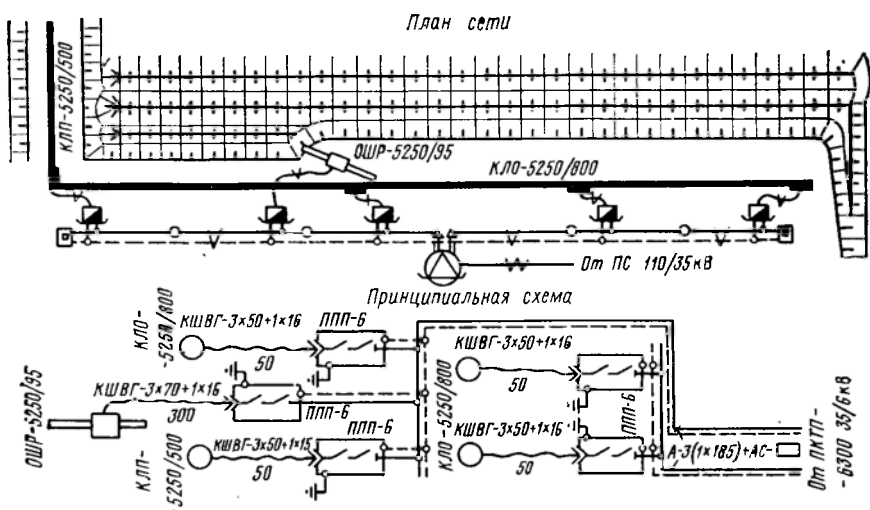


Рис. 15.8. Схема электроснабжения однотипового отвала с отвалообразователем

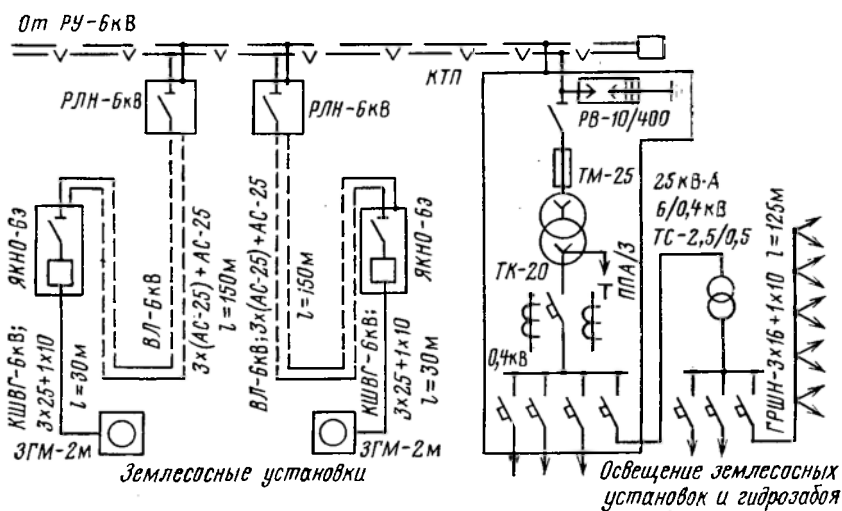


Рис. 15.9. Схема электроснабжения участка гидромеханизации разреза

но до 63 кВ·А), размещаемого в одном из шкафов КРУ РП-6 кВ.

Землесосы на открытых горных работах являются передвижными установками, так как их местоположение в течение сезона несколько раз меняется. Их передвигают тракторами вслед за продвижением фронта вскрышных работ. Мощность двигателей отдельных типов землесосов колеблется от 130 до 1600 кВт. Номинальное напряжение при мощности до 320 кВт—380 В, при большей мощности—6 кВ. Электроснабжение землесосов (рис. 15.9) выполняют обычно по воздушной линии отпайкой от ближайшей карьерной ЛЭП-6 кВ. ВЛ-6 кВ сооружают на передвижных опорах в зоне за пределами досягаемости струи гидромонитора. В отдельных случаях для транспортирования пульпы на значительные расстояния, за пределами карьера или разреза сооружают перекачные землесосные станции с мощностью электродвигателей в несколько тысяч киловатт. Для их питания прокладывают одну—две стационарные ВЛ-6 кВ.

15.4. Электроснабжение дренажных выработок

Осушение карьеров и разрезов осуществляют с помощью открытых и скважинных водоотливных установок, дренажного подземного комплекса. При установке водоотливной установки внутри карьера проходят дренажные каналы, по которым вода поступает в открытый водосборник. Для понижения вод с помощью скважин применяют глубинные погружные насосы с двигателями специального погружного исполнения.

При устройстве подземных водоотливных установок проходят дренажные шахты со штреками и камерами. Штреки опоясывают карьер по периметру с уклоном в сторону центрального водосборника. Общая протяженность штреков достигает нескольких километров. При продвижении фронта горных работ стволы дренажных шахт на разрезах обычно ликвидируют, а штреки проходят с уступов рабочего борта с опережением фронта работ.

Основные ЭП подземного дренажного комплекса—насосные установки главного водоотлива, перекачные насосы, комбайны для проходки дренажных штреков, электрический транспорт и др. На поверхности дренажных шахт устанавливают подъемные и вентиляционные установки, калориферную, компрессорную станцию и другое вспомогательное электрооборудование. Глубина шахт 70—100 м. Расчетные электрические нагрузки ЭП составляют 400—600 кВт, поэтому экономически целесообразен вариант электроснабжения всех ЭП шахты напряжением до 1000 В с установкой трансформаторной подстанции на поверхности.

Большинство основных ЭП дренажной шахты относят к потребителям категории I (см. подразд. 1.4). Для их электрообеспечения применяют двухтрансформаторные подстанции, а для питания подземных электроустановок в стволе шахты прокладывают не менее двух кабельных линий. В дренажном штреке у скважины сооружают распределительный пункт из аппаратуры в рудничном нормальном исполнении (исполнение РНИ). Из-за частых перемещений электроприемники присоединяют к РПП с помощью гибких кабелей. У каждого перекачного насоса устанавливают магнитный пускатель, включаемый автоматически поплавковым реле при накоплении воды в водоприемном колодце. Резервное питание подводят только к главной подземной водоотливной установке. Для этого предусматривается ее питание от двух трансформаторов, устанавливаемых у скважины. В камере главной подземной водоотливной установки располагают два насосных агрегата. Для исключения затопления оборудования мощность каждого трансформатора выбирают из условия обеспечения работы не менее одного агрегата со всеми вспомогательными механизмами, освещением и т. д. Кроме этого, схему питания водоотливной установки выполняют с таким расчетом, чтобы при отсутствии АРВ оперативные переключения для ввода в работу резервного трансформатора можно было выполнять, находясь на подземном участковом распределительном пункте (РПП) и не выходя на поверхность к трансформаторной подстанции.

Для питания групп глубинных или перекачных насосов внутри карьеров или разрезов и на их поверхности обычно сооружают воздушную магистральную линию напряжением 6 кВ и устанавливают подстанцию. На поверхности чаще применяют подстанцию столбового типа, в пределах горных работ — передвижную типа ПКТП. Иногда ЭП подземного дренажного комплекса получают питание от расположенных поблизости подстанций и линий электропередачи напряжением до 1000 В.

Контрольные вопросы

15.1. Из каких базовых элементов состоят КРС?

15.2. В чем заключаются основные особенности открытых горных разработок как объектов электрообеспечения?

15.3. Какие требования предъявляются к КРС и каковы принципы их построения?

15.4. Какие схемы распределения электроэнергии являются преобладающими на карьерах и разрезах?

15.5. Когда применяют продольные, поперечные и комбинированные системы распределения электроэнергии?

15.6. Какие особенности обуславливает транспортная система разработки для электрообеспечения добычных и вскрышных участков?

15.7. Как влияет применение бестранспортной системы разработки на схемы распределения электроэнергии добычных и вскрышных участков?

15.8. В чем особенность электроснабжения участков с комплексами непрерывного действия?

15.9. В чем отличие электроснабжения внутренних и внешних отвалов?

15.10. Какие требования по надежности предъявляются к системам электроснабжения установок гидромеханизации на карьерах и разрезах?

15.11. В чем заключаются особенности электроснабжения подземного дренажного комплекса?

Темы рефератов

1. Выбор системы распределения электроэнергии для открытых горных работ при транспортной системе разработки.

2. Особенности системы распределения электроэнергии карьеров и разрезов при бестранспортной системе обработки.

3. Системы электроснабжения участков с техникой непрерывного действия.

16. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ*

16.1. Устройство подстанций и распределительных пунктов

Для оборудования карьерных понизительных подстанций, которые предназначены для работы в течение всего срока службы карьера, используются комплектные трансформаторные подстанции КТПБ 110/10 (6) с трансформаторами мощностью 2500—1600 кВ·А и КТПБ 110/10-10 (6—6) с трансформаторами мощностью 25000—40000 кВ·А с расщепленной обмоткой 10 (6) кВ. Для электроснабжения горно-обогатительных комбинатов находят применение КТПБ 110/35—10 (6) с номинальным напряжением высшей стороны 110 кВ, средней стороны 35 кВ, низшей стороны 10 или 6 кВ с трансформаторами мощностью 6300—40000 кВ·А. В этом случае электроснабжение комплекса обогащения осуществляется на напряжении 10 или 6 кВ от ГПП, а карьеров и других крупных потребителей — 35 кВ.

Принципиальные схемы подстанций глубоких вводов с переключателями между питающими линиями могут использоваться как при магистральном, так и при радиальном питании. В нормальном режиме работы переключатель разомкнут. Вместо установки короткозамыкателя можно передавать отключающий импульс от защит трансформатора на питающую подстанцию. Схему с установкой выключателей применяют при питании от транзитных линий или по линиям с двусторонним питанием.

Для тупиковых подстанций в случаях, когда установка короткозамыкателя невозможна по техническим причинам, а стоимость оборудования для передачи отключающего им-

* В подготовке материала принимал участие Я. С. Горбунов.

пульса соизмерима со стоимостью выключателя, а также если передача отключающего импульса неприемлема по другим причинам, необходимо обеспечивать автоматику в перемычке. При расположении ПГВ в загрязненных зонах предприятий и в районах плотной застройки с большим количеством производственных коммуникаций применяются схемы с минимальным числом коммутационных аппаратов.

Для комплектования распределительных устройств напряжением 6—10 кВ используются ячейки КРУ, которые могут быть для внутренней и наружной (КРУН) установки. КРУ представляет собой набор типовых ячеек, в которых смонтированы цепи первичной и вторичной коммутации, коммутационная аппаратура, измерительные приборы и средства защиты. Ячейки поставляются полностью собранными с готовым к работе оборудованием. При монтаже их на месте эксплуатации соединяют лишь распределительные шины на стыках ячеек и подключают силовые и контрольные кабели.

Для наружной установки используются ячейки К-37, К-33М, К-IX, К-44, К-34, КРУН-6(10)Л, КРН-1041 и КРН-Ш-10, различающиеся типом выключателя, приводом для включения выключателя и типом трансформаторов напряжения. Для внутренней установки используются ячейки К-ХII, К-ХХVI, К-ХХVII, КРУ-10-20УЗ, КРУ-10/31, 5У.

16.2. Передвижные комплектные трансформаторные подстанции

Передвижные комплектные трансформаторные подстанции (ПКТП) предназначены для электроснабжения передвижных электроприемников карьера. Применение ПКТП позволяет сократить протяженность сетей низшего напряжения, благодаря чему возможен глубокий ввод на рабочую площадку или на рабочие уступы. Для электроснабжения карьеров выпускаются ПКТП напряжением 35-220/6-10 кВ с трансформаторами мощностью от 2500 до 10 000 кВ·А. На рис. 16.1 показан общий вид и габаритные размеры ПКТП 35/6-10 кВ мощностью 10 000 кВ·А, а на рис. 16.2 — его принципиальная электрическая схема. ПКТП состоит из распределительного устройства напряжением 35 кВ, силового трансформатора и распределительного устройства 6—10 кВ. Блок РУ 35 кВ оборудован масляным или вакуумным выключателем, блок РУ 6—10 кВ оснащен вакуумными выключателями. Электрооборудование распределительных устройств 35 и 6—10 кВ расположено в металлических контейнерах, которые устанавливаются на салазках. Силовой трансформатор для удобства перемещения по территории карьера устанавливается на салазках. ПКТП оборудована защитами, блокировками и устройством контроля целости заземляющих жил, питающихся от нее кабелей, в соответствии с требованиями Правил техники безопас-

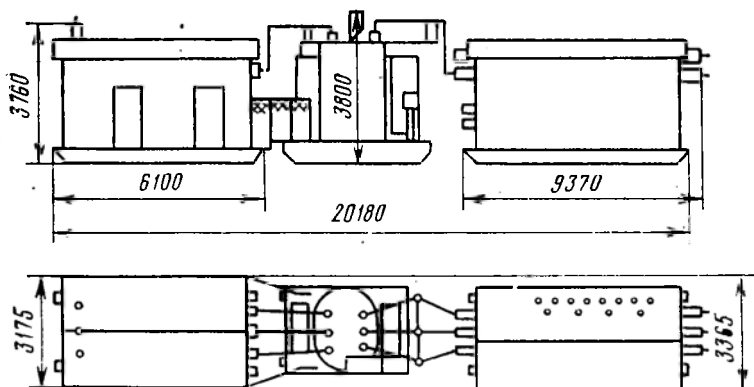


Рис. 16.1. Общий вид и габаритные размеры ПКТП 35/6-10 кВ мощностью 10 000 кВ·А

ности. Для питания оперативных цепей и освещения установлен трансформатор собственных нужд ТМ-40/6-10 мощностью 40 кВ·А, напряжением 6-10/0,23 кВ.

На вводе 35 кВ для защиты от перенапряжений установлен разрядник РВВ-35. На угольных карьерах применяют сборно-разборные комплектные трансформаторные подстанции СКТП 35/6-10 кВ с трансформаторами мощностью 4000—10 000 кВ·А. СКТП состоит из трех комплектных блоков: РУ 35 кВ; трансформатора; РУ 6-10 кВ, скомплектованного из высоковольтных ячеек К-37 для наружной установки.

Комплектные трансформаторные подстанции для открытых горных работ выпускаются на напряжение 35/6-10 кВ. Использование автоплатформ для ПКТП, применение сухих трансформаторов и вакуумных выключателей позволяет существенно повысить надежность электроснабжения.

В ПКТП, выпускаемых в США, Японии, Франции, применяются трансформаторы, заполненные азотом, элегазом или другой негорючей жидкостью. Трансформаторы с негорючим заполнением более надежны, чем масляные или сухие, не нуждаются в уходе, более универсальны.

Для электроснабжения низковольтных потребителей карьера (буровые станки, насосы, передвижные компрессорные установки, конвейерные приводы небольшой мощности, освещение и т. д.) используются ПКТП 6-10/0,4-0,23 кВ с трансформаторами мощностью 100—630 кВ·А. Армянский электрозавод (г. Ереван) выпускает ПКТП с масляными трансформаторами ТМ мощностью 160—630 кВ·А. Освоено серийное производство передвижных комплектных трансформаторных подстанций с сухими трансформаторами мощностью 100, 250 и

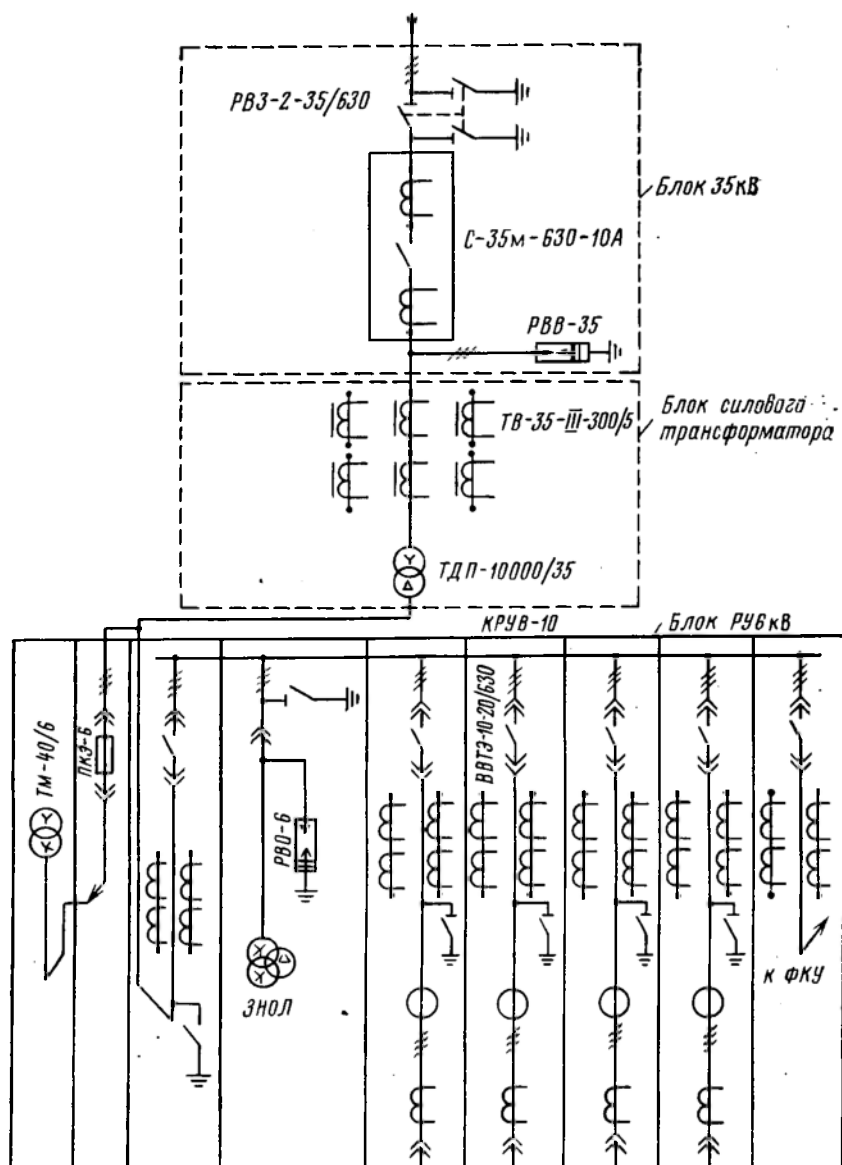


Рис. 16.2. Принципиальная схема электрических соединений ПКТП 35/10 кВ мощностью 10 000 кВ·А

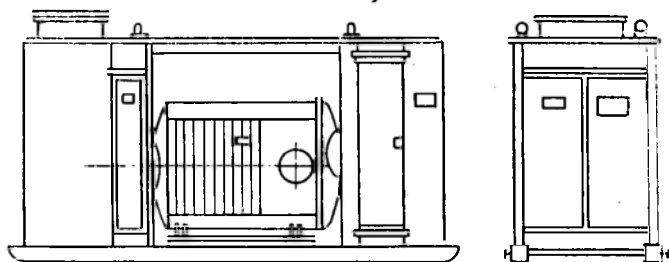
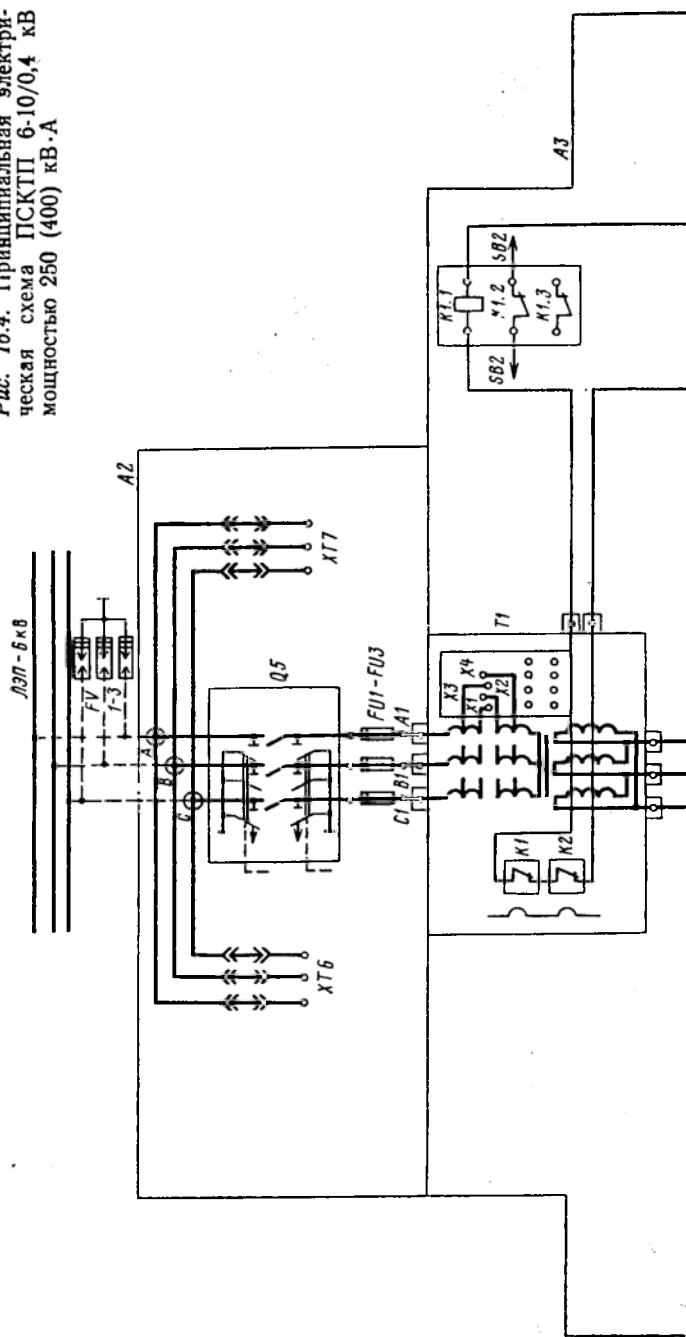


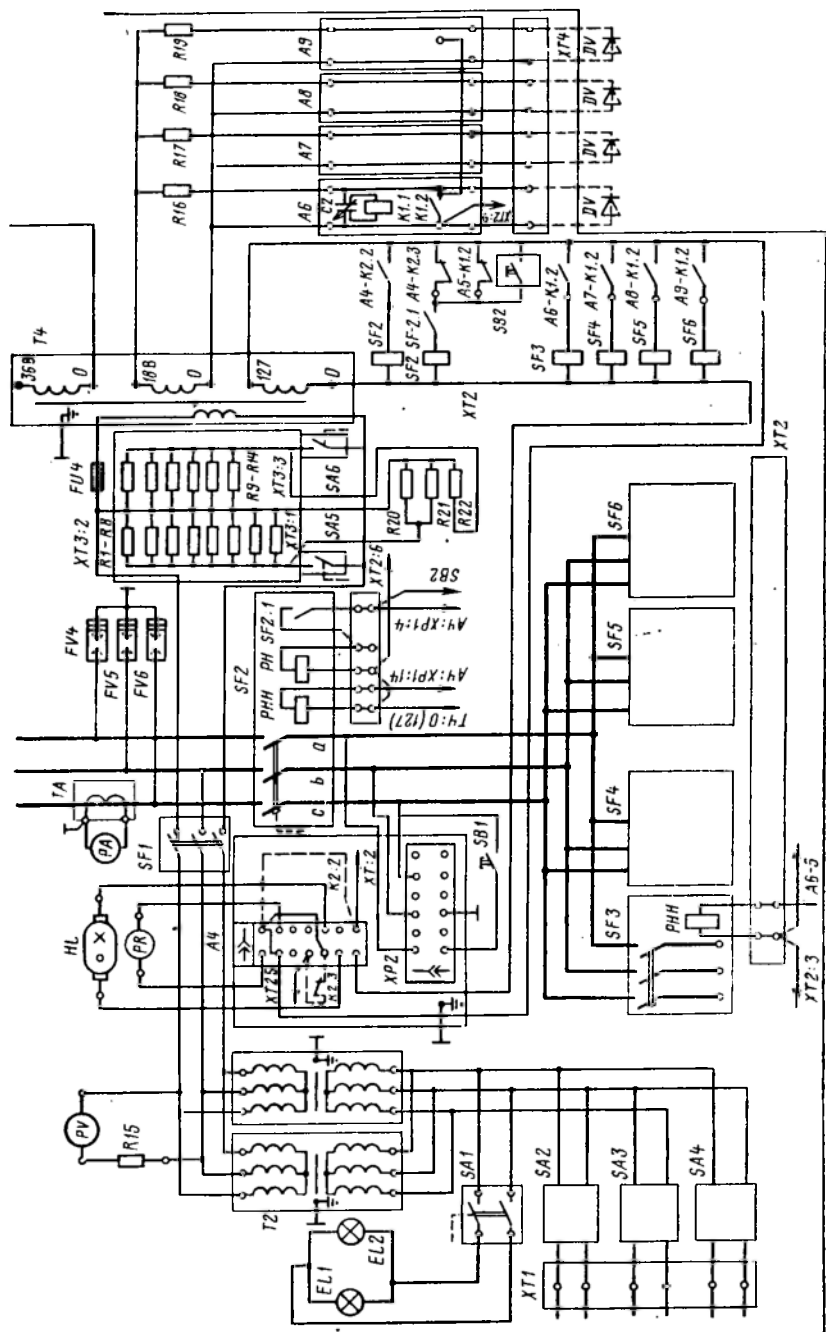
Рис. 16.3. Общий вид ПСКТП 6-10/0,4 кВ мощностью 250 (400) кВ·А

400 кВ·А, разработанные Всесоюзным научно-исследовательским институтом взрывобезопасного электрооборудования (ВНИИВЭ). ПСКТП-100/6 применяется для питания осветительных установок карьеров, а ПСКТП-250/6 и ПСКТП-400/6 — для питания силовых потребителей. На рис. 16.3 показан общий вид ПСКТП-6-10/0,4 мощностью 250(400) кВ·А, а на рис. 16.4 — его принципиальная электрическая схема. ПСКТП-100/6 оборудована устройством автоматического включения освещения (фотореле). ПСКТП смонтирована на салазках и состоит из высоковольтного блока, силового трансформатора и низковольтного распределительного устройства. Подключение подстанции к питающей сети осуществляется кабелем, но по требованию заказчика может поставляться шинная опора для подключения с помощью воздушного ввода. На стороне низшего напряжения для защиты от утечек установлено реле утечки. Предусмотрено также устройство контроля целостности заземляющих цепей отходящих кабелей, но для этого необходимо использовать пятижильные кабели. Для защиты силового трансформатора от перегрузки установлена тепловая защита, контролирующим элементом которой являются специальные датчик-реле с размыкающими контактами. Эти датчик-реле укреплены на выводах низшего напряжения трансформатора, а размыкающие контакты их включены в цепь защиты, воздействующие на отключение трансформатора. Для обеспечения нормальной работы аппаратуры при низких температурах в распределительном устройстве низкого напряжения установлены электронагреватели, включаемые вручную.

Криворожский электротехнический завод выпускает ПКТП сварной конструкции на салазках, разделенную на отсеки высшего напряжения, низшего напряжения и трансформатора. Подстанция рассчитана на установку трансформатора мощностью до 400 кВ·А. Подключение к питающей сети осуществляется через воздушный ввод, для защиты от перенапряжений в отсеке высшего напряжения установлены разрядники.

Рис. 16.4. Принципиальная электрическая схема ПСКТП 6-10/0,4 кВ мощностью 250 (400) кВ·А





16.3. Приклячательные пункты

Приклячательные пункты (ПП) предназначены для подключения передвижных карьерных потребителей электрической энергии к воздушным или кабельным линиям электропередачи.

В качестве коммутационного аппарата в ПП могут устанавливаться разъединители, выключатели нагрузки, выключатели. ПП типа ЯКНО-6(10) выпускаются в двух исполнениях: I — для установки в радиальных и магистральных сетях карьеров и подключения отдельных потребителей; II — для питания электрооборудования комплексов непрерывного действия и однокосовых экскаваторов. ПП ЯКНО-6ЭП и ЯКНО-6ЭР исполнения I имеют воздушный ввод и кабельный вывод, а исполнения II — кабельный ввод и кабельный вывод. Эти ячейки оборудуются дополнительно средствами защиты от перенапряжений. На рис. 16.5 показан общий вид, а на рис. 16.6 — принципиальная электрическая схема приклячательного пунк-

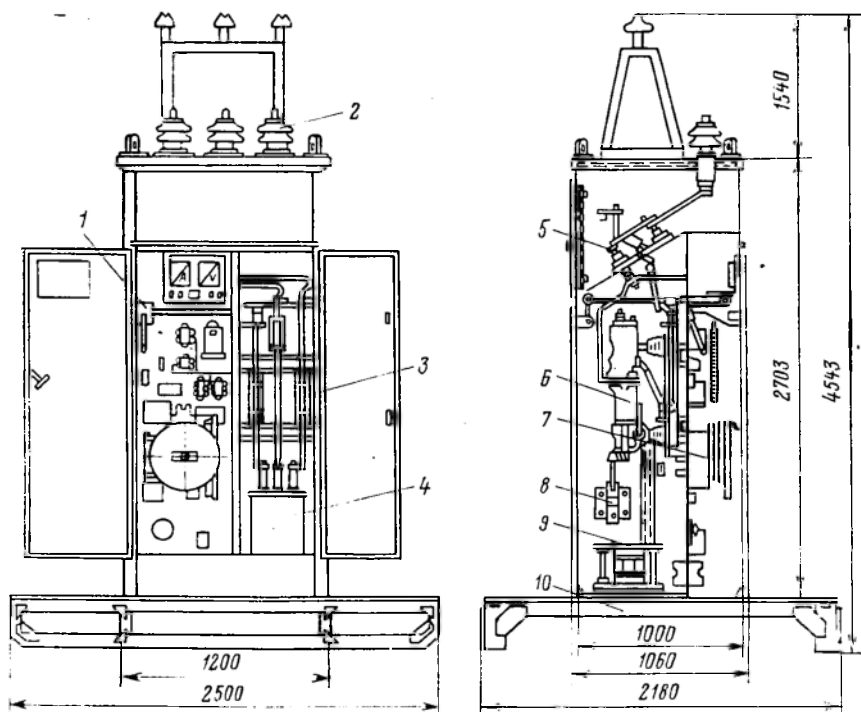
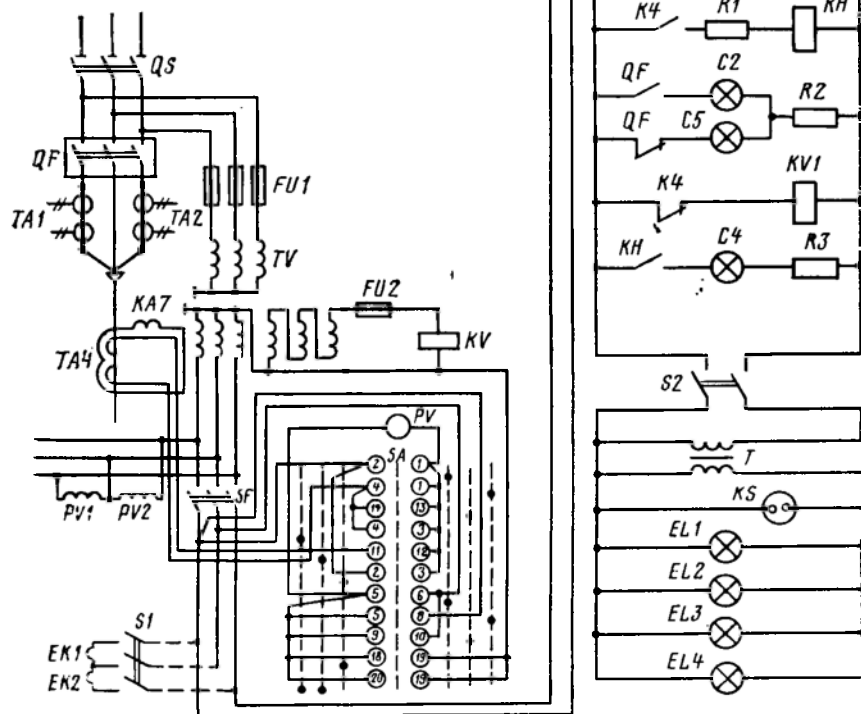


Рис. 16.5. Приклячательный пункт ЯКНО-6ЭП:

1 — проходной изолятор; 2 — привод разъединителя; 3 — предохранитель ПКТ-10; 4 — трансформатор напряжения НТМИ-6; 5 — разъединитель; 6 — выключатель ВМП-10К; 7 — привод пружинный ПП-61К; 8 — трансформатор тока; 9 — трансформатор тока нулевой последовательности; 10 — салазки



309

ного напряжения KV , замыкающий контакт которого включен последовательно с замыкающим контактом защиты от однофазных замыканий на землю, выполнена блокировка от ложных срабатываний.

Приключательные пункты типа КРУПП предназначаются для замены приключательных пунктов типа ЯКНО. Они оборудованы вакуумными выключателями. КРУПП представляет собой ячейку с аппаратурой, установленной на салазках (исполнение I) или на раме (исполнение II).

На рис. 16.7 показан приключательный пункт типа КРУПП. Его модификация с кабельным вводом выполняется без мачты и проходных изоляторов на крыше.

Как показал опыт эксплуатации вакуумных выключателей, перенапряжения при их работе не превышают уровень перенапряжений выключателей других типов, а их вакуумные камеры практически не требуют обслуживания. Для подключения и защиты электрооборудования мощных карьерных потребителей используется приключательный пункт с вакуумным выключателем ПП-1-6/630ХЛ1 на номинальное напряжение 6—10 кВ, номинальный ток 630 А и номинальный ток отключения выключателя 20 кА. Масса приключательного пункта составляет 3000 кг. Для подключения его к воздушной линии электропередачи с воздушным вводом на приключательном пункте устанавливается мачта, которая при транспортировании по территории карьера снимается. ПП-1-6/630ХЛ1 оборудован максимальной токовой защитой, защитой от однофазных замыканий на землю, защитой минимального напряжения, устройством контроля уровня изоляции коммутируемого участка электрической сети, устройством автоматического контроля целостности заземляющей жилы кабеля, устройством однократного автоматического повторного включения (АПВ) при ложном срабатывании защиты от однофазных замыканий на землю.

Для распределения электроэнергии на напряжении 6—10 кВ и разветвления кабельных сетей в системах электроснабжения горно-транспортного оборудования на открытых горных работах применяют передвижной распределительный пункт (ПРП) с номинальным током 630 А. Он состоит из ввода и трех отходящих присоединений. В качестве коммутационных аппаратов используются разъединители мощности. Максимальное сечение кабеля, подключаемого к ПРП, составляет 150 мм². ПРП оборудован защитой от обрыва заземляющей жилы кабеля с действием на отключение выключателя, или на отключение разъединителя мощности, в цепи которого произошел обрыв заземляющей жилы кабеля. Для питания оперативных цепей в ПРП установлен трансформатор напряжения. Во вводной ячейке ПРП устанавливается встраиваемая часть штепсельного разъема вводного кабеля, а в отходящих ячейках —

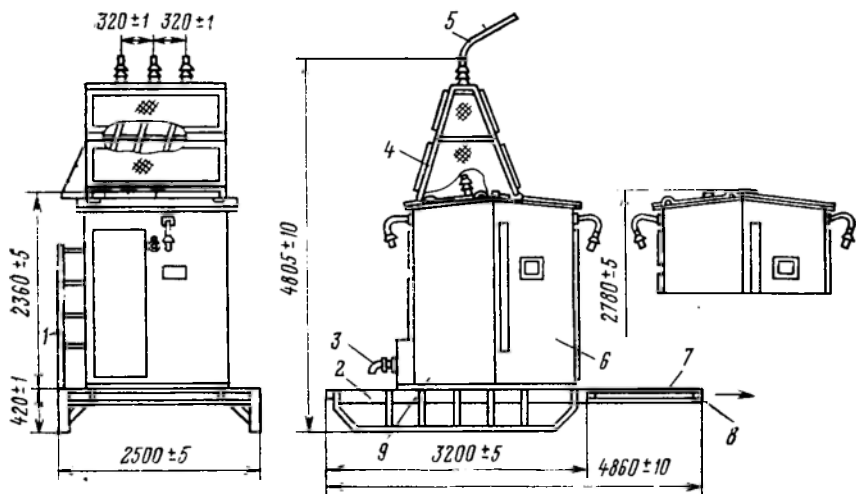


Рис. 16.7. Приключательный пункт типа КРУПП исполнения 1:

1 — блок с аппаратурой; 2 — салазки; 3 — гибкий кабель; 4 — мачта; 5 — линия электропередачи; 6 — тамбур обслуживания; 7 — прицепное устройство; 8 — место присоединения транспортного средства; 9 — лестница

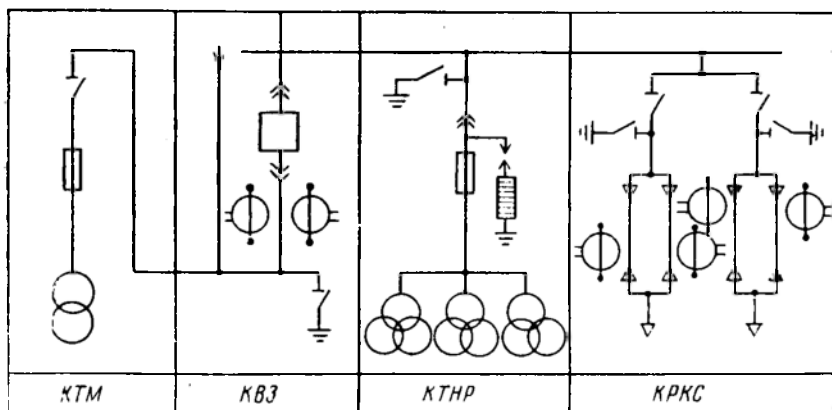


Рис. 16.8. Схема первичных соединений приключательного пункта ПП-10/1000

встраиваемая часть штепсельного разъема отходящих кабелей.

Для подключения драглайна ЭШ-100/100 и защиты его электрооборудования применяется передвижной приключательный пункт ППП-10/1000 на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный ток 1000 А (рис. 16.8). Он состоит из четырех ячеек: вводной с выключателем; трансформатора собственных нужд; с измерительными трансформаторами напряжения; кабельной сборки для подключения высоковольтных кабелей. Приключательный пункт ППП-10/1000 имеет воздушный ввод, а вся

сборка смонтирована на салазках для удобства перемещения по территории карьера.

Куйбышевский завод «Электрощит» выпускает комплектное распределительное устройство наружной установки К-49 для работы в умеренном климате при температуре от -60 до $+40^{\circ}\text{C}$ в условиях загрязненной атмосферы. Распределительное устройство К-49 поставляется заводом в виде блоков по три — шесть ячеек с полностью выполненным монтажом силовых цепей и цепей управления, защиты и сигнализации. Эти ячейки оборудуются масляным выключателем ВК-10 на номинальные токи 630, 1000 и 1600 А и ток отключения 20 или 31,5 кА.

Контрольные вопросы

- 16.1. Почему применяется секционированная система шин?
- 16.2. Где выбирают место расположения ГПП, РП?
- 16.3. Что дает разукрупнение подстанций?
- 16.4. Как реконструировать ГПП при росте электрических нагрузок?
- 16.5. В каких случаях применяют кабельные, а в каких воздушные линии электропередачи на территории горного предприятия?
- 16.6. Что представляет собой передвижная комплектная трансформаторная подстанция, из каких основных частей она состоит?
- 16.7. Что дает горному предприятию применение передвижных комплектов трансформаторных подстанций?
- 16.8. Какие основные типы ПКТП? Трансформаторы какой мощности, каких напряжений и какого исполнения используются в них?
- 16.9. Какое назначение приключательных пунктов?
- 16.10. Какие коммутационные аппараты используются в ПП, какие защиты устанавливаются в них?

Темы рефератов

1. Схемы и устройство подстанций и распределительных пунктов, применяемых на открытых горных работах.
2. Передвижные комплектные трансформаторные подстанции. Их назначение и устройство, типы устанавливаемых защит и устройств автоматики.
3. Приключательные пункты с автоматическими выключателями.
4. Приключательные пункты без автоматических выключателей.

17. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ГОРНЫХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

17.1. Электрооборудование одноковшовых экскаваторов

Общая характеристика электрооборудования.

Наиболее широко на вскрыше и добыче полезных ископаемых используются экскаваторы, оборудованные механической лопатой с ковшом вместимостью от 3 до 35 м³ (ЭКГ, ЭВГ) и шагающие драглайны с ковшами вместимостью от 4 до 125 м³

типа ЭШ. По установленной мощности электрооборудования и потреблению электроэнергии наиболее мощные из них сравнимы со средними промышленными предприятиями. К примеру, на экскаваторе ЭШ-100/100 установлено оборудование, общая мощность которого более 20000 кВт. Единичная мощность сетевых синхронных электродвигателей достигла 2500 кВт на экскаваторе ЭВГ-35/65М (синхронный двигатель СДС-16-71—8) и 3600 кВт на экскаваторе ЭШ-100/100 (синхронный двигатель СДС-17—76-10).

Наряду с мощными экскаваторами находят применение и экскаваторы с ковшами вместимостью 0,5—2 м³. Их применяют для селективной выемки полезного ископаемого, на вспомогательных и строительных работах.

Экскаваторы малой мощности обычно имеют групповой электропривод, при котором все рабочие механизмы приводятся в действие от одного, обычно асинхронного, электродвигателя с помощью механических передач.

На экскаваторах средней и большой мощности применяется многодвигательный привод, при котором механизмы подъема, напора (тяги), поворота и хода (шагания) обычно имеют отдельные двигатели постоянного тока (ДПТ) с независимым возбуждением. Питание этих двигателей производится от индивидуальных или групповых электромашинных или статических преобразователей. Кроме основных на экскаваторах имеются вспомогательные механизмы (открывания днища ковша, вентиляторы, маслонасосы, компрессор, электротали и т. д.), которые оснащаются обычно низковольтными асинхронными двигателями переменного и реже постоянного тока, а также вспомогательное электрооборудование периодического действия (сварочные трансформаторы, электронагреватели, прожекторы и т. п.) и группа электрооборудования по приему, преобразованию и распределению электроэнергии общего назначения.

Таким образом, электрооборудование экскаваторов представляет собой сложный электротехнический комплекс (ЭТК) со множеством внутренних (между отдельными элементами ЭТК) и внешних (между ЭТК и системой электроснабжения, между ЭТК и группой климатических и механических факторов) связей, которые и представляют интерес как объект изучения и использования затем полученных знаний в науке и практике.

Возмущающее воздействие ЭТК на питающую сеть. Рабочий цикл экскаватора состоит из процессов копания, подъема ковша и одновременного поворота на выгрузку, опорожнения ковша, поворота к месту копания и одновременного опускания ковша в забой. Нагрузка сетевого (приводного) двигателя является суммой нагрузок двигателей перечисленных механизмов и носит переменный характер. Наи-

большая мощность развивается приводом экскаватора во время копания.

Режим работы основных механизмов одноковшового экскаватора характеризуется частыми пусками и реверсами, быстрыми разгонами и остановками, резкими толчками и пиками нагрузки. Число включений — отключений подъемного двигателя доходит до 300 в час, а напорного и поворотного — до 700. Пики нагрузки этих двигателей часто в 2—3 раза больше средних нагрузок и повторяются несколько раз в течение цикла экскавации. Поэтому важнейшее требование, предъявляемое к электроприводу механизмов копания экскаватора, — необходимость ограничения момента (тока) электропривода до допустимого значения, обычно $(2 \div 2,5) I_{\text{ном}}$ при механических перегрузках и резких стопорениях. Основное средство автоматического ограничения момента — формирование с помощью системы регулирования специальной механической характеристики электропривода копающих механизмов, называемой экскаваторной (рис. 17.1).

Качество экскаваторной характеристики определяется коэффициентом заполнения, который представляет собой отношение площади, образованной механической характеристикой $n = f(M)$ и осями момента M и частоты вращения n , к площади $On_0 a M_{\text{max}}$. Чем ближе это отношение к единице, тем большую производительность экскаватора может обеспечить привод. На практике это отношение изменяется от 0,7—0,8 для приводов копающих механизмов до 0,95 для привода поворотных механизмов.

В простейшем электроприводе экскаватора — асинхронном — возможность формирования экскаваторной характеристики отсутствует. Поэтому эта система, несмотря на ее простоту, рекомендуется только для экскаваторов малой мощности. Наиболее просто экскаваторная характеристика реализуется в приводе по системе Г—Д с тиристорным возбуждением генераторов и двигателей (экскаваторы ЭКГ-4,6В, ЭКГ-12,5, ЭШ-15/90А и др.) и в тиристорном электроприводе по системе тиристорный преобразователь — двигатель (ТП—Д) — экскаваторы ЭКГ-4,6В, ЭКГ-20, ЭШ-20/90.

В приводе по системе Г—Д элементом, через который двигатели главных приводов постоянного тока оказывают воздей-

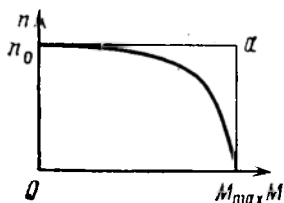


Рис. 17.1. Экскаваторная характеристика электропривода

ствие на сеть, является сетевой двигатель переменного тока (синхронный, реже асинхронный) электромашиного преобразовательного агрегата. Асинхронные двигатели (АД) с короткозамкнутым ротором напряжением 6 кВ используются только для экскаваторов с ковшем вместимостью до 4,6 м³ (ЭКГ-4,6).

Широкое применение синхронных двигателей (СД) для преобразовательных агрегатов объясняется рядом их преимуществ перед асинхронными, особенно при мощностях более 1000 кВт:

1) способность в режиме перевозбуждения генерировать в сеть реактивную мощность;

2) более высокая устойчивость при изменениях напряжения на зажимах СД (линейная в сравнении с квадратичной для АД с КЗ ротором зависимость электромагнитного момента от напряжения).

Наряду с достоинствами синхронным двигателям присущи и недостатки:

1) значительная кратность тока при прямом пуске и вызываемые этим колебания напряжения;

2) подпитка точек КЗ при аварийных режимах в КРС и усложнение в связи с этим настроек защит и устройств АПВ.

Таким образом, режим работы СД и режим функционирования КРС взаимосвязаны. К примеру, любое изменение режима напряжения в сети сказывается на устойчивости работы СД, с другой стороны, работа СД, включая пуски и самозапуски, влияет на уровень напряжения в узлах КРС и устойчивость работы других ЭП. Особенно тяжелые условия возникают при работе мощных экскаваторов (типа ЭШ) и питании их от мало мощных КРС. Косвенным показателем, характеризующим уровень устойчивости узлов нагрузки КРС, служит качество напряжения в соответствующих узлах сети. Для узлов КРС с СД наиболее представительным ПКЭ является размах изменения напряжения δU_i .

Наибольшие размахи напряжения возникают при пуске и самозапуске (после АПВ) СД. Их значения достигают 30—40% номинального напряжения, что недопустимо по условиям работы не только других ЭП, но и самого СД, так как при снижении напряжения затягивается пуск двигателя, существенно увеличивается нагрев и сокращается срок его службы. Поэтому в этом режиме напряжение на зажимах СД не должно падать ниже определенных значений (см. подразд. 15.1). В рабочих режимах экскаваторов возникают, хотя и меньшие, но существенно более частые изменения напряжения (рис. 17.2). Вызываются они резкими изменениями нагрузки СД в течение цикла. В соответствии с ГОСТ 13109—87 размах изменения напряжения в процентах вычисляют по формуле

$$\delta U_i = 100 (|U_i - U_{i+1}|) / (\sqrt{2} U_{ном}), \quad (17.1)$$

$\delta U, \%$ Р, кВт

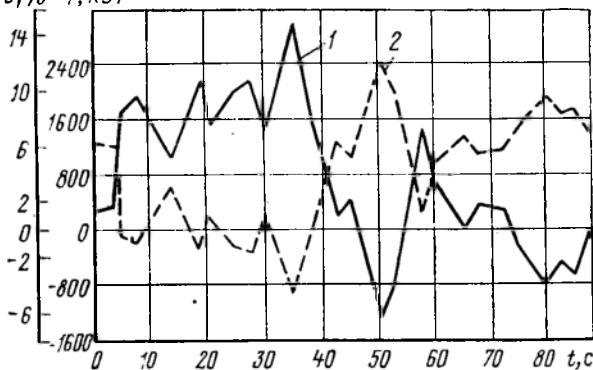


Рис. 17.2. Диаграмма изменения активной мощности (1) и напряжения (2) сетевого электродвигателя экскаватора ЭШ-15/90А

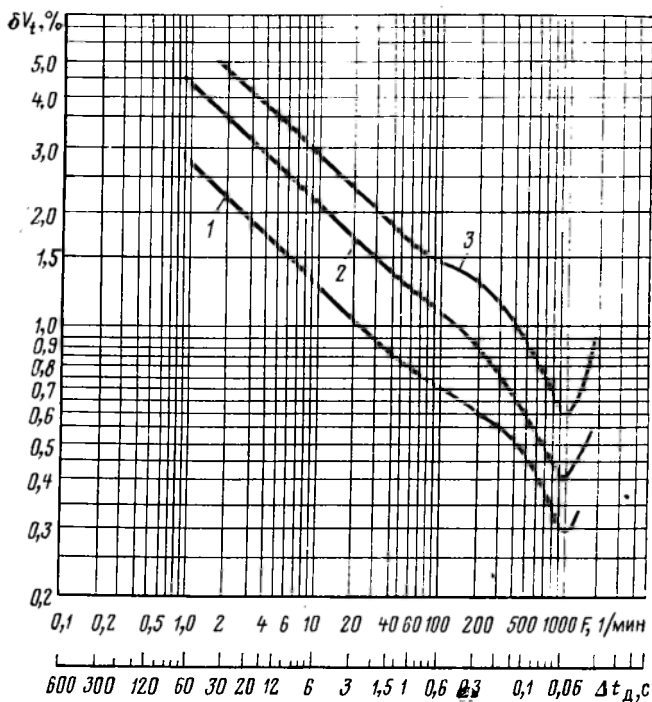


Рис. 17.3. Допустимые размахи напряжения:

1 — на входах осветительных приборов с лампами накаливания (ЛН), где требуется значительное зрительное напряжение; 2 — на входах осветительных приборов с ЛН в прочих случаях; 3 — на входах осветительных установок с люминесцентными лампами и других ЭП

где U_j , U_{i+1} — значения следующих друг за другом экстремумов (или экстремума и горизонтального участка) огибающей амплитудных значений напряжения.

Для оценки допустимости размахов изменений напряжения вычисляют вспомогательные параметры электрической энергии:

а) частоту изменений напряжения (F)

$$F = m/T, \quad (17.2)$$

где m — число изменений напряжения за время T ; T — интервал времени измерения;

б) интервал времени между изменениями напряжения ($\Delta t_{i, i+1}$)

$$\Delta t_{i, i+1} = t_{i+1} - t_i. \quad (17.3)$$

Имея вспомогательные параметры F или $\Delta t_{i, i+1}$, по одной из трех кривых (рис. 17.3), выбираемой в зависимости от типа ЭП (см. ГОСТ 13109—87), устанавливают допустимость зарегистрированных размахов изменения напряжения. Условия допустимости совокупности размахов изменения напряжения, каждый из которых не превышает значений, ограниченных кривыми, является

$$\sum_{i=1}^n \Delta t_{di} \leq T, \quad (17.4)$$

где Δt_{di} — минимальный допустимый интервал времени между размахами с амплитудой δU_i , определяемый по нижней шкале рассматриваемого рисунка; T — общее время наблюдения размахов.

Пример 17.1. По диаграмме изменения активной мощности, потребляемой экскаватором ЭП-15/90 при работе на глинистых грунтах I категории (см. рис. 17.2), и расчетному графику изменения напряжения на зажимах сетевого двигателя за цикл работы экскаватора (88 с) определить допустимость питания от рассматриваемого узла нагрузки других ЭП, включая осветительные установки с люминесцентными лампами и лампами накаливания.

Решение. 1. По рис. 17.2 определяем количество размахов изменения напряжения за $T_{\Sigma} = 88$ с.

δU_i , %	0,4	1,2	2,0	2,6	4,2	6,4	8,8	11,2
Кол-во размахов, m_i	5	3	4	5	2	3	1	1

Примечание. В данном случае к размахам изменения напряжения отнесены все одиночные изменения напряжения, так как частота их повторения превышает два изменения в минуту (1/60 Гц).

2. Так как в данном случае формулой (17.4) воспользоваться нельзя, то находим эквивалентное значение размаха изменения напряжения $\delta U_{\text{эк}}$ в процентах как среднеквадратичное значение

$$\delta U_{\text{эк}} = \sqrt{\sum_{i=1}^m m_i \delta U_{ii}^2 / \sum_{i=1}^m m_i} =$$

$$= \sqrt{\frac{(5 \cdot 0,4^2 + 3 \cdot 1,2^2 + 4 \cdot 2^2 + 5 \cdot 2,6^2 + 2 \cdot 4,2^2 + 3 \cdot 6,4^2 + 8 \cdot 8^2 + 11 \cdot 2^2)/24}{}} = 4,18.$$

3. По формуле (17.2) находим частоту изменения эквивалентных размахов напряжения в 1 мин за $T_{\text{ц}}$

$$F = 60 \sum_{i=1}^n m_i / T_{\text{ц}} = 60 \cdot 24 / 88 = 16,36.$$

4. Допустимые размахи изменений напряжения $\delta U_{\text{тд}}$ при $F=16,36$ 1/мин находим по кривой 2 рис. 17.3: $\delta U_{\text{тд}}=1,7\%$.

Выводы. Так как $\delta U_{\text{тс}} > \delta U_{\text{тд}}$, то к данному узлу нагрузки подключать осветительные установки с лампами накаливания недопустимо. Фактические размахи изменений напряжения превосходят также размахи, допустимые и для других типов ЭП на экскаваторе. Так, по кривой 3 (см. рис. 17.3) при $F=16,36$ 1/мин $\delta U_{\text{тд}}=2,5\%$ и вновь $\delta U_{\text{тс}} > \delta U_{\text{тд}}$. Колебания напряжения могут быть снижены изменением параметров СЭС (увеличение числа ЛЭП, подключение экскаватора к более мощной ЛЭП и т. п.).

В приводе по системе ТП—Д связь главных электроприводов с сетью осуществляется через управляемый преобразователь, состоящий обычно из специального трансформатора и группы тиристоров, собранных в зависимости от назначения по известным схемам выпрямления.

Тиристорный электропривод по сравнению с приводом по системе Г—Д обладает следующими преимуществами:

1) меньшей длительностью переходных процессов в режимах разгона, реверса и торможения;

2) более низкими (в среднем на 15%) в режимах копания и стопорения динамическими нагрузками в механизмах подъема и напора;

3) большей (на 10—15%) производительностью экскаватора в сопоставимых условиях.

Существенный недостаток этой системы привода — заметное искажение формы кривой напряжения при подключении преобразователей к маломощным сетям. Несинусоидальность кривой напряжения оказывает вредное влияние на качество и надежность работы электрооборудования и системы электропитания в целом.

Для оценки несинусоидальности кривой напряжения у ЭП введен ПКЭ, называемый коэффициентом несинусоидальности $K_{\text{нс. в.}}$.

Согласно ГОСТ 13109—87 в нормальном режиме КРС $K_{\text{нс. в.}}$ на шинах источников питания 6—20 кВ не должен превышать максимального значения, равного 8%. Однако при этом в течение не менее 95% времени каждого суток значения ПКЭ не должны выходить за пределы 4%. Для электрических сетей напряжением до 1 кВ максимальное значение $K_{\text{нс. в.}}$ равно 10%, нормальное — 5%.

При подключении экскаватора с тиристорным приводом к КРС коэффициент несинусоидальности с достаточной для ин-

женерных расчетов точно можно рассчитать по известному выражению

$$K_{нс. \nu} = (S_{тп}/S_K) \sqrt{3 \sin \varphi / [\pi (S_{тп}/S_K + x_{*тп})] - 9/\pi^2}, \quad (17.5)$$

где $S_{тп}$ — полная мощность, потребляемая преобразователем; S_K — мощность КЗ в точке, где определяется $K_{нс. \nu}$; φ — угол сдвига между первыми гармониками напряжения и тока на стороне переменного тока преобразователя (численно $\varphi = \alpha + \gamma/2$, где α — угол управления, а γ — угол коммутации преобразователя); $x_{*тп}$ — индуктивное сопротивление преобразовательного трансформатора в относительных единицах, приведенное к $S_{тп}$. Сопротивление $x_{*тп}$ определяется по формуле

$$x_{*т. п} = (u_K/100) (1 + k_p/4) S_{тп}/S_{ном. т}, \quad (17.6)$$

где u_K , k_p , $S_{ном. т}$ — соответственно сквозное напряжение КЗ, %, коэффициент расщепления обмоток и номинальная мощность преобразовательного трансформатора.

Пример 17.2. Определить допустимость подключения экскаватора ЭКГ-20 с приводом по системе ТП—Д к ВЛ в точке с мощностью КЗ 50 мВ·А. Другие данные преобразователя: номинальная мощность многообмоточного трансформатора ТСЗП-2500/10УЗ $S_{ном. т} = 2,25$ мВ·А; $U_{ном} = 6$ кВ, $S_{тп} = 1,9$ мВ·А, $u_K = 6,1\%$, $\alpha = 60^\circ$, $\gamma = 15^\circ$, $k_p = 4$.

Решение. 1. С определенным приближением по формуле (17.6)

$$x_{*тп} = (6,1/100) (1 + 4/4) 1,9/2,25 = 0,103.$$

$$2. \text{ Угол сдвига } \varphi = 60 + 15/2 = 67,5^\circ.$$

3. По формуле (17.5)

$$K_{нс. \nu} = (1,9/50) \sqrt{3 \cdot 0,92 / [\pi (1,9/50 + 0,103) - 9/\pi^2]} \approx 0,093 \text{ или } 9,3\%.$$

Вывод. Искажение формы кривой напряжения превышает допустимые нормальные значения (4%) и подключение экскаватора без принятия дополнительных мер к данному узлу нагрузки недопустимо.

Электрооборудование для приема и распределения электроэнергии. На схеме распределения электроэнергии (рис. 17.4) показано, что на экскаваторах, не имеющих навесного кабельного барабана, энергия от вводной коробки ВК (ящик с тремя опорными изоляторами, установленный в одном из отсеков под кузовом экскаватора) через высоковольтный или комбинированный (высоко- и низковольтный) вертикальный кольцевой токоприемник ХА1 (рис. 17.4, а) подводится к распределительному устройству РУ_{вп}. Распределительное устройство может состоять из одной или нескольких комплектных ячеек КРУ, размещенных на поворотной платформе экскаватора. Далее от ячейки КРУ через масляный или вакуумный выключатель QF питание поступает к сетевому электродвигателю электромашинного преобразовательного агрегата

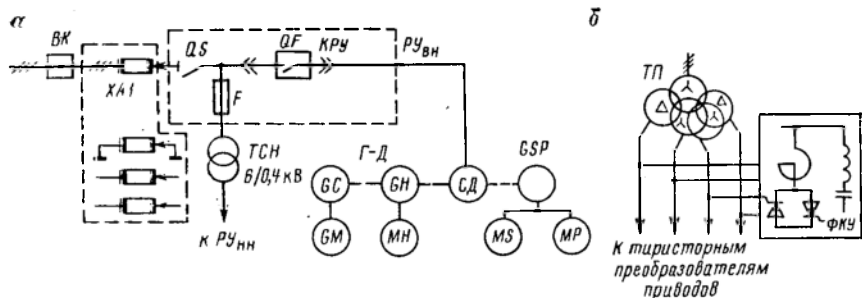


Рис. 17.4. Схемы приема и распределения электроэнергии на одноковшовых экскаваторах

или к преобразовательному трансформатору ТП с фильтрокомпенсирующим устройством ФКУ (рис. 17.4, б), когда на экскаваторе применен привод по системе ТП—Д. Сразу после разъединителя QS подключен трансформатор собственных нужд ТСН (см. рис. 17.4, а), от которого питаются электродвигатели вспомогательных механизмов и прочие устройства.

На мощных шагающих экскаваторах устанавливается два и более КРУ. Используются они для подключения дополнительных трансформаторов собственных нужд и отдельных двигателей главных механизмов.

Электрооборудование для приема и распределения электроэнергии работает в крайне тяжелых климатических условиях и непрерывно подвергается механическим воздействиям — тряске, вибрации, толчкам, ударам и т. п. Устанавливают его на экскаваторах открыто (категория размещения 1) либо в кузове (категория 2). Климатическое исполнение электрооборудования — в основном ХЛ1 и ХЛ2. По механическому воздействию токоприемники, трансформаторы, шкафы КРУ относятся к группе условий эксплуатации М18, так как экскаватор — передвижная установка.

При напряжении 6—10 кВ токоприемники, применяемые на экскаваторах, изготавливают на токи до 630 А и напряжение до 10 кВ [токоприемники ТКГ-6/630-ХЛ2 (горизонтальный), ТКВ-6/630-ХЛ2 (вертикальный)] и др. Для собственных нужд обычно используют силовые трехфазные масляные трансформаторы напряжением 6/0,4 кВ специального исполнения и мощностью от 40 до 400 кВ·А (например, ТМЭ-400/6-ХЛ1). Для комплектования распределительных устройств используют КРУ с вакуумными выключателями КРУЭ-10В-400-20-ХЛ2, изготавливаемые на ток до 400 А. В то же время на большинстве находящихся в работе экскаваторов эксплуатируется значительное число типов КРУ с масляными выключателями. Так, на экскаваторах ЭКГ-4,6 и ЭКГ-5А применяют шкафы КРУ типа

2КВЭ-6У-200-2У2, на экскаваторах ЭКГ-8И и ЭКГ-12,5 — шкафы КРУ типа КРУЭ-6П-400/100, на более мощных экскаваторах — шкафы КРУЭ-10У2 на токи 400—630 А. Из-за низкой коммутационной способности (допустимое число включений — не более семи в сутки) и ряда других недостатков, связанных с наличием в аппаратуре трансформаторного масла, эти КРУ должны быть постепенно заменены на новые, более совершенные типы КРУЭ-10В-400-20-ХЛ2.

Электрооборудование приводов главных механизмов. При всем многообразии основных типов экскаваторов существует две принципиально различные системы электрооборудования: система Г—Д, когда двигатели постоянного тока основных механизмов получают питание от электромашинных преобразователей, и более совершенная — система ТП—Д, в которой для тех же целей применяют управляемые вентильные преобразователи. На рис. 17.5 показана принципиальная электрическая схема (силовые цепи) одноковшового экскаватора.

Генераторы приводов подъема *ГН*, напора *ГС*, поворота и хода *ГСП* вместе с приводным двигателем *СД* соединяются в одну группу и монтируются на общем основании. В указанной схеме оба двигателя механизма поворота (*MS1* и *MS2*) и двигатель хода *MP* питаются от одного генератора. По количеству электрических машин преобразовательные агрегаты бывают четырехмашинными (см. рис. 17.5) или (реже) пятимашинными. На особо мощных одноковшовых экскаваторах (ЭВГ-

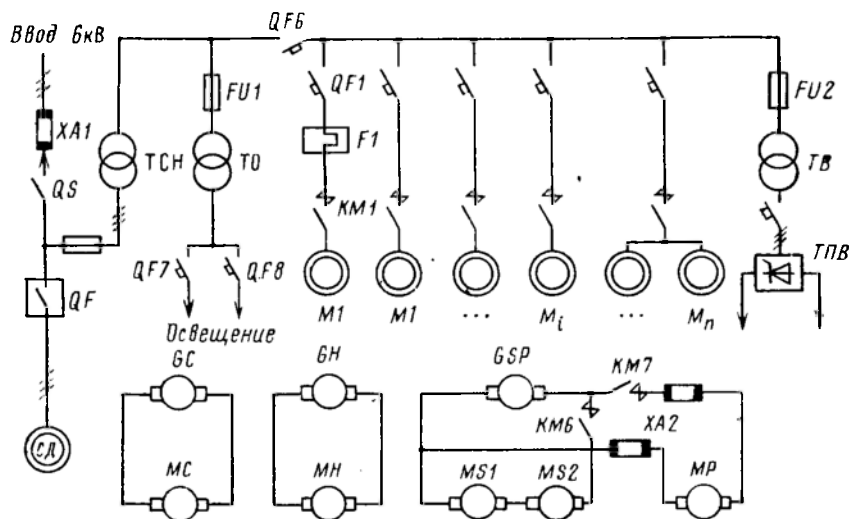


Рис. 17.5. Принципиальная электрическая схема одноковшовых экскаваторов с приводом по системе Г—Д

35/65М, ЭШ-100/100 и т. п.) преобразовательные агрегаты устанавливают отдельно для привода каждого механизма. В главных преобразовательных агрегатах экскаваторов применяют в основном генераторы серии ГПЭ с расщепленной обмоткой возбуждения и принудительной вентиляцией. Для привода главных механизмов применяют двигатели серии ДЭВ и ДЭ-800 и др. По данным ПО «Уралмаш» наработка на отказ для генераторов составляет 16 000 ч (коэффициент готовности 0,995), для двигателей — 30 000 ч.

В современных моделях экскаваторов с приводом по системе Г—Д для возбуждения генераторов и электродвигателей постоянного тока, а также приводных синхронных двигателей предусмотрены тиристорные преобразователи ТПВ, обладающие по сравнению с системами управления на магнитных усилителях лучшими технико-экономическими показателями. Пуск синхронных двигателей от сети — прямой. На экскаваторах с мощными электродвигателями, имеющими расщепленную обмотку статора, пуск осуществляется в две ступени, благодаря чему уменьшается неблагоприятное его воздействие на питающую сеть.

Впервые в отечественной практике электропривод по системе ТП—Д применен на экскаваторах ЭКГ-20. На рис. 17.6 показана схема силовых цепей тиристорного преобразователя ЭКГ-20А. Отличается она от схемы привода экскаватора ЭКГ-20 тем, что для снижения содержания высших гармоник в сети на нем установлено фильтрокомпенсирующее устройство ФКУ-01-83ХЛ2 с батареей конденсаторов мощностью 1900 квар. В ФКУ заложен принцип косвенной компенсации реактивной мощности: батарея конденсаторов, входящая в состав LC-фильтров, является источником реактивной мощности, избыток которой в соответствующих режимах работы привода компенсируется тиристорно-реакторным регулируемым устройством ТРГ, подключенным параллельно с LC-фильтрами.

В качестве преобразовательного трансформатора используется специальный пятиобмоточный трансформатор ТСЗП 2500/10-ЭК-ХЛ2 со схемой соединения звезда — треугольник — звезда — треугольник — звезда, предназначенный для питания силовых тиристорных преобразователей. Такое соединение вторичных обмоток трансформатора с тиристорными преобразователями электроприводов подъема КТУ-П, поворота КТУ-В, напора — хода КТУ-П-Х обеспечивает лучшее распределение нагрузок между обмотками трансформатора и гармонический состав напряжения, соответствующий двенадцатипульсной схеме выпрямления. Главная цепь привода подъема — это последовательно соединенные два трехфазных мостовых тиристорных преобразователя и два двигателя МР1 и МР2 типа МПЭ 500-500ХЛ3 мощностью по 500 кВт. Такая схема исключает

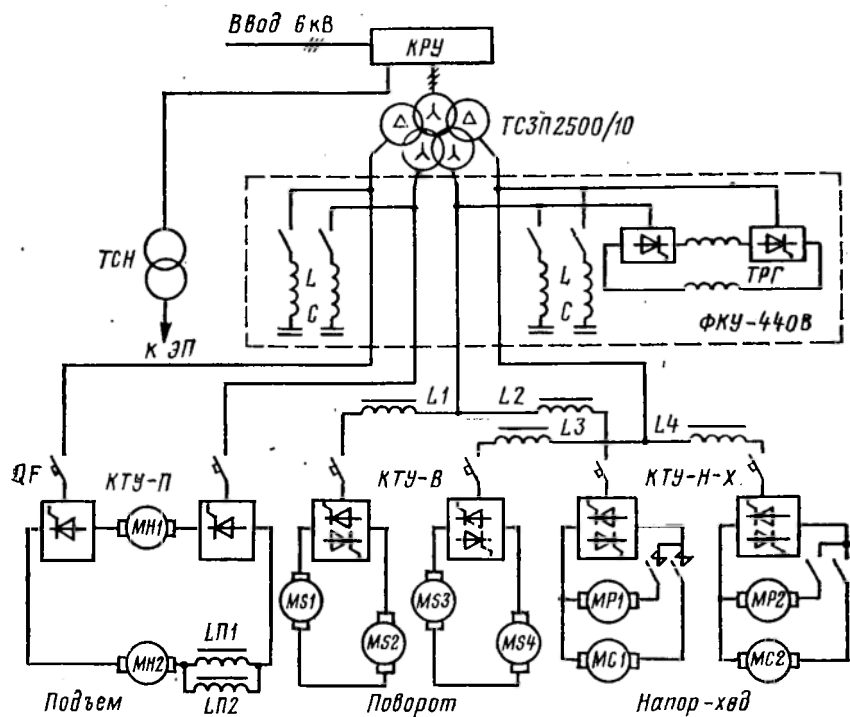


Рис. 17.6. Принципиальная электрическая схема экскаватора ЭКГ-20А с приводом по системе ТП—Д

необходимость выравнивания токов и обеспечивает более сглаженный выпрямленный ток. В цепи постоянного тока включены дроссели $LP1$ и $LP2$ (типа ФРОС-1000). Они снижают аварийные токи до допустимых пределов, сглаживают пульсации тока. Обмотки возбуждения обоих двигателей соединены параллельно и питаются от индивидуального тиристорного преобразователя, собранного по трехфазной мостовой схеме.

В приводе напора — хода главная цепь представляет собой два отдельных силовых контура, каждый из которых — последовательно соединенные реверсивный трехфазный мостовой тиристорный преобразователь и двигатель постоянного тока ($MP1$ или $MC1$, либо $MP2$ или $MC2$) типа ДЭВ-816ХЛ1 мощностью по 150 кВт. Для снижения взаимного влияния привода напора и поворота, а также снижения токов КЗ предусматриваются анодные реакторы $L1—L4$ (типа РТСТ). Обмотки возбуждения двигателей соединены параллельно и питаются от нереверсивного тиристорного преобразователя.

В приводе поворота каждый преобразователь представляет собой реверсивную противопараллельную шестипульсную схему с раздельным управлением. Отличие от привода напора — хода заключается в том, что в каждом из двух силовых контуров включено по два последовательно соединенных двигателя (*MS1*, *MS2* или *MS3*, *MS4*) типа ДЭВ-816ХЛ2 мощностью по 150 кВт. Аналогично приводу подъема, привод поворота оснащен системой динамического торможения. Конструктивно тиристорные преобразователи, дроссели ФРОС, РТСТ, устройства динамического торможения и т. п. представляют собой металлические шкафы напольного или навесного исполнения, в которых установлены соответствующие силовые элементы и аппаратура защиты и управления. Степень защиты шкафов IP21 по ГОСТ 14254—80. Для систем импульсно-фазового управления и блоков регулирования — IP54. Допустимый предел температур от -50 до $+40$ °С; относительная влажность воздуха 95—98% при 21—25 °С. Воздействие механических факторов по группе M18 ГОСТ 17516—72 при одиночных ударах с ускорением до 3g длительностью до 20—40 мс. Концентрация угольной пыли не более 10—15 мг/м³. Окружающая среда невзрывоопасная с содержанием коррозионно-активных агентов по атмосфере типа II (промышленная) ГОСТ 15150—69.

Рассмотренная система привода непрерывно совершенствуется и является базовой при разработке аналогичных систем привода для всех одноковшовых экскаваторов.

Электрооборудование вспомогательных механизмов.

Сюда относятся электродвигатели вентиляторов (обдув двигателей, шкафов преобразователей, генераторов, кузова), маслонасосов жидкой смазки редукторов поворота и напора, компрессора, кабельных барабанов, электроталей и др. Для электроприводов вспомогательных механизмов широко используются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором напряжением 380 В серии 4АЭ. Для ряда механизмов применяются двигатели постоянного тока (для кабельного барабана, механизма открывания днища ковша), которые получают питание от выпрямителя с напряжением 110 (220) В.

От цепей 110 В питаются также катушки реле, контакторов, электромагнитных тормозов, позволяющих осуществить блокировки, необходимые для нормальной работы электрооборудования экскаватора.

Источником питания для вспомогательных приводов служат трансформаторы собственных нужд, к которым электродвигатели и другие ЭП подсоединяются через автоматические выключатели. Автоматические выключатели защищают электродвигатели от КЗ и перегрузок.

Сети трехфазного тока напряжением 220 и 380 В защища-

ются также от утечек на землю аппаратами РУ-127/220 и РУ-380 с действием на отключение.

На экскаваторах к электрооборудованию вспомогательного назначения относится группа электроприемников и устройств, которые обеспечивают санитарно-гигиенические условия труда (нагреватели, кондиционеры, осветительные приборы), проведение ремонтно-профилактических работ (сварочные трансформаторы), а также пожарную защиту. Мощность отдельных вспомогательных ЭП составляет 0,4—1,6 кВт для нагревателей и 30 кВт·А для сварочных трансформаторов. Питание этой группы ЭП осуществляется от силовых и осветительных трансформаторов.

17.2. Электрооборудование горно-транспортных машин непрерывного действия

К машинам непрерывного действия относятся роторные и цепные многоковшовые экскаваторы, отвалообразователи, транспортно-отвальные мосты и различного рода конвейеры. Из указанных машин при необходимости создают высокопроизводительные технологические комплексы для работы на вскрыше и добыче полезных ископаемых.

Типы и основные характеристики электроприводов и электрооборудования для приема и распределения электроэнергии на этих машинах достаточно разнообразны. Зависят они в основном от конструкции и характера нагрузок основных механизмов и агрегатов, их производительности и потребляемой мощности.

Многоковшовые экскаваторы. На мощных роторных и цепных многоковшовых экскаваторах основными механизмами являются: роторное колесо или ковшовая цепь; механизм хода (гусеничный, рельсовый, шагающий, шагающе-рельсовый); механизм поворота; лебедка — для подъема и опускания ковшовой или роторной стрелы экскаватора; конвейеры; вспомогательные механизмы (вентиляторы, маслонасосы, кабельный барабан, компрессоры и др.).

Режим работы привода роторного колеса и ковшовой цепи — продолжительный, но с колебаниями нагрузки, вызываемыми периодическим изменением числа одновременно режущих ковшей и неоднородностью разрабатываемого грунта. Нагрузка на привод в нормальном режиме нередко достигает полуторакратных значений, из-за чего электродвигатели для привода роторного колеса должны иметь значительную перегрузочную способность. Одновременно они должны обладать и достаточной кратностью пускового момента, чтобы преодолевать статические и динамические сопротивления, возникающие при разгоне рабо-

чих органов, и не вызывать чрезмерных динамических нагрузок в ответственных узлах несущих конструкций механизмов.

Для достижения рациональных режимов экскавации на различных грунтах привод роторного колеса должен быть, как правило, регулируемым. Глубину регулирования достаточно иметь в пределах 20—60% номинального значения.

Поставленным требованиям удовлетворяет трехфазный асинхронный двигатель с фазным ротором. Эта система привода проста и надежна в работе, однако регулирование частоты вращения роторного колеса недостаточно плавное и сопровождается дополнительными потерями энергии. На экскаваторах большой производительности (ЭРШРД-5000-30/3) или предназначенных для работы на тяжелых грунтах применяют привод системы Г—Д. Это обеспечивает рациональные режимы резания и формирование экскаваторной характеристики для защиты двигателя от чрезмерных перегрузок.

На отдельных экскаваторах (ЭРГВ-630-9/0,5; ЭРП-1250) для привода роторного колеса применяют асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором.

Электропривод ходового механизма в нормальном режиме работы обеспечивает передвижение экскаватора со скоростью 3—8 м/мин. На перегонах максимальная скорость достигает 15 м/мин. При значительной массе (тысячи тонн) и указанных скоростях особо важны для движения экскаватора плавный разгон и торможение, возможность реверса, регулирование скорости в пределах 20—180% от номинальной, жесткость механической характеристики. Перечисленным требованиям отвечает привод по системе Г—Д. Однако из-за его дороговизны на машинах небольшой производительности (ЭРГВ-630-9/0,5; ЭРП-1250) используют асинхронные двигатели с фазным ротором.

К приводу поворота платформы экскаваторов предъявляются те же требования, что и к приводу хода, однако дополнительно ставятся два условия:

- 1) коэффициент заполнения экскаваторной характеристики должен быть близким к единице;
- 2) диапазон регулирования скорости должен находиться в пределах 1 : 5.

В совокупности перечисленные требования привели к широкому применению для механизмов поворота платформы мощных роторных и цепных многоковшовых экскаваторов регулируемого привода по системе Г—Д. Наиболее перспективны для этих целей привод по системе ТП—Д. Для экскаваторов малой производительности на поворотных механизмах применяют асинхронные двигатели.

Основное требование для электропривода подъема стрелы ротора (ковшовой рамы, разгрузочной консоли и т. п.) — высо-

кая надежность остановки, в том числе в случае исчезновения питающего напряжения. Для привода небольшой мощности (30—40 кВт) используют асинхронные короткозамкнутые двигатели с электромагнитными и электрогидравлическими растормаживателями. Для повышения пускового момента и уменьшения силы тока при пуске и торможении противовключением применяют двигатели с фазным ротором.

Для лебедок подъема стрелы мощных роторных экскаваторов применяют приводы по системе Г—Д с возможностью динамического торможения при внезапном исчезновении напряжения.

На конвейерах и вспомогательных механизмах многоковшовых экскаваторов применяют обычно асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, для особо мощных экскаваторных конвейеров с целью обеспечения плавности пуска — асинхронные двигатели с фазным ротором.

На современных мощных экскаваторах установлено до 100 и более электрических машин. Для управления ими на экскаваторе устраивают специальные посты, обычно два поста с двумя комплектами приборов — по одному для каждого направления движения экскаватора. Между пультами предусматривают электроблокировку, чтобы исключить одновременное управление с обоих постов.

Отвалообразователи и транспортно-отвальные мосты. Отвалообразователи представляют собой одноопорную конструкцию, подвешенную на вантах и несущую один или несколько ленточных конвейеров, которые перемещают вскрышные породы от экскаватора в отвал.

Для работы совместно с многоковшовыми экскаваторами выпускают отвалообразователи на гусеничном, шагающем и шагающе-рельсовом ходу производительностью от 650 до 5000 м³/ч (ОШ 4500/90, ОШР 5250/190 и др.). Установленная мощность ЭП на этих комплексах весьма значительна. К примеру, мощность всех электрических машин на отвалообразователе ОШ 4500/90 составляет 1840 кВт, а число их достигает 80. Привод поворота приемной и отвальной консолей выполнен по системе Г—Д. Остальные двигатели — асинхронные. Наиболее мощные из них (двигатели привода отвального конвейера — 780 кВт и приемного конвейера — 280 кВт) имеют номинальное напряжение 6 кВ и выполнены с фазным ротором. Фазный ротор имеют двигатели привода механизма шагания (мощность 2×125 кВт, номинальное напряжение 380 В). Для питания многочисленных мелких двигателей и освещения на отвалообразователе установлены понижающие трансформаторы.

Конвейерные установки. Конвейерные установки широко распространены на открытых горных работах, особенно при поточно-циклической технологии. Наибольшее применение

имеют ленточные конвейеры. Электродвигатели ленточных конвейеров имеют продолжительный режим работы с относительно постоянной нагрузкой. В качестве приводных электродвигателей преимущественно применяют асинхронные электродвигатели. Двигатели мощных конвейеров должны обеспечивать плавный пуск при значительных маховых массах. На таких конвейерах устанавливают асинхронные двигатели с фазным ротором. Общая установленная мощность электродвигателей особо мощных конвейеров достигает нескольких тысяч киловатт.

При мощности привода 150—200 кВт целесообразно применять электродвигатели на напряжение 6 кВ.

Для автоматического управления, контроля и защиты электродвигателей обычно используют специальную аппаратуру, объединяемую в комплектные устройства — станции управления конвейерными установками.

17.3. Электрооборудование буровых станков

Для бурения взрывных скважин применяют станки вращательного (шнековые БС 110/25М, СБР-160 и др.), шарошечные (СБШ250МН, 2СБШ200 и др.), ударно-вращательного (СБУ-160), огневого (СБО2, СБО5) и термомеханического (СБТМ-20) бурения. Наибольшее распространение получили станки вращательного бурения: шнековые — на относительно мягких породах, шарошечные — на средних и крепких.

Как правило, все буровые станки имеют многодвигательный привод. Число двигателей зависит от типа станка и изменяется от 2 (у шнековых) до 15 (у шарошечных и огневых). Установленная мощность электродвигателей на отдельных станках достигла 300—500 кВт, причем наиболее мощными являются станки шарошечного бурения.

Основными у буровых станков считаются механизмы вращения и подачи бурового снаряда на забой. Режим работы электродвигателя вращателя обычно продолжительный (*S1*) с переменной нагрузкой, пики которой в 2—2,5 раза превышают ее номинальное значение. Когда подача бурового става осуществляется с частыми перехватами, то режим работы электродвигателя вращателя переходит из продолжительного в повторно-кратковременный (*S3*) с ПВ, близким к 60%. Электродвигатели других механизмов буровых станков работают либо в продолжительном режиме с постоянной нагрузкой (электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов), либо в кратковременном (*S2*) с постоянной или переменной нагрузкой (электродвигатели механизмов хода, наращивания и разборки бурового става и др.).

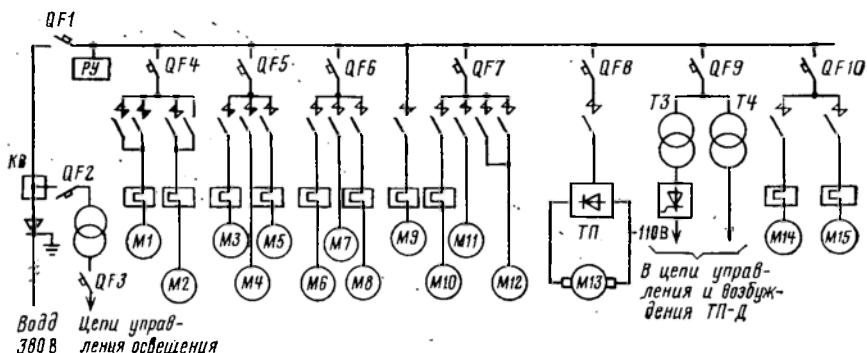


Рис. 17.7. Принципиальная электрическая схема бурового станка СБШ-250МН: $M1 - M2$ — электродвигатели гусениц; $M3, M4, M6, M7, M8, M11$ — соответственно насосов маслосистем и системы обогрева; $M5, M10, M14, M15$ — вентиляторов обдува электродвигателей и преобразователя; $M9$ — компрессора; $M12$ — тали; $M13$ — вращателя бурового снаряда

Для основного механизма буровых станков (вращателя) применяется привод с асинхронным двигателем (на станках шнекового и ударно-вращательного бурения) и привод по системе Г—Д или ТП—Д, а в перспективе и частотно-регулируемый переменного тока — на станках шарошечного и огневого бурения.

Привод вспомогательных механизмов (маслонасосы, лебедки, компрессоры и т. п.) выполняется исключительно на переменном токе с применением асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором.

В качестве примера рассмотрим принципиальную электрическую схему (силовые цепи) станка СБШ250МН с приводом вращателя, выполненного по системе ТП—Д (рис. 17.7).

Все механизмы станка имеют электрический привод. Общая установленная мощность электродвигателей 386 кВт, напряжение питания — 380 В, вводной аппарат — автоматический выключатель $QF1$ серии АЗ700 (АЗ742) с электромагнитным приводом, что необходимо для управления им из кабины машиниста.

Для защиты от однофазных замыканий на землю в системе электропитания станка установлено реле утечки РУ-380, воздействующее на автомат $QF1$.

Цепи управления и освещения получают питание от специального трансформатора $T1$ типа ТСЗ-4/0,5 со вторичным напряжением 220 В. В сети 380 В он подключен через автомат $QF2$ (АП 40-3М). Остальные силовые ЭП подключены к сети 380 В с помощью автоматических выключателей $QF4 - QF10$ серий АЗ700, АЗ100 и АП.

Тиристорный преобразователь ТП (типа ТЕ 3-160/460) собран по трехфазной мостовой (шестипульсной) схеме. Напряжение на выходе преобразователя изменяется от 0 до 440 В. Это позволяет в широких пределах изменять частоту вращения двигателя вращателя (М13). Его реверсирование осуществляется изменением направления тока в обмотке возбуждения.

Из-за роста мощности отдельных приводов и электрооборудования буровых станков в целом напряжение 380 В оказывается недостаточным для качественного электроснабжения буровых агрегатов. Повысить эффективность всего комплекса электрооборудования можно, если для питания буровых станков реализовать «глубокий ввод». Для этого необходимо трансформатор 6/0,4 кВ установить непосредственно на буровой станок.

При переходе на электроснабжение по такому варианту значительно улучшается качество напряжения, примерно в 3 раза снижаются капитальные затраты на оборудование и уменьшаются годовые издержки. Одновременно значительно повышает надежность электроснабжения.

Для снижения колебаний напряжения в системах электропитания буровых станков, вызываемых пиковым характером нагрузки двигателя вращателя, рекомендуется применять установки продольной компенсации (УПК). С их помощью происходит безынерционная компенсация потерь напряжения в цепи трансформатор — буровой станок.

Контрольные вопросы

17.1. Какие основные механизмы экскаватора оснащаются индивидуальным электрическим приводом и почему для мощных одноковшовых экскаваторов неприемлем групповой электропривод?

17.2. Какое вспомогательное электрооборудование необходимо для нормальной работы экскаватора?

17.3. Чем отличается характер нагрузки приводов основных механизмов экскаватора и какие из них должны иметь экскаваторную механическую характеристику?

17.4. Как влияют на питающую сеть синхронные двигатели электромашинных преобразовательных агрегатов?

17.5. Какие преимущества имеет привод ТП—Д по сравнению с системой Г—Д и в чем проявляются его недостатки?

17.6. Какое электрооборудование применяется на экскаваторах для приема и распределения электроэнергии и где оно размещается?

17.7. Должно ли экскаваторное электрооборудование иметь специальное исполнение, какие к нему предъявляются требования по механическим воздействиям?

17.8. Какие требования предъявляются к электроприводу основных механизмов многоковшовых экскаваторов?

17.9. В чем состоит отличие электрооборудования отвалообразователей и транспортно-отвальных мостов от электрооборудования многоковшовых экскаваторов?

17.10. Какое номинальное напряжение используется для распределения электроэнергии на комплексах непрерывного действия?

17.11. Какие станки наиболее оснащены электрооборудованием?

17.12. Какие режимы работы характерны для основных и вспомогательных механизмов буровых агрегатов?

17.13. Каким образом связаны режимы работы механизмов с типом используемого привода?

17.14. Каковы тенденции в развитии систем привода для буровых станков?

17.15. От каких основных повреждений защищается электрооборудование буровых станков? Какие аппараты для этого используются?

17.16. Какое электрооборудование используется для приема и распределения электроэнергии на станках шарошечного бурения?

17.17. Какое климатическое исполнение и степень защиты от внешних воздействий должно иметь электрооборудование буровых станков и агрегатов?

Темы рефератов

1. Влияние режимов работы экскаваторов на питающую сеть и пути его ограничения.

2. Система приема и распределения электроэнергии на экскаваторах при наличии электромагнитной несовместимости с сетью (на примере экскаватора ЭКГ-20А).

3. Тенденции и перспективы развития электротехнического комплекса буровых станков.

18. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ

18.1. Воздушные и кабельные сети на открытых горных работах

Линии электропередачи, расположенные на территории карьеров, разрезов и отвалов, относятся к внутрикарьерным и подразделяются на стационарные (сооружаются на стационарных опорах и не подлежат перемещению, удлинению или укорачиванию в течение срока использования), полустационарные (сроки передвижки более двух лет) и передвижные (сооружаются на передвижных опорах и подвержены сравнительно частым перемещениям, удлинению или укорачиванию).

Преимущественное распространение на открытых горных работах получили воздушные ЛЭП, отличающиеся простотой устройства и эксплуатации, а также значительно меньшими затратами по сравнению с кабельными.

Опоры воздушных карьерных стационарных и передвижных ЛЭП имеют значительные конструктивные отличия. Опоры стационарных воздушных линий электропередачи изготавливаются из дерева, стали или железобетона. Широко применяются комбинированные опоры, состоящие из деревянных конструкций, установленных на железобетонных пасынках. Для передвижных воздушных линий применяют деревянные и комбини-

рованные опоры различных конструкций. Различают переносные опоры, основания которых закрепляются в специально пробуренной скважине, и передвижные опоры, основанием которых может служить железобетонная (чугунная) плита или деревянная конструкция. Деревянные опоры характеризуются простотой изготовления, сравнительно малой стоимостью и создают дополнительную изоляцию сети относительно земли. Их недостатками являются пожароопасность и относительно небольшой срок службы.

Кабельные линии электропередачи на открытых горных работах также подразделяются на стационарные и передвижные. Стационарные кабельные линии выполняются бронированными кабелями преимущественно с алюминиевыми жилами, проложенными в траншеях. Спуски на рабочие горизонты выполняют открыто — в желобах, по металлическим решеткам и т. п. Такой способ прокладки кабелей предохраняет их от механических повреждений из-за обвалов, оползней и др. Прокладка кабеля под железнодорожными путями и автодорогами в карьерах должна осуществляться в трубах, коробах или желобах.

Кабельные линии из гибких кабелей относятся к передвижным. Из-за высокой стоимости гибких кабелей применение ограничивается в основном обеспечением маневренности передвижных ЭП. Для предохранения кабелей от завалов породой, наездов и других механических повреждений их укладывают на деревянных или металлических стойках (козлах, салазках). Это требование не распространяется на случаи, когда конструкцией передвижных ЭП предусматривается запас гибкого кабеля под напряжением на специальном кабельном барабане.

Кабели передвижных и стационарных ЛЭП не должны находиться в воде или сильно увлажненном грунте, так как поглощение влаги ухудшает их изоляцию. Электрическая прочность изоляционной резины кабелей, находящихся в течение месяца в увлажненном грунте, снижается на 40—60%. Кроме того, влага, проникая в микротрещины, при низкой температуре обеспечивает ускоренное разрушение изоляции.

18.2. Повреждаемость распределительных сетей и их элементов

Повреждаемость распределительных сетей и их элементов на открытых горных работах непосредственно связана с надежностью систем электроснабжения. Она оказывает влияние на уровень электротравматизма. Исследованиями ВостНИИ установлено, что количество электротравм при ликвидации аварий по сравнению с плановыми работами по обслуживанию сетей и оборудования увеличивается примерно вдвое.

В электрических сетях карьеров к аварийным режимам следует отнести все виды повреждений, которые в соответствии с Едиными правилами безопасности должны отключаться релейной защитой: междуфазные короткие замыкания на землю (на корпус).

В отношении работы электрических сетей и оборудования наиболее тяжелыми являются трехфазные и двухфазные КЗ. Значения аварийных токов зависят от мощности и удаленности источника питания, от мощности силовых трансформаторов на ГПП и сопротивлений элементов карьерной сети.

Основные причины возникновения КЗ в системе электроснабжения карьеров — естественное старение (износ) изоляции; механические повреждения (обрыв воздушных ЛЭП, перекрытие проводов воздушных ЛЭП, наезд на кабель, повреждение кабеля ковшем экскаватора); неудовлетворительные условия эксплуатации; низкое качество монтажа; ошибки обслуживающего и ремонтного персонала.

Как показывает анализ эксплуатационных данных аварийности карьерных сетей, на долю замыканий на землю приходится до 85% всех повреждений. Частота замыканий на землю в распределительных сетях и их элементах определяется условиями эксплуатации, назначением сетей и элементов и их конструктивным исполнением.

Значения относительной частоты однофазных замыканий на землю (%) в электрических сетях открытых горных работ различных регионов страны

Карьеры:

Кривбасса	89,3
Никопольского месторождения	60,0
Камыш-Бурунского комбината	84,0
Южного Урала (железородные)	80,6
Угольные разрезы:	
Кузбасса	65,0
Урала	70,0
Восточной Сибири	80,0

Основные причины возникновения замыканий на землю:

- электрический пробой рабочим напряжением за счет развития микротрещин в изоляционных материалах;
- электрический пробой изоляции за счет действия внутренних и атмосферных перенапряжений;
- механическое разрушение фазной изоляции;
- обрыв и падение на землю проводов ЛЭП;
- прикосновение к неизолированным токоведущим частям людей и животных;
- ошибочные действия обслуживающего персонала.

Количественное распределение замыканий на землю среди элементов систем электроснабжения неравномерное.

Распределение (коэффициент отказов, %) замыканий на землю среди элементов системы электроснабжения карьеров:

Гибкий экскаваторный кабель	50,9
Воздушная ЛЭП	21,0
Приключательный пункт	3,4
Экскаватор	22,6
Передвижная трансформаторная подстанция	1,8
Карьерное распределительное устройство	0,3

Наиболее уязвимым элементом является гибкий экскаваторный кабель, на долю которого приходится более половины замыканий на землю.

Надежность и долговечность гибких кабелей определяется в основном весьма тяжелыми условиями эксплуатации при питании передвижных ЭП карьера и климатометеорологическими факторами окружающей среды. Анализ характера и мест повреждений кабельных линий показывает, что более 90% из всех повреждений относится к замыканиям на землю. Наиболее ненадежные элементы кабельной линии — концевые заделки, счалки и соединительные муфты.

Распределение повреждений в кабельной линии, %

Концевая заделка кабеля	44,8
Жильная изоляция и изоляция шланга (износ)	35,4
То же (механические разрушения)	17,2
Кабельные вводы распределительных устройств	2,6

При анализе влияния климатометеорологических факторов на отказы кабельных линий установлено, что на интенсивность отказов влияют в основном температура окружающей среды и влажность. Неблагоприятно на надежности кабельных линий и оборудования сказываются температурные переходы через нуль в осенне-весенний периоды. Повышенная влажность при резких колебаниях температуры окружающей среды также приводит к увеличению отказов, так как в этом случае на изоляции выпадает роса и создаются условия для ионизации и полного пробоя.

Влияние климатометеорологических факторов на повреждаемость воздушных линий и других элементов карьерных сетей сказывается в значительно меньшей степени.

Повреждаемость воздушных линий электропередачи в карьерах зависит от исполнения линии (полустационарная, передвижная), вида применяемого в карьере транспорта, электрической и ветровой нагрузки.

Распределение отказов воздушных ЛЭП карьерных сетей в зависимости от вида повреждений, %

Замыкание, схлестывание или обрыв проводов от действия ветра, взрывной волны, гололеда	42,5
То же, от повреждений карьерными механизмами	44,0
Пробой или перекрытие изоляторов	13,5

Таблица 18.1

Параметры работы и восстановления элементов распределительной сети

Элементы распределительной сети	Поток отказов	Наработка на отказ, ч	Время восстановления, ч
Воздушная ЛЭП:			
стационарная	0,66—1,82	14 235—18 182	1,3—2,16
передвижная	3,88—5,07	1972—2780	1,1—1,85
Гибкий экскаваторный кабель	4,75—9,39	1230—2105	2,46—3,38
Приключательный пункт	1,41—3,1	3225—5400	1,78—3,0
Соединительные кабельные коробки, штепсельные разъемы	2,66—2,75	3710—3760	1,03—1,3
Передвижная трансформаторная подстанция	1,11—1,85	5406—6856	1,78—3,5
Электрооборудование экскаваторов, вводное устройство	2,81—3,5	3215—4700	3,8—5,25

Двойные замыкания на землю в карьерных распределительных сетях являются, как правило, развитием однофазных замыканий и возникают в результате действия внутренних перенапряжений, сопровождающих однофазные металлические и дуговые замыкания на землю.

Частота перехода однофазных замыканий на землю в многоместные и двойные в карьерных сетях с защитным отключением, %

Железородные карьеры:

Кривбасеа	10,0
Восточной Сибири	17,0
Марганцеворудные карьеры Марганецкого бассейна	9,3

Относительная частота возникновения двойных и многоместных замыканий на землю по различным видам карьерного электрооборудования, %

Гибкий резиновый кабель	74,0
Электрооборудование экскаваторов	21,0
Воздушная ЛЭП	2,0
Прочие элементы карьерных сетей	3,0

В целом данные повреждаемости основных элементов распределительных сетей открытых горных работ приведены в табл. 18.1.

18.3. Особенности защиты электрических сетей на открытых горных работах

В соответствии с ПУЭ и Едиными правилами безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом, а также согласно Инструкции по безопасной

эксплуатации электрооборудования и электросетей на карьерах распределительные электрические сети напряжением выше 1000 В на открытых горных работах должны оснащаться устройствами релейной защиты от многофазных и однофазных замыканий на землю. Защита от многофазных замыканий выполняется в виде максимальной токовой защиты в двухфазном исполнении с установкой трансформаторов тока в один и те же фазы по всей электрически связанной сети. Устанавливается такая защита, как правило, на каждом отходящем присоединении карьерной подстанции, карьерного распределительного пункта и в приключательных пунктах.

Защита от однофазных замыканий на землю в карьерных сетях должна действовать на отключение и выполняться в виде двухступенчатой защиты. Первая ступень защиты должна устанавливаться на каждом отходящем от шин карьерной подстанции или распределительного пункта присоединении и действовать на отключение соответствующего выключателя без выдержки времени (возможна установка защиты и в приключательных пунктах). Устройства защиты первой ступени выполняются в виде селективных устройств, обеспечивающих поперечную селективность действия и реагирующих в основном на ток или мощность нулевой последовательности. Обеспечить у защит первой ступени продольную селективность (избирательность) действия, учитывая недопустимость введения выдержек времени, практически не представляется возможным. Для исправления продольной неселективности действия первой ступени устройств защит от однофазных замыканий на землю допускается однократное автоматическое повторное включение при срабатывании указанной защиты с обязательным выполнением опережающего контроля изоляции.

Вторая ступень защиты от замыканий на землю в карьерных распределительных сетях выполняется в виде устройств, реагирующих на напряжение нулевой последовательности и действующих на отключение вводного выключателя (в распределительном устройстве карьерной подстанции или карьерном распределительном пункте) с выдержкой времени до 0,5 с.

Названные виды релейной защиты призваны обеспечить защиту карьерных распределительных сетей и установок от всех видов повреждений, включая и несимметричные. Значительное преобладание однофазных замыканий на землю в карьерных сетях, не явно выраженный аварийный характер работы сети при таком повреждении, а также значительный диапазон изменения параметров нулевой последовательности обусловили необходимость разработки большого количества разнообразных устройств защиты от однофазных замыканий на землю, которые классифицируются на четыре группы по принципу действия, а именно по реагированию:

- 1) на параметры установившегося режима замыкания;
- 2) на параметры переходного процесса при замыкании на землю;
- 3) на паложенные токи непромышленной частоты;
- 4) комбинированные устройства.

Каждая из указанных групп устройств защиты содержит несколько разновидностей защитных устройств. В карьерных распределительных сетях преимущественное распространение получили устройства защиты, реагирующие на параметры нулевой последовательности в установившемся режиме.

Токовые устройства защиты от замыканий на землю наиболее просты, имеют достаточно высокую оперативную надежность, реагируют на однофазные и двойные замыкания на землю. Они получили распространение в основном в распределительных сетях открытых горных работ с током замыкания на землю 5 А и более. Однако применение токовых защит ограничивается относительно низкой чувствительностью и, в большинстве случаев, структурой и режимом работы систем электропитания. Одна ограничивающая причина связана с необходимостью выбора тока срабатывания исходя из условия отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения и, как правило, с учетом переходного процесса, другая — с взаимным соотношением тока нулевой последовательности и собственного тока защищаемого присоединения, а также с динамикой изменения параметров распределительной сети горных предприятий.

Принцип обеспечения селективности действия токовых защит и соотношение значений токов нулевой последовательности при внутренних и внешних однофазных замыканиях на землю не позволяют их применять в сетях с компенсированной нейтралью. В таких сетях в установившемся режиме замыкания на землю при настройке компенсирующего устройства в резонанс с емкостью сети относительно земли, а также при расстройках на 10% собственный ток нулевой последовательности защищаемого присоединения оказывается, как правило, больше тока нулевой последовательности при повреждении в защищаемом присоединении. Однако при больших расстройках компенсирующего устройства (более 40%) применение токовых защит становится возможным, хотя и ограниченным из-за необходимости отстраивать защиту от бросков собственного тока в начальный период повреждения.

Устройства направленной защиты от однофазных замыканий на землю, реагирующие на параметры установившегося режима замыкания, работают на основе сравнения по фазе тока и напряжения нулевой последовательности. Наибольшее распространение в распределительных сетях открытых горных работ получили направленные устройства защиты, в которых ис-

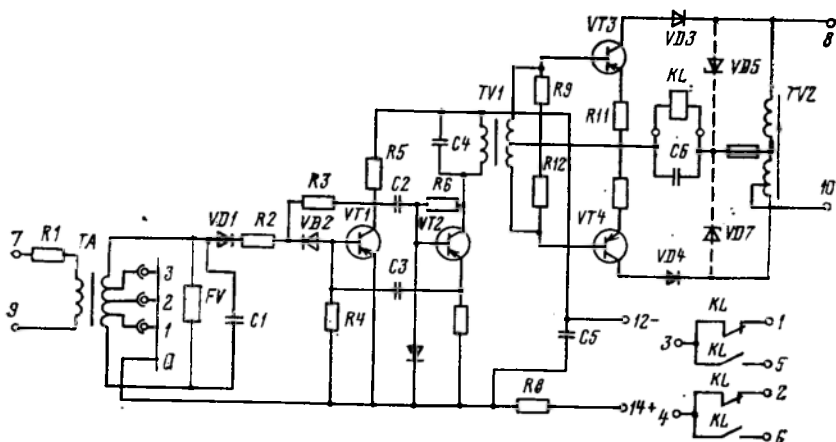


Рис. 18.1. Устройство направленной защиты от замыканий на землю ЗЗП-1М

пользуются напряжением и ток нулевой последовательности (РЗН-3 и ЗЗП-1м). Эти устройства рекомендованы только для сетей с полностью изолированной или некомпенсированной нейтралью. В таких сетях углы между токами и напряжением нулевой последовательности практически не зависят от параметров изоляции сети и переходного сопротивления в точке повреждения при однофазных замыканиях на землю.

Устройство направленной защиты от однофазных замыканий на землю ЗЗП-1м наиболее эффективное. Оно предназначено для работы в распределительных сетях напряжением 2—10 кВ с изолированной нейтралью при емкостном токе замыкания от 0,2 до 20 А с использованием серийно выпускаемых кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЗЛ, ТЗЛМ. Устройство защиты (рис. 18.1) состоит из согласующего устройства (ТА, С1, R1, R2, VD1, VD2), усилителя переменного тока (VT1, VT2) и фазочувствительного усилителя (VT3, VT4).

Основными причинами неудовлетворительной работы направленных устройств защиты следует считать наличие в сети переходных процессов, сопровождающих как возникновение замыкания фазы на землю, так и отключение поврежденного присоединения, при котором наблюдаются массовые срабатывания защит. Объясняется это тем, что переходный процесс, сопровождающий процесс восстановления напряжения фаз сети относительно земли, носит колебательный, затухающий и довольно продолжительный характер. Появляющиеся при этом сигналы, соответствующие току и напряжению нулевой последовательности, по частоте отличаются значительно от промышленной

(примерно 25 Гц) и по уровню в течение 3—6 периодов промышленной частоты превышают порог чувствительности устройств защиты. За счет различных частотных фильтров по каналам тока и напряжения устройств защиты происходит совпадение сравниваемых сигналов на фазочувствительных элементах направленных защит, установленных на неповрежденных присоединениях. К причинам, вызывающим ложную работу существующих устройств направленной защиты, следует отнести также несовершенство схемных решений. Из этой группы причин следует выделить:

недостаточную отстройку устройств по каналам тока и напряжения нулевой последовательности от высших гармонических составляющих, уровень которых может быть значительным, особенно при замыканиях через перемежающуюся дугу;

широкую угловую характеристику устройства, которая составляет примерно $180\text{--}210^\circ$, что приводит к частичному совпадению во времени сравниваемых сигналов на неповрежденном присоединении за счет их фазовых искажений, обусловленных угловыми погрешностями трансформаторов тока и напряжения, фазовыми сдвигами сигналов непосредственно в схеме устройства и т. п.

В сетях с компенсированной нейтралью фазовые соотношения между векторами токов и напряжения нулевой последовательности не являются фиксированными. Это характерно для сети с полностью изолированной нейтралью. Угол между векторами тока и напряжения нулевой последовательности в сети с компенсированной нейтралью определяется режимом настройки компенсирующего устройства и значением переходного сопротивления в точке повреждения и может изменяться в пределах $\pm 90^\circ$. Это исключает возможность применения в сетях с компенсированной нейтралью направленных устройств защиты, использующих токи и напряжение нулевой последовательности в установившемся режиме повреждения.

Применение рассматриваемого принципа выполнения направленных устройств защиты от однофазных замыканий на землю в компенсированных сетях может оказаться возможным при выполнении ограничительных условий:

автоматического поддержания настройки компенсирующего устройства в резонанс с емкостью сети или в режиме недокомпенсации;

сужения угловой характеристики не менее чем вдвое.

Результаты исследований амплитудных и фазовых характеристик тока и напряжения нулевой последовательности при двойных замыканиях на землю и замыканиях со стороны ЭП позволяют сделать вывод: направленные устройства защиты неработоспособны при нетрадиционных замыканиях на землю как в сетях с изолированной, так и с компенсированной нейтралью.

Основные причины неудовлетворительной работы направленных устройств защиты:

значительное изменение угла между векторами тока и напряжения нулевой последовательности в зависимости от места повреждения и соотношения значений переходных сопротивлений в точках повреждения;

уменьшение уровней рабочих сигналов нулевой последовательности, связанное с характером повреждений и значениями переходных сопротивлений в точках повреждения.

Для повышения функциональной надежности находящихся в эксплуатации устройств первой и второй ступени защиты от замыканий на землю разработаны изложенные ниже рекомендации, которые рассчитаны в основном на устройства защиты распределительных сетей напряжением 6 кВ открытых горных работ и справедливы для аналогичных устройств в шахтных сетях.

1. С целью уменьшить влияние переходных процессов на работу устройств защиты от замыканий на землю и исключить или уменьшить вероятность появления феррорезонансных процессов за счет включения в нейтраль сети резистора обеспечить возникновение активной составляющей тока замыкания на землю на уровне 0,5—1 емкостного тока.

Если сеть работает с полностью изолированной нейтралью, то у имеющихся в распределительной сети измерительных трансформаторов напряжения НТМИ-6 следует в соответствии с ПУЭ дополнительную обмотку нагрузить резистором (25 Ом, 100 Вт).

2. Нейтральные точки первичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения НТМИ-6, у которых дополнительная обмотка, включенная в разомкнутый треугольник, не используется по прямому назначению (рис. 18.2, а), необходимо

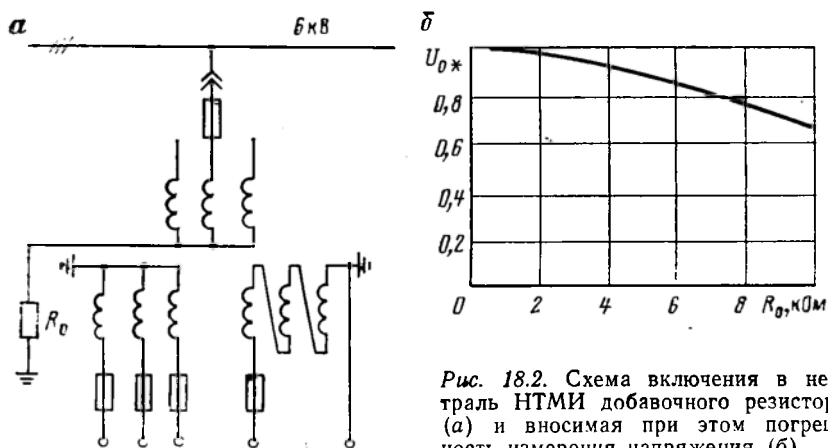


Рис. 18.2. Схема включения в нейтраль НТМИ добавочного резистора (а) и вносимая при этом погрешность измерения напряжения (б)

изолировать от земли или соединить через резистор (5 кОм, 500 Вт). Наличие трансформатора НТМИ-6 при однофазном замыкании на землю обуславливает возникновение индуктивного тока 0,15 А, который соответствует емкостному току, создаваемому кабелем сечением 95 мм² и длиной примерно 100—115 м или воздушной линией длиной около 10 км. Поэтому при включении в сеть нескольких НТМИ-6 создаются условия, когда ток замыкания в сети с изолированной нейтралью имеет индуктивный характер и происходят отказы направленных защит. Изоляция нейтральной точки большинства НТМИ-6 исключит опрокидывание фазы тока замыкания. То же достигается, если нейтральные точки НТМИ-6 соединить с землей через указанный резистор. Однако при этом дополнительная обмотка работает как фильтр напряжения нулевой последовательности и может контролировать напряжение нулевой последовательности (рис. 18.2, б). Ошибка измерения составит 20%. Такие решения за счет отключения нелинейного элемента также практически исключают появление феррорезонансных явлений.

Количество НТМИ-6 с соединенной с землей нулевой точкой обмотки высокого напряжения, работающих одновременно в электрически связанной распределительной сети, определяется из выражения:

$$n_c \leq (l_v + 70l_k)/25, \quad (18.1)$$

где l_v , l_k — соответственно суммарные длины включенных воздушных и кабельных линий в электрически связанной сети, км.

При принятом количестве трансформаторов НТМИ емкостной ток превышает индуктивный как минимум в три раза.

Количество НТМИ с соединенной с землей нулевой точкой обмотки высокого напряжения, подключенных к одной отходящей от подстанции ЛЭП для сети напряжением 6 кВ определяется из выражения

$$n_{\text{лэп}} \leq (70l_{k1} + l_{v1})/10, \quad (18.2)$$

где l_{v1} , l_{k1} — длины соответственно воздушных и кабельных частей ЛЭП.

18.4. Поиск мест повреждения в распределительных сетях

Условия работы, структура и исполнение электрических сетей горных предприятий, а также характер повреждений и их виды имеют значительные отличия. Это практически исключает возможность создания универсального метода и устройства определения места повреждения. В зависимости от типа электрических сетей, их назначения и видов повреждения к устройст-

вам определения места повреждения предъявляются соответствующие требования, которые в одном устройстве реализовать практически невозможно.

В общем случае методы и средства поиска места повреждения могут быть разделены на дистанционные и топографические. Принцип дистанционного поиска места повреждения заключается в измерении расстояния до точки повреждения от конца линии. Топографическое определение места повреждения заключается в поиске искомой точки на трассе. Указанные методы определения места повреждения можно рекомендовать и для распределительных сетей горных предприятий, так как обслуживающему персоналу в условиях открытых горных работ весьма сложно обнаруживать повреждения даже на воздушных ЛЭП.

Все методы определения места повреждения по принципу измерения разделяют на высокочастотные и низкочастотные. К высокочастотным относятся импульсные методы и метод стоячих волн. Принцип действия импульсных методов основан на измерении интервалов времени распространения электромагнитных волн (импульсов) по участкам линий. Исходя из принципа, используемого для отсчета времени генерируемых импульсов (или возникающих в месте повреждения электромагнитных волн), импульсные методы разделяют на локационные и волновые.

Локационный метод определения места повреждения заключается в измерении времени между моментом послышки в линию зондирующего электрического импульса и моментом прихода к началу линии импульса, отраженного от места повреждения. Измеряемый интервал времени между указанными моментами составит время двойного пробега импульса до места повреждения. В этом случае расстояние до места повреждения

$$l = t_{\text{д}} v / 2, \quad (18.3)$$

где v — скорость распространения импульса в линии.

Волновые методы определения места повреждений разделяют на методы односторонних и двусторонних измерений. Волновой метод односторонних измерений может использоваться как на отключенных линиях, так и на линиях, находящихся под рабочим напряжением. Метод предполагает измерение времени между моментом прихода к началу линии фронта волны, возникающей в месте повреждения, и моментом вторичного прихода фронта волны после двух отражений (в начале линии и места повреждения). Искомое расстояние определяется также по формуле (18.3), при этом $t_{\text{д}}$ принимается равным интервалу времени между моментами двух приходов отраженной волны к началу линии.

Волновой метод двусторонних измерений [26] основан на измерении времени между моментами достижения концов линии фронтами электромагнитных волн, возникающих в месте повреждения. Искомое расстояние до места повреждения (до наиболее удаленного от точки повреждения конца линии)

$$l = L/2 + \Delta t v/2, \quad (18.4)$$

где L — длина линии, на которой произошло повреждение; Δt — интервал времени между моментами прихода волн к концу линии:

$$\Delta t = t_2 - t_1 = l/v - (L - l)/v.$$

Учитывая, что интервал времени измеряется единицами микросекунд, с такой же точностью необходимо вести синхронный счет времени на обоих концах линии. Это требует послышки с одного из концов линии на другой хронизирующих сигналов для привязки моментов отсчета. Однако это значительно усложняет схему устройств определения расстояния до места повреждения и ограничивает область их применения.

К высокочастотным методам определения расстояния до места повреждения относится также метод стоячих волн, который основан на измерении полного входного сопротивления поврежденной линии в широком диапазоне частот (рис. 18.3). К началу поврежденной линии подключают генератор переменной частоты ГЧ через трансформатор ТВ и вольтметр РВ. Изменяя частоту генератора, снимают показания вольтметра для различных частот и строят кривую изменения напряжения от частоты. Интервал между соседними резонансными частотами, соответствующими минимальным или максимальным показаниям вольтметра,

$$\Delta f_x = v/2l, \quad (18.5)$$

где l — расстояние от начала линии до места повреждения.

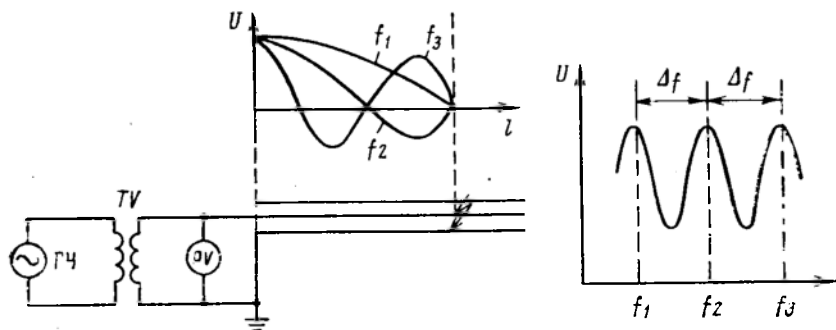


Рис. 18.3. Схема подключения и характер изменения напряжения в начале линии от частоты сигнала при методе стоячих волн

Искомое расстояние

$$l = v / (2\Delta f_x). \quad (18.6)$$

Наличие переходного сопротивления в месте замыкания фазы на землю обуславливает заметное уменьшение диапазона колебаний входного сопротивления, что затрудняет определение резонансной частоты.

В большей степени затрудняются измерения указанным методом на неоднородных линиях. В этом случае возникают дополнительные стоячие волны (за счет неоднородностей), которые накладываются на волны, вызванные повреждением. Этот метод не допускает также использование различных волновых каналов (например, фазный проводник и оболочку кабеля).

К низкочастотным методам дистанционного определения места повреждения относятся петлевые и емкостные методы, а также методы определения по параметрам аварийного режима. Петлевой метод основан на измерении сопротивления постоянному току отрезков жил кабеля по принципу моста постоянного тока. Его рекомендуется использовать при отсутствии импульсных приборов. Емкостной метод определения расстояния до места повреждения основан на измерении емкостей участков жил кабельной линии с использованием мостов переменного тока на частоте 1 кГц. Метод используется при обрывах жил кабеля с сопротивлением изоляции в месте повреждения не менее 300 Ом (при меньших сопротивлениях точность измерения резко снижается).

Методы определения места повреждения по параметрам аварийного режима подразделяются на односторонние и двусторонние (в зависимости от расположения измерительных средств по концам линии). Двусторонний метод позволяет исключить влияние переходного сопротивления в месте повреждения на точность определения расстояния до места повреждения. Метод предназначен для стационарных сетей (известны требуемые характеристики линии) для определения места на однородных воздушных линиях. Топографические методы определения места повреждения относятся к низкочастотным и разделяются на индукционные, электромеханические, акустические и потенциальные. Индукционный метод определения места повреждения основан на изменении вдоль трассы линии магнитного поля, которое улавливается соответствующими датчиками. Для создания магнитного поля используется ток как промышленной частоты и его гармонические составляющие, так и ток повышенной частоты (до 10 кГц) от специального генератора. Электромеханические методы определения места повреждения основаны на фиксации механических усилий, создаваемых за счет энергии тока КЗ. При замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью ток замыкания не может обеспечить срабатывание

устройств, реализующих этот метод. Акустический метод используется для отыскания повреждения кабелей, проложенных в земле, и основан на улавливании на трассе акустических (механических) колебаний, возникающих на поверхности грунта при искровом разряде в изоляции кабеля. Искровой заряд в месте повреждения обеспечивается использованием специальных устройств, подключаемых на конце кабельной линии. Потенциальные методы определения места повреждения основаны на измерении вдоль трассы кабельной линии электрических потенциалов, создаваемых протекающими по оболочке кабеля и в земле токами (постоянный или переменный звукового диапазона).

Для оценки возможности применения рассмотренных методов определения места повреждения в распределительных сетях открытых горных работ следует учесть, что карьерные линии электропередачи отличаются в основном физическими параметрами: протяженностью, количеством ответвлений, емкостью относительно земли и т. п. Эти линии относятся к неоднородным линиям. Каждая линия, как правило, выполняется воздушной и имеет кабельные ответвления. Кроме того, к таким линиям подключают несколько прикючательных пунктов с встроенными измерительными трансформаторами, которые усугубляют неоднородность ЛЭП. Основные выводы в оценке применения указанных методов:

1. Локационный метод определения места повреждения относится к методам независимым, поскольку имеется независимый источник зондирующих импульсов и метод не связывается с режимом повреждения и т. п. Применение локационного метода для условий карьерных ЛЭП, учитывая наличие неоднородностей, обуславливает появление помех (отраженные импульсы от неоднородностей). Измерения локационным методом при высокой чувствительности устройств позволяют фиксировать импульсы, отраженные от изоляторов воздушных линий.

2. Волновые методы определения места повреждения применяют для отыскания повреждений типа искровой промежуток с восстанавливающимися (частично) изоляционными свойствами. Для этих методов требуется специальный источник для заряда линии до напряжения пробоя. Устройство, реализующее указанный принцип, должно обладать высокой точностью измерения временных интервалов, так как разность во времени прихода волн к концам линии составляет микросекунды. Необходимо также иметь специальные средства для синхронизации начала отсчета времени на обоих концах линии. Основное препятствие, не позволяющее применять волновые методы определения места повреждения в карьерных сетях, — необходимость выполнения измерения с обоих концов линии, что весьма сложно обеспечить в условиях карьера.

3. Метод стоячих волн, основанный на фиксации резонансных частот для контролируемой линии, практически не может быть использован для определения расстояния до места повреждения в карьерных линиях, так как из-за неоднородности карьерных линий и наличия переходного сопротивления в точке замыкания вносятся значительные погрешности.

4. Петлевой метод рекомендован только для кабельных линий (не смешанных) и требует использования обоих концов линии. Кроме того, точность измерения значительно зависит от переходного сопротивления в точке замыкания.

5. Емкостной метод предназначен только для обнаружения обрыва жилы кабеля и по этой причине не может быть использован в карьерных сетях, для которых наиболее характерны повреждения в виде нарушения изоляции фаз относительно земли.

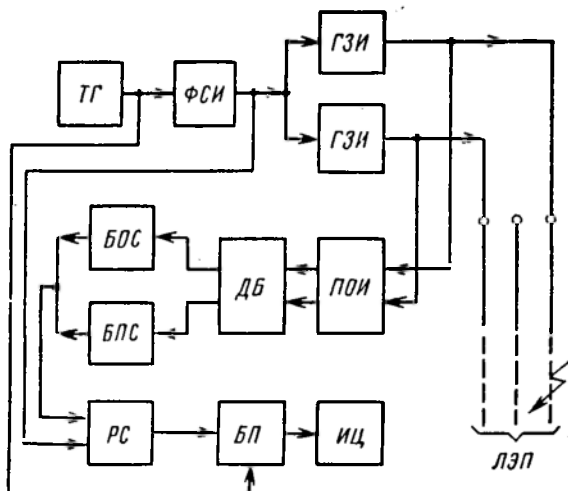
6. Определение места повреждения по параметрам аварийного режима в карьерных распределительных сетях при однофазных замыканиях на землю использовать практически не представляется возможным по следующим причинам: значения тока нулевой последовательности при замыканиях одной фазы на землю определяются не физическими параметрами поврежденного присоединения, а параметрами всей электрически связанной сети; на значения параметров аварийного режима существенное влияние оказывает переходное сопротивление в точке замыкания, причем это влияние зависит от параметров изоляции сети относительно земли, режима работы нейтрали сети; конфигурация и физические параметры карьерных сетей постоянно значительно изменяются в течение одной смены.

7. Из топографических методов определения места повреждения для карьерных сетей наиболее перспективен индукционный метод, так как кабельные линии в карьерах прокладывают по поверхности.

Таким образом, наиболее приемлемым для условий эксплуатации карьерных распределительных сетей напряжением 6—10 кВ следует считать локационный метод, суть которого — подача в линию импульсных сигналов.

Для специфических карьерных сетей предлагается использовать комбинированный локационный метод, при котором зондирующие импульсы от генератора зондирующих импульсов (ГЗИ) подаются в проводники двух фаз: поврежденной и неповрежденной, а приемник сигналов (ПС) производит сложение импульсов одной фазы с инвертированными импульсами (ИП) другой фазы. В этом случае при наличии симметричных неоднородностей на обрабатываемой линии (например, ответвление и подключение к воздушной линии кабеля; изоляторы на опорах воздушных линий и т. п.) сигналы в приемнике ПС компенсируют друг друга. Отраженный сигнал от места КЗ или обрыва

Рис. 18.4. Функциональная схема устройства дистанционного определения места повреждения



приходит один, что и фиксируется устройством как расстояние до места повреждения. Информация о расстоянии до места повреждения карьерной линии выводится на световое табло с цифровой индикацией.

На рис. 18.4 показана функциональная схема устройства дистанционного определения места повреждения для электрических сетей открытых горных работ. Устройство содержит следующие функциональные элементы:

ТГ — тактовый генератор для создания опорной частоты;

ФСИ — формирователь синхронизирующих импульсов, обеспечивающих синхронную работу генераторов зондирующих импульсов;

ГЗИ — генераторы зондирующих импульсов для формирования сигналов и согласования схемы с фазными проводниками линии;

ПОИ — приемник отраженных импульсов для приема и обработки отраженных от места повреждения зондирующих импульсов;

ДБ — дифференциальный блок, суммирующий отраженные зондирующие импульсы поврежденной и неповрежденной фаз линии, предназначен для отстройки от помех, обусловленных неоднородностями ЛЭП;

БОС — блок фиксации и преобразования отраженных сигналов отрицательной полярности;

БПС — блок фиксации и преобразования отраженных сигналов положительной полярности;

РС — регистратор сигналов для фиксации времени между моментом подачи в линию зондирующих сигналов и моментом

возврата отраженного от места повреждения зондирующего сигнала;

БП — блок пересчета, выполняющий перевод зафиксированного времени между моментами подачи и возврата импульса в расстояния (м) до места повреждения;

ИЦ — индикатор цифровой, выдающий информацию о расстоянии до места повреждения.

Контрольные вопросы

18.1. Каковы основные особенности эксплуатации электрических сетей на открытых горных работах?

18.2. Какие ЛЭП относятся к передвижным и в чем особенности их конструктивного исполнения?

18.3. Почему на открытых горных работах получили преимущественное распространение смешанные воздушно-кабельные ЛЭП?

18.4. Какой вид повреждений преобладает в распределительных сетях карьеров?

18.5. Назовите наиболее характерные причины повреждаемости карьерных сетей.

18.6. Какие элементы распределительных сетей наименее надежны?

18.7. Какая доля однофазных замыканий на землю переходит в двойные?

18.8. Какие виды защит применяют в распределительных сетях открытых горных работ?

18.9. В чем состоят принципы выполнения устройств защиты от замыканий на землю в распределительных сетях?

18.10. Назовите основные причины неудовлетворительной работы токовых защит от замыканий на землю.

18.11. Приведите основные причины отказов и ложной работы направленных защит от замыканий на землю.

18.12. Каковы методы повышения функциональной надежности устройств защиты от замыканий на землю?

18.13. Назовите известные Вам принципы определения мест повреждения.

18.14. Какие факторы ограничивают применение средств дистанционного определения мест повреждения в карьерных сетях?

18.15. В чем суть комбинированного локационного метода определения места повреждения?

Темы рефератов

1. Анализ причин и последствий аварийных режимов в распределительных сетях открытых горных работ.

2. Оценка работоспособности, принципов и устройств защиты от замыканий на землю в условиях распределительных сетей карьеров.

3. Поиск мест повреждения в карьерных сетях напряжением выше 1000 В.

19. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТА

19.1. Характеристика электроприемников транспорта

Перевозка горной массы на открытых разработках с использованием электроэнергии осуществляется конвейерами, дизель-троллейбусами, электровозами и тяговыми агрегатами.

Средства транспорта выбирают на основе анализа ряда факторов: глубины разработки карьера, объемов перевозок, расстояния доставки грузов, углов подъема и др.

Конвейерный транспорт относится к средствам непрерывного действия. Он используется при поточной технологии добычи полезных ископаемых и только начинает широко применяться на новых и проектируемых глубоких карьерах. Конвейерный транспорт (в основном ленточные конвейеры) наиболее эффективен на значительных подъемах (300—320%). Ленточные конвейеры оснащаются однодвигательными и многодвигательными приводами мощностью до нескольких тысяч киловатт. Преимущественное применение получили асинхронные двигатели с короткозамкнутым (для привода малой мощности до 100 кВт) или фазным ротором с напряжением питания 6 кВ от подстанций общего назначения. Выполнение электроснабжения конвейеров не отличается от других общепромышленных установок.

Дизель-троллейбусы — в настоящее время опытный электрифицированный автомобильный транспорт. Автосамосвалы грузоподъемностью 110 т модернизированы за счет установки на них токоприемников для подключения к внешней контактной сети постоянного тока напряжением 1200 В. В контактном режиме питания дизель-троллейбусы работают только на подъемах с грузом из карьера, а в остальных эксплуатационных режимах — с приводом от собственной дизель-генераторной установки. В перспективе намечены разработки дизель-троллейбусов грузоподъемностью 180 т.

Наиболее распространен на горных предприятиях электрифицированный железнодорожный транспорт с обособленной системой электроснабжения. Ее основные элементы — тяговые подстанции, тяговая сеть и токоприемные устройства электропоездов или тяговых агрегатов.

Применяемые на горных работах промышленные электропоезды отличаются большими сцепной массой и силой тяги, относительно малыми скоростями движения. Они способны преодолевать затяжные подъемы до 40% (с моторными думпкарами до 60%) и проходить кривые участки пути с закруглениями радиусом до 50—80 м. По роду тока питания от тяговой сети они классифицируются на электропоезды постоянного и переменного тока. Их основные параметры — сцепная масса, мощность тяговых двигателей и источника автономного (вспомогательного) питания. Характеристики электропоездов как электроприемников приведены в табл. 19.1.

Основным направлением совершенствования карьерных локомотивов на электрической тяге явилось создание тяговых агрегатов, состоящих из электропоезда управления и моторных думпкаров или электропоезда управления, секции автономного

Таблица 19.1

Основные данные электрозвозов промышленного транспорта

Параметры	Значения параметров электрозвозов					переменного тока
	постоянного тока					
	21E1	26E2M	EL-1	EL-2	D94	
Сцепная масса, т	150	180	150	100	94	
Номинальное напряжение, кВ	1,5	1,5	1,5	1,5	10	
Сила тяги, кН	194	311	237	157	196	
Скорость в часовом режиме, км/ч	28	28,7	31,0	31,0	30,0	
Мощность, кВт	1560	2550	2100	1400	1650	
Ток тягового двигателя, А (часовой/ /длительный)	$\frac{190}{148}$	$\frac{300}{260}$	$\frac{250}{205}$	$\frac{250}{205}$	$\frac{525}{340}$	
Число двигателей	6	6	6	4	4	
Рабочая высота токоприемников, м:						
центрального	5,1—6,5	5,24—6,84	5,1—6,5	5,1—6,5	5,5—7	
боковых	4,1—4,5	4,1—4,5	4,4—5,3	4,4—5,3	4,4—5,3	
Расстояние от оси пути до бокового контактного провода, м	2,2—2,7	2,6—3,26	2,6—3,2	2,6—3,2	2,9—3,9	

Таблица 19.2

Основные данные тяговых агрегатов промышленного транспорта

Параметры	Значения параметров тяговых агрегатов							
	постоянного тока			переменного тока				
	ПЭ2М	ПЭ1	ПЭЗТ	ЕЛ-10	ОПЭ1	ОПЭ2	ОПЭ1А	ОПЭ1Б
Сцепная масса, т	368	368	372	356	360	372	372	372
Номинальное напряжение, кВ	1,5/3	3	1,5/3	10	10	10	10	10
В часовом режиме: сила тяги, кН	681/681	695	325/650	668	795	650	683	683
скорость, км/ч	13,6/28,9	28,9	24/30	25,7	28,5	29,5	29,0	29,0
мощность, МВт	2,57/5,46	5,46	2,16/5,41	4,92	6,48	5,32	5,6	5,6
Ток двигателя, А (часовой — длительный)	—	$\frac{330}{300}$	—	$\frac{510}{445}$	$\frac{560}{476}$	—	$\frac{330}{300}$	—
Число двигателей	—	12	—	12	12	—	12	—
Рабочая высота токоприемников, м: центрального	5,5—7	5,5—7	5,5—7	5,37—7,27	5,65—7,15	5,6—7,1	5,6—7,1	5,6—7,1
боковых	4,5—5,3	4,5—5,3	4,4—5,3	4,65—5,45	4,4—5,3	4,52—5,32	4,52—5,32	4,52—5,32
Расстояние от оси пути до бокового контактного провода, м	3,2—4	3,2—4	3,2—4	2,5—3,2	—	3,2—4	3,2—4	3,2—4

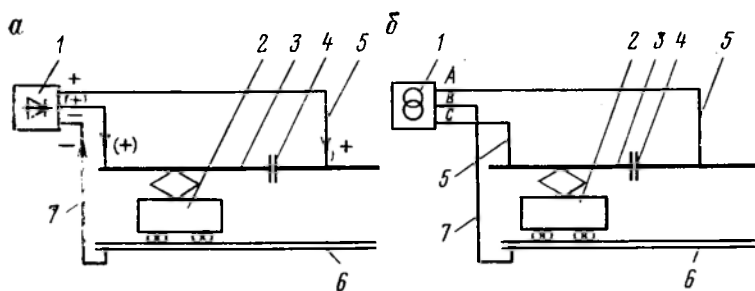


Рис. 19.1. Элементы схемы электроснабжения электровозов на постоянном (а) и переменном (б) токе:

1 — тяговая подстанция; 2 — электровоз; 3 — контактная сеть; 4 — секционный изолятор; 5 — питающая линия; 6 — рельсовая цепь; 7 — отсасывающая линия

питания и моторного думпкара (табл. 19.2). Электровозы и тяговые агрегаты могут иметь комбинированное питание: основное от тяговой сети, получаемое контактным путем через токоприемник, и резервное (вспомогательное) от дизельной установки или аккумуляторной батареи, установленных на локомотиве. Локомотивы и моторные думпкары имеют электропривод постоянного тока. Поэтому на электровозах, питаемых на переменном токе, осуществляется его выпрямление.

Основное питание электровозов осуществляется от тяговой сети (рис. 19.1). Электрические цепи электровоза подключаются к контактной сети через центральные или боковые (при боковом расположении контактной сети) токоприемники, к рельсовой цепи через ходовые части и контакты колес с рельсами. Тяговая сеть переменного тока выполняется однофазной (фазы А и С используются для питания разных участков секционированной тяговой сети, а фаза В подключается к рельсовой цепи). Наибольшее распространение получили сети на напряжение 10 и 25 кВ. Тяговая сеть постоянного тока применяется с напряжениями 0,55; 1,5 и 3,0 кВ (полюс «+» присоединяется к контактной сети, а полюс «—» — к рельсовой цепи). Конструктивные элементы тяговой сети переменного и постоянного тока одинаковы.

Тяговые подстанции получают питание от районных распределительных сетей энергосистем и выполняют преобразование параметров трехфазной системы тока частоты 50 Гц с напряжением 6—220 кВ в однофазный переменный ток частоты 50 Гц на напряжения 10,5 и 27,5 кВ или выпрямленный ток напряжением 0,6; 1,65 и 3,3 кВ.

Далее рассмотрены элементы и расчет системы тягового электроснабжения как наиболее распространенной на открытых горных работах.

19.2. Схемы и электрооборудование тяговых подстанций

По конструктивному исполнению тяговые подстанции могут быть стационарными или передвижными. Месторасположение подстанций, число единиц устанавливаемого на них электрооборудования определяется тяговыми нагрузками, конфигурацией транспортной схемы горных разработок и соответствующей ей протяженностью электрифицированных участков пути, значением напряжения тяговой сети.

Стационарные подстанции монтируются на бортах карьеров и обычно обеспечивают питание секций стационарной контактной сети на конечных участках разветвленной транспортной схемы или всей контактной сети для небольших карьеров. Стационарные тяговые подстанции могут выполняться несовмещенными и совмещенными, обычно с ГПП предприятия в части ОРУ ВН. Передвижные подстанции используются при значительной протяженности сети, монтируются на железнодорожных платформах (или поставляются в таком виде комплектно) и передвигаются вслед за фронтом горных работ, питая секции передвижной контактной сети.

По роду тока в тяговой сети различают тяговые подстанции однофазного переменного тока и постоянного тока, которые еще подразделяются по значению тягового напряжения.

Тяговые подстанции однофазного переменного тока по элементам электрической схемы практически ничем не отличаются от общепромышленных понизительных подстанций. Если они выполняются совмещенными, то на вторичном напряжении имеют отдельное распределительное устройство тягового напряжения, которое получает питание от специально выделенных для тяговой нагрузки силовых трансформаторов. В качестве понизительных трансформаторов устанавливаются трехфазные общего исполнения со вторичной обмоткой, включенной в треугольник.

Трансформаторы, питающие тяговую нагрузку, включаются на параллельную работу пофазно на стороне тягового напряжения (рис. 19.2). Распределительное устройство тягового напряжения секционируют по рабочим фазам A и C , а фаза B заземляется. В РУ в целях повышения надежности для каждой рабочей фазы резервируется выключатель в цепях питания контактной сети. Между каждой рабочей фазой и землей включается компенсирующее устройство для генерации реактивной мощности (среднее значение коэффициента мощности тяговой нагрузки равно 0,7). В однофазном компенсирующем устройстве последовательно статическим конденсаторам включен реактор. Их настраивают на частоту третьей гармоники (для всех высоких частот значение индуктивного сопротивления больше

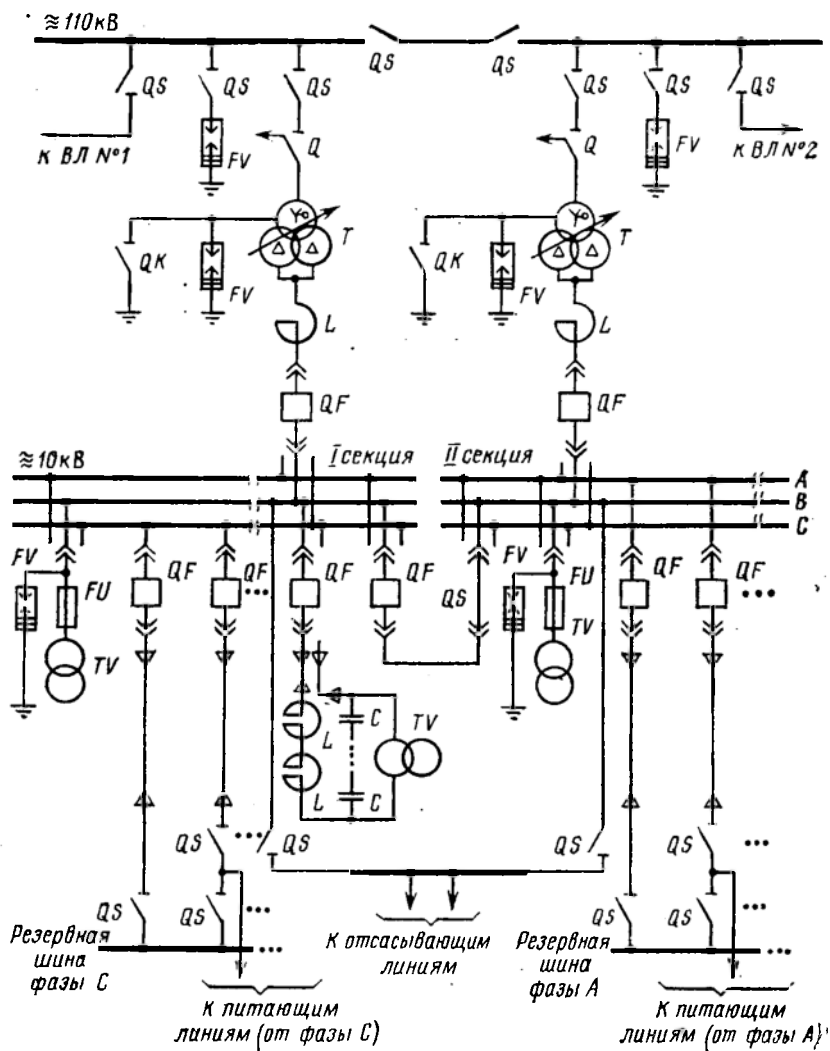


Рис. 19.2. Схема тяговой подстанции однофазного переменного тока

значения емкостного сопротивления, чем предотвращается возникновение резонанса).

Тяговые подстанции постоянного тока состоят из ОРУ ВН, выпрямительных агрегатов, распределительного устройства постоянного тока, сглаживающих устройств, трансформаторов и щита собственных нужд (рис. 19.3).

Выпрямительные агрегаты подключаются на напряжение 35 кВ или 6—10 кВ, в зависимости от значения питающего тяговую подстанцию напряжения на ОРУ могут быть установлены понижающие на это напряжение силовые трансформаторы общего исполнения. На тяговых подстанциях промышленного транспорта применяются агрегаты: УВКП-1 — на выпрямленное напряжение 1,65 кВ и номинальный выпрямленный ток 2000 А; ПВЭ-ЗУ2, ПВЭ-ЗМУ2, ПВЭ-5АУ1, ПВЭ-5АМУ1 — на напряжение 3,3 кВ и номинальный выпрямленный ток 3000 А. Выпрямительный агрегат состоит из питающего трансформатора, шкафов вентилей (схемы включения вентилей — трехфазная мостовая либо шестифазная нулевая), однополюсного быстродействующего выключателя (применяются серии ВАБ-2, АБ-2/4, ВАБ-28, ВАБ-42, ВАБ-43), управляемого реактора для плавного регулирования напряжения выпрямителя под нагрузкой, шкафа управления и защиты, устройств защиты от перенапряжений (разрядники и защитные контуры из конденсаторов и резисторов).

Распределительное устройство постоянного тока на напряжения 1,65 и 3,3 кВ комплектуется из шкафов типа КРУТП необходимого назначения: вводные (ШВ) с двумя быстродействующими выключателями ВАБ-43-6300/30-Л соответственно на полюсы «+» и «—», отходящие линии (ШЛ), питающие контактную сеть, и резервный (ШР) с установленными в них по одному ВАБ-43/1-4000/30-Л, комбинированный (ШК) с разрядником, короткозамыкателем, предохранителем и переключателем фильтрующих устройств. Выключатели ВАБ обеспечивают защиту от перегрузок и КЗ.

Технические характеристики выпрямительных агрегатов, быстродействующих выключателей, шкафов КРУТП приведены в справочной литературе.

Распределительное устройство постоянного тока имеет три сборные шины. Из них шина «+» является рабочей и при нулевой схеме выпрямления к ней присоединяются катоды всех выпрямительных агрегатов тяговой подстанции. Шина «(+)» — запасная и используется при необходимости для замены выключателя питающей линии резервным, шина «—» соединяет нулевые точки трансформаторов выпрямительных агрегатов и отсасывающие линии. Питающие линии контактной сети подключаются к шине «+» через автоматические выключатели шкафов ШЛ.

Для сглаживания пульсаций выпрямленного тока агрегатов к сборным шинам распределительного устройства постоянного тока подключают фильтрующее устройство, состоящее из сглаживающего реактора и резонансных контуров, в которых замыкаются высокочастотные составляющие пульсаций.

19.3. Устройство тяговой сети

Тяговая сеть состоит из совокупности элементов: контактной сети; питающей и отсасывающей линий; распределительных пунктов; пунктов питания; усиливающих проводов; отсасывающих пунктов; рельсовой цепи. Эти элементы служат для распределения и передачи электроэнергии локомотивам. Безопасность эксплуатации обеспечивается установкой устройств защитного заземления элементов тяговой сети и средств защиты от атмосферных перенапряжений, блуждающих токов и при необходимости защиты от замыкания провода контактной сети на ковш экскаватора, груз думпкара и землю.

По конструктивному исполнению элементы тяговой сети весьма разнообразны. Это продиктовано природными условиями в месте устройства тяговой сети, наработанными техническими решениями и конструктивным соответствием принятой технологической транспортной схеме.

Контактная сеть является как бы низшей ступенью распределения электроэнергии, поступающей от тяговых подстанций. Она служит для передачи ее электровозам через скользящие контакты с их токоприемниками. Распределение электроэнергии от тяговых подстанций осуществляется к отдельным секционированным участкам контактной сети. Секционирование выполняется как для удобства ремонта и обслуживания участков, выделения откаточных путей различного назначения, так и для выравнивания тяговой нагрузки на рабочие фазы тяговой подстанции переменного тока. В секции выделяют: каждый из главных путей станций и путей перегонов; пути сортировки, приема и отправления вагонов; пути погрузочно-разгрузочных работ; пути осмотра крышевого оборудования электровозов; экипировочные пути; пути депо; пути отстоя электровозов; передвижные пути на рабочих горизонтах и уступах отвалов.

Контактная сеть делится на секции на прямых горизонтальных участках. Секции разделяют секционными изоляторами, нейтральными вставками или / изолирующими сопряжениями. Секционные изоляторы не устанавливаются на кривых участках пути и подъемах свыше 5‰, где секционирование выполняется с использованием изолирующего сопряжения.

Секции контактной сети могут быть соединены разъединителями. В качестве секционных разъединителей и для подключе-

ния питающих линий применяют: при постоянном токе разъединитель РСУ-3000/3,3; при переменном токе напряжением 10 и 25 кВ — соответственно РЛНД-10 и РЛНД-35. В местах разделения зон питания от разных фаз разъединители не устанавливаются, а в случае применения электровозов с двумя токоприемниками делается нейтральная вставка, исключающая питание электровоза одновременно от двух секций. Питание секции контактной сети может выполняться радиальным от одной или параллельным (двусторонним) от двух тяговых подстанций. Несмотря на преимущества двустороннего питания (равномерное распределение тяговых нагрузок на подстанции, снижение потери мощности и напряжения), в контактных сетях промышленного транспорта преимущественно применяют раздельное питание секций для простоты управления и эксплуатации.

Технологическое назначение железнодорожного пути часто предопределяет выполнение контактной сети как постоянной, ограниченно передвижной или передвижной, с центральным или боковым расположением в ней контактного провода относительно оси рельсового полотна. Передвижная контактная сеть, устраиваемая на перемещаемых путях в забоях и отвалах карьеров (загрузка думпкаров выполняется экскаваторами), имеет боковое расположение контактного провода, который подвешивается на передвижных отдельно стоящих или жесткосвязанных с рельсами опорах. Ограниченно передвижную контактную сеть оборудуют на заездах на рабочие горизонты и уступы, на участках со скальными грунтами, где трудно устанавливать фундаментные опоры.

Постоянную контактную сеть устраивают на стационарных путях транспортирования, на станциях, разъездах и перегонах, многопутных участках.

В качестве контактного провода применяют медные, бронзовые, сталемедные и сталеалюминиевые провода (ГОСТ 2584—75). Наибольшее распространение на карьерном транспорте получили медные фасонные провода марок МФ, МФО и бронзовые марок БрФ, БрФО сечением 85, 100, 120 и 150 мм².

Питающие и усиливающие линии выполняют воздушными или кабельными. Размещают их совмещенными на опорах контактной сети с контактным проводом либо по самостоятельным трассам, что решается в зависимости от конкретного расположения тяговой подстанции и тяговой сети на площадке горных работ. При совмещенном расположении на несущих опорах контактной сети эти линии размещают с полевой стороны опор, провода высокого напряжения — выше проводов низкого напряжения.

Электрические соединения между проводами контактной сети, перемычки между питающими и усиливающими линиями

выполняют медными многопроволочными проводами марок М и МГ сечением 70 и 95 мм².

Распределительные пункты устраивают в тяговой сети сравнительно больших карьеров, где необходимо создание групповых питающих линий. Распределительный пункт имеет вводной и линейные автоматические выключатели. В аварийных режимах с использованием этих коммутационных аппаратов путем отключения локализуется поврежденный участок тяговой сети.

Отсасывающие линии при малых значениях тока выполняются аналогично питающим линиям. При больших значениях тока отсасывающие линии постоянного тока сооружают в виде шинно- или рельсопроводов: в качестве проводников используют алюминиевые шины или отслужившие срок железнодорожные рельсы Р-43, Р-50, Р-65, которые прокладывают обычно в специальных бетонных каналах, а в карьерах — на шпалах. Для отсасывающих линий переменного тока рельсы прокладывают без изоляции в земле на глубине 0,7 м.

Питающие пункты служат для подключения питающих линий к контактному проводу. Их монтируют, как правило, на несущей и дополнительной опорах.

Отсасывающие пункты служат для подключения отсасывающих линий к рельсовой цепи. В зависимости от выполнения в отсасывающей линии осуществляется глухое подключение рельсовой цепи с выводом цепи отсоса: на опору (в случае воздушной отсасывающей линии), в специальный колодец к кабельной отсасывающей линии или рельсопроводу.

Рельсовая цепь создается на рельсовой колее путем установки стыковых, междурельсовых и междупутных соединителей. Их выполняют из медного провода марок М и МГ для цепи переменного тока сечением не менее 50 мм² и 70 мм² для цепи постоянного тока. Междурельсовые и междупутные соединители также изготавливают из стального провода диаметром 12 мм или стальной шины 40×3 мм². Их устанавливают соответственно через 300 и 600 м. Если рельсы не используются как проводники цепи сигнализации, централизации и автоблокировки (СЦБ), то в тяговой рельсовой цепи задействуются обе нитки рельсов.

Заземление всех металлических конструкций в зоне до 5 м от контактного провода, элементов и опор тяговой сети выполняется для обеспечения безопасности обслуживания сети и повышения надежности работы защит от токов КЗ.

Опоры питающих линий, удаленные от тяговой подстанции и от рельсовой цепи более чем на 10 м, дополнительно заземляют на специальные заземлители и заземляющие контуры у каждой опоры. В заземляющей сети в целях обеспечения надежной работы СЦБ могут быть предусмотрены искровые

промежутки, рассчитываемые на пробой при определенном значении напряжения в аварийных режимах работы тяговой сети.

Защиту тяговой сети от атмосферных перенапряжений, возникающих при грозе, осуществляют с помощью максимальной токовой защиты (основная защита) и разрядников (дополнительная защита). Максимальную токовую защиту устанавливают в ячейках распределительного устройства для отходящих присоединений на тяговой подстанции. В тяговой сети постоянного тока применяют роговые разрядники, а в сети переменного тока — трубчатые разрядники. Их устанавливают: на каждой секции контактной сети; в пролетах контактной сети, которые анкеруются к искусственным сооружениям; в местах пересечения контактной сети с газопроводами; на питающих линиях в месте их присоединения к контактной сети; в местах перехода подвески контактного провода (боковая, центральная) или участков стационарной и передвижной контактной сети.

Защита от блуждающих токов в подземных металлических сооружений предусматривается в основном в системах электроснабжения транспорта на постоянном токе. Физическая природа протекания блуждающих токов и его отрицательных последствий следующая. Из рельсовой цепи часть тока ответвляется и протекает в земле. Эта часть тока, называемая блуждающим током, протекает и по находящимся в земле металлическим сооружениям (трубопроводы, кабели, арматура и т. п.). Участки входа в металл блуждающего тока имеют отрицательный потенциал, а зоны выхода блуждающего тока в землю — положительный (анод). В анодной зоне металл разрушается электрокоррозией.

Для защиты от блуждающих токов используют пассивные и активные меры и средства. Пассивные меры реализуются в направлениях ограничения значений ответвляющегося в землю тока и в изоляционном защитном покрытии металлических сооружений или прокладке их в каналах, туннелях без контакта с землей. Значения блуждающих токов уменьшаются при увеличении проводимости рельсовой цепи.

Активные средства защиты от блуждающих токов состоят в изменении распределения потенциалов между рельсовой цепью и защищаемым металлическим сооружением. Для этого используют устройства электрического дренажа и применяют катодную и протекторную защиты.

Электрический дренаж заключается в подключении металлического сооружения изолированным от земли проводником к отсасывающему пункту (простой дренаж) или к отрицательной шине на тяговой подстанции (глубокий дренаж). В результате на защищаемом металлическом сооружении создается отрицательный по отношению к земле потенциал и блуждающие

токи будут не возвращаться в землю, а замыкаться по цепи дренажа. Такое распределение потенциала будет сохранено, если в месте подключения дренажного проводника к рельсовой цепи потенциал будет отрицательным по отношению к земле.

Устройство катодной защиты заключается в наложении отрицательного потенциала на защищаемый объект от внешнего источника постоянного тока (катодная станция). Положительный полюс этого источника подключается к специальным электродам заземления (анодный заземлитель), которые подвергаются разрушающему действию — электрокоррозии. Суть протекторной защиты — создание такого рассредоточенного гальванического элемента (источника питания), в котором катодом является защищаемое металлическое сооружение, а анод изготавливается из более электроотрицательного металла, чем металл защищаемого сооружения. Этот вид защиты аналогичен катодной защите только с гальваническим источником питания — с электродами из разнородных металлов.

Пассивные меры защиты от блуждающих токов предусматривают при сооружении сети, а активные — в процессе эксплуатации тяговой сети с учетом результатов измерений их реального уровня.

19.4. Расчет системы электроснабжения электровозов (тяговых агрегатов)

Электровозы и тяговые агрегаты промышленного транспорта по обеспечению надежности электроснабжения являются электроприемниками второй категории. Для них допустимы перерывы электроснабжения на период времени, необходимый для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Проектирование системы электроснабжения электровозов выполняют на основе результатов тяговых расчетов подвижного состава. Основные этапы проектирования:

- выбор источников питания и питающего напряжения во внешнем электроснабжении;

- выбор напряжения и рода тока в тяговой сети;

- определение нагрузок, создаваемых электровозами на участках движения;

- расчет тяговых подстанций и выбор их месторасположения;

- расчет питающей сети внешнего электроснабжения, который не отличается от расчетов для других промышленных предприятий;

- поверочный электрический расчет тяговой сети;

- расчет токов КЗ.

Источником питания тяговых подстанций является районная энергосистема. Связывающие с ней линии электропе-

редачи могут иметь напряжение 6, 10, 35, 110 (150) и 220 кВ. Выбор значения напряжения линий производят на основе технико-экономических расчетов по приведенным затратам из ряда имеющихся на районных подстанциях энергосистемы.

Род тока и значение напряжения в тяговой сети принимают в результате анализа следующих условий и факторов:

- производительности карьера;
- протяженности тяговой сети;
- приведенных затрат на систему внутреннего электроснабжения транспорта, локомотивы и вагоны, защитные мероприятия от коррозии подземных сооружений и др.;
- сопрягаемости промышленного транспорта с железнодорожным магистральным;
- параметров находящихся в эксплуатации тяговых сетей и локомотивов;

перспектив развития горных работ и системы транспорта.

На существующих карьерах небольшой производительности тяговая сеть имеет напряжение 600 и 825 В; для новостроящихся карьеров принимают напряжение 1,5 или 3,0 кВ постоянного и 10 или 25 кВ (в перспективе) переменного однофазного тока.

Нагрузки, создаваемые электровозами, зависят от профилей пути участков движения и эксплуатационных режимов работы локомотива с подвижным составом. Кроме этого, скорость движения v и сила тяги F электровоза (тягового агрегата) зависят от значений напряжения на зажимах двигателя и тока, протекающего в его обмотках. Зависимости $v = \varphi(I)$ и $F = f(I)$ называются электромеханическими характеристиками, а зависимость $F = \psi(v)$ — тяговой характеристикой локомотива.

В расчетах электроснабжения электромеханические характеристики используют для определения значений тока двигателя и скорости локомотива при движении по различным профилям пути и в различных эксплуатационных режимах (по известным из тяговых расчетов значениям силы тяги на этих участках или режимах).

Нагрузки секций контактной сети зависят от количества электровозов, которые одновременно получают от них питание. Установить их число можно по графикам движения или из анализа статистических данных наблюдений за размерами движения аналогичной системы транспорта на карьерах соответствующей производительности. По токовым нагрузкам секций производят выбор сечения контактного провода и питающих их линий. Рекомендуемые значения плотности тока при выборе сечений: для медных контактных и голых многопроволочных проводов 6—6,5 А/мм²; для алюминиевых голых проводов 3—3,5 А/мм².

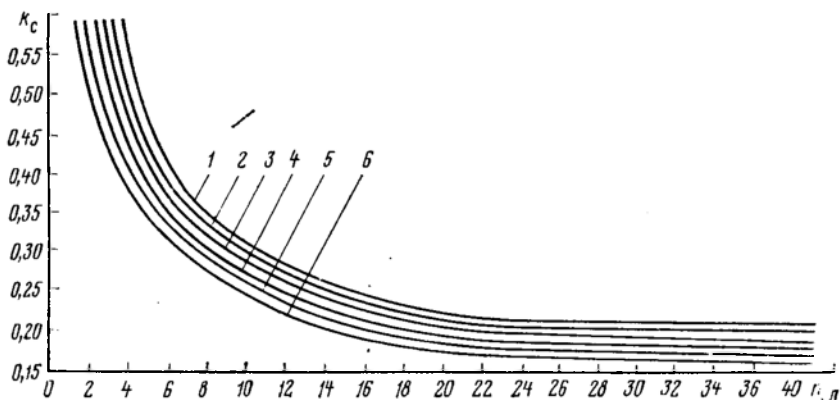


Рис. 19.4. Зависимости коэффициента спроса от числа рабочих электровозов при глубине разработки карьера (м):

1 — 350; 2 — 300; 3 — 250; 4 — 200; 5 — 150; 6 — 100

Расчет тяговых подстанций предусматривает определение их мощности, количества трансформаторов, выбор основного электрооборудования, принятие решений по месторасположению подстанций. В своей основе такой расчет предполагал бы определение электрических нагрузок на шинах подстанций, создаваемых всеми электровозами. Применительно к условиям открытых горных работ выполнить его с достаточной точностью аналитическими методами нельзя, так как месторасположение электроподвижного состава в тяговой сети не является регулярным, эксплуатационные режимы локомотивов по тяговым усилиям различные и их сочетание имеет вероятностный характер. По этим причинам расчеты нагрузки тяговых подстанций выполняют отдельно от расчетов нагрузок секций тяговой сети и в их основу закладывают факторы, характеризующие размеры движения электроподвижного состава. Расчеты тяговых подстанций для тяговой сети постоянного и переменного тока имеют существенные различия, и для них разработаны свои методики расчета.

При выборе мощности тяговой подстанции постоянного тока в числе основных учитываемых факторов: часовая мощность электровоза $P_{эл}$, их число, расход электроэнергии в целом на транспортирование и на его отдельные составляющие, а также технологические параметры — глубина разработки карьера, высота по уровням в доставке грузов, длина доставки и др. Применяют следующие методики оценки расчетной мощности подстанции.

1. С использованием статистических данных в виде зависимости коэффициентов спроса k_c от числа рабочих электровозов

$n_{эл}$ и глубины разработки карьера (рис. 19.4) мощность подстанции

$$P_{пст} = P_{эл} n_{эл} k_c. \quad (19.1)$$

2. С учетом среднего потребления мощности электровозом

$$P_{эл. ср} = W_r / (T_r n_{эл}), \quad (19.2)$$

где W_r — расход электроэнергии на шинах постоянного тока подстанции за год; T_r — число часов работы электровозов в году, мощность подстанции:

$$P_{пст} = (P_{эл} n_{эл} / K_{п} + P_{эл. ср} n_{эл}) K_{в} \quad \text{при } n_{эл} / K_{п} \geq 1; \quad (19.3)$$

$$P_{пст} = (P_{эл} + P_{эл. ср} n_{эл}) K_{в} \quad \text{при } n_{эл} / K_{п} < 1. \quad (19.4)$$

Коэффициент $K_{п}$ характеризует в зависимости от средней глубины вывозки горной массы число электровозов, находящихся в тяжелых режимах работы:

Глубина вывозки, м . . .	50	100	150	200	300
$K_{п}$	10	8	7	6	5

Коэффициент $K_{в}$ учитывает тип выпрямительных установок (для полупроводниковых $K_{в} = 1,0$).

3. Предварительно выполняют аналитический расчет ожидаемого расхода электроэнергии за рейс W_p на основе учета факторов и условий: размер движения (средневзвешенные высота и длина доставки груза, среднее время рейса $t_{p. ср}$); движения с грузом, без груза; потребление на собственные нужды; потери электроэнергии в тяговой сети и преобразовательных установках. Средняя мощность тяговой подстанции

$$P_{пст. ср} = W_p n_{эл} / (1,1 t_{p. ср}). \quad (19.5)$$

Среднеквадратичный ток подстанции

$$I_{пст} = (P_{пст} / U_c) \sqrt{1 + (K_{фл} / K_{в} - 1) / n_{эл}}, \quad (19.6)$$

где U_c — напряжение тяговой сети; $K_{фл}$ — коэффициент формы тока, потребляемого электровозом за время среднего рейса; $K_{в}$ — коэффициент включения тяговых двигателей электровоза за среднее время рейса.

Определение мощности тяговой подстанции переменного тока основывается на аналитическом расчете ожидаемого расхода электроэнергии W_p за средний рейс, который учитывает те же составляющие, что и при постоянном токе, а также коэффициенты полезного действия электровоза и тяговой сети. Расчетную мощность тяговой подстанции устанавливают с учетом неравномерной загрузки фаз

$$S_{расч} = (2I' + 0,65I'') 1,1 U_c K_{сн. пст} \cos \varphi_{эл} / \cos \varphi_c, \quad (19.7)$$

где I' , I'' — соответственно ток наиболее и наименее загруженной фазы; $K_{\text{ск.пст}}$ — коэффициент, учитывающий потребление на собственные нужды подстанции; $\cos \varphi_{\text{эл}}$, $\cos \varphi_{\text{с}}$ — коэффициенты мощности электровоза и сети.

Среднеквадратичные токи фаз рассчитывают по составляющим в зависимости от распределения по фазам и количества электровозов ($n'_{\text{эл}} > n''_{\text{эл}}$; $n'_{\text{эл}} + n''_{\text{эл}} = n_{\text{эл}}$):

активные составляющие

$$I'_a = [W_p n'_{\text{эл}} K_{\text{фU}} / (1,1 U_{\text{с.ср}})] \sqrt{1 + (K_{\text{фI}}/K_{\text{в}} - 1)/n'_{\text{эл}}}; \quad (19.8)$$

$$I''_a = [W_p n''_{\text{эл}} K_{\text{фU}} / (1,1 U_{\text{с.ср}})] \sqrt{1 + (K_{\text{фI}}/K_{\text{в}} - 1)/n''_{\text{эл}}}; \quad [(19.9)$$

реактивные составляющие

$$I'_p = k'_1 I'_a - k_2; \quad (19.10)$$

$$I''_p = k_1 I''_a - k_2; \quad (19.11)$$

полные токи

$$I' = \sqrt{(I'_a)^2 + (I'_p)^2}; \quad (19.12)$$

$$I'' = \sqrt{(I''_a)^2 + (I''_p)^2}, \quad (19.13)$$

где $K_{\text{фU}}$ — коэффициент формы напряжения; k_1 , k_2 — коэффициенты пересчета активной составляющей тока в реактивную, принимаемые приближенно равными 0,8 и 30.

Единичную мощность трансформатора для тяговой подстанции выбирают с учетом числа установки трансформаторов не менее двух и его перегрузочной способности в аварийном режиме: для подстанций постоянного тока допускается двухчасовая перегрузка на 30%; для подстанций переменного тока на 40% за 6 ч в сутки в течение 5 сут.

Количество тяговых подстанций при выбранной номинальной мощности силового трансформатора $S_{\text{тр}}$

$$m = S_{\text{расч}} / (2k_3 S_{\text{тр}}), \quad (19.14)$$

где k_3 — коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме.

Месторасположение тяговых подстанций предопределяется конфигурацией электрифицированных путей и протяженностью участков питаемой контактной сети. Ориентировочное наибольшее расстояние питания тяговой сети постоянного тока напряжением 1,5 кВ принято 5 км, 3 кВ — соответственно 10 км, для переменного тока напряжением 10 кВ — 15 км.

Поверочный электрический расчет тяговой сети выполняют при известных сечениях проводников тяговой сети, месторасположении подстанций, числе и мощности их трансформаторов. Цель расчета — вычисление потерь напряже-

ния в тяговой сети и сравнение с допустимыми значениями (в процентах от номинального напряжения): для сети постоянного тока — 35%, переменного тока — 25%.

Результирующая потеря (для сети переменного тока падения) напряжения складывается из потерь (падений) напряжения в ее элементах

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{п.л} + \Delta U_{к.л} + \Delta U_{р.л} + \Delta U_{о.л}, \quad (19.15)$$

где $\Delta U_{п.л}$, $\Delta U_{к.л}$, $\Delta U_{р.л}$, $\Delta U_{о.л}$ — соответственно потери (падения) напряжения в питающей, контактной (контактно-рельсовой), рельсовой и отсасывающей цепях сети.

Потеря напряжения в элементе в сети постоянного тока

$$\Delta U = r \sum I, \quad (19.16)$$

а в сети переменного тока падение напряжения

$$\Delta U = z \sum I, \quad (19.17)$$

где r , z — активное и полное линейное электрическое сопротивление (Ом/км) проводников элемента сети, значения которых принимают из справочной литературы; $\sum I$ — сумма моментов токов от работающих электровозов на данном элементе сети (l — длина участка приложения нагрузки электровоза).

Полные сопротивления элементов тяговой сети переменного тока определяют с учетом их собственных сопротивлений и взаимных сопротивлений, обусловленных соседними проводниками, влиянием земли.

Значения напряжения в контактной сети, точках токосъема электровозами существенно влияют на качество электропитания, определяя тяговые характеристики локомотивов. Эффективными техническими средствами, дополняющими меры по увеличению эквивалентного сечения контактной сети усиливающими проводами, для поддержания достаточного уровня напряжения являются: в сети постоянного тока — применение автоматических вольтдобавочных установок, в сети переменного однофазного тока — установка устройств продольной емкостной компенсации.

Расчет токов КЗ производят для выбора уставок максимальной защиты, встроенной в коммутационную аппаратуру.

В тяговой сети постоянного тока при удаленном коротком замыкании на расстояниях по контактному проводу $l_{к.л}$ от питающего пункта и по рельсовой цепи $l_{р.л}$ от отсасывающего пункта минимальное значение установившегося тока КЗ

$$\begin{aligned} I_{к. \min} = & [U_{д. х} (1 - \delta U_*) - I_{д. \text{ном}} n_{п. а. \min} (R_{пст} + R_L + R_{о.л}) - \\ & - \Delta U_{п. а} - \Delta U_{д}] / (R_{пст} + R_{п. л} + \\ & + R_{о. л} + R_L + r_{к. л} l_{к. л} + r_{р. л} l_{р. л}), \end{aligned} \quad (19.18)$$

где $U_{d.x}$ — напряжение холостого хода на шинах постоянного тока подстанции; δU_* — допустимое отклонение напряжения в питающей сети внешнего электроснабжения подстанции; $I_{d.ном}$ — номинальный выпрямленный ток одного преобразовательного агрегата; $n_{п.а}$, $n_{п.а\ min}$ — общее и минимальное число рабочих преобразовательных агрегатов; $\Delta U_{п.а}$ — потеря напряжения в вентильных плечах преобразовательного агрегата; ΔU_d — то же, в дуге в месте КЗ; $R_{пст}$, $R_{п.л}$, $R_{о.л}$, R_L — сопротивления подстанции, питающей и отсасывающей линий, главного реактора в отсасывающей магистрали, соответственно; $r_{к.л}$, $r_{р.л}$ — линейные сопротивления (Ом/км) контактного провода и рельсовой цепи.

Напряжение холостого хода

$$U_{d.x} = U_{d.ном} (1 + k_1 + k_2), \quad (19.19)$$

где $U_{d.ном}$ — номинальное напряжение на шинах постоянного тока подстанции; k_1 — коэффициент, учитывающий потерю напряжения в преобразовательных агрегатах,

$$k_1 = 0,5 u_{к*} + \Delta P_M / P_{d.ном} + \Delta U_{п.а*}. \quad (19.20)$$

k_2 — коэффициент, учитывающий потерю напряжения в питающей сети внешнего электроснабжения,

$$k_2 = 0,5 S_{тр.ном} / S_k; \quad (19.21)$$

$u_{к*}$, ΔP_M , $S_{тр.ном}$ — напряжение КЗ, номинальные потери в меди обмоток и номинальная мощность силового трансформатора подстанции; $P_{d.ном}$ — номинальная мощность преобразовательного агрегата на стороне выпрямленного тока; S_k — мощность КЗ на питающих шинах внешнего электроснабжения подстанции.

Сопротивление подстанции вычисляют в зависимости от числа находящихся в работе вводов ВН $n_{в\ min}$ и преобразовательных агрегатов $n_{п.а\ min}$ из общего их числа n_v и $n_{п.а}$ соответственно,

$$R_{пст} = (U_{d.ном} / I_{d.ном}) [k_2 / n_{п.а\ min} + k_2 n_v / (n_{п.а} n_{в. min})]. \quad (19.22)$$

Уставку максимальной токовой защиты $I_{уст}$ принимают из условия

$$I_{нв. max} + 200 \leq I_{уст} \leq I_{к. min} - 300, \quad (19.23)$$

$I_{нв. max}$ — наибольшее значение тока нагрузки, А.

В тяговой сети переменного тока вычисление установившегося тока КЗ выполняют тем же методом, что и для

общепромышленных сетей переменного тока при двухфазном КЗ. Полагая, что питающая подстанция электрическая система является источником неограниченной мощности, вычисляют минимальное значение тока КЗ:

$$I_{\text{к. min}}^{(2)} = U_{\text{ном}} / Z_{\text{рез}}^{(2)} \quad (19.24)$$

Здесь результирующее сопротивление цепи КЗ

$$Z_{\text{рез}}^{(2)} = \sqrt{R_{\text{к. л}}^2 + (2x_{\text{с}} + 2x_{\text{тр}}/n_{\text{тр}} + x_{\text{к. л}})^2},$$

а его составляющие вычисляют по формулам:
для питающей электрической системы

$$x_{\text{с}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{к}};$$

для силового трансформатора подстанции

$$x_{\text{тр}} = u_{\text{к*}} U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{тр. ном}};$$

для тяговой сети

$$R_{\text{к. л}} = r_{\text{к. л. уд}} l_{\text{к. л}}; \quad x_{\text{к. л}} = x_{\text{к. л. уд}} l_{\text{к. л}},$$

где $n_{\text{тр}}$ — число трансформаторов подстанции, включенных параллельно.

При выборе уставки максимальной токовой защиты должно выполняться условие

$$I_{\text{нг. max}} k_{\text{н}} < I_{\text{уст}} < I_{\text{к. min}} / k_{\text{ч}}, \quad (19.25)$$

где $k_{\text{ч}}$ — коэффициент чувствительности, принимаемый 1,5; $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, равный 1,2—1,3.

Контрольные вопросы

19.1. Какие известны виды и условия применения промышленного электрифицированного транспорта на открытых горных работах?

19.2. Что относится к основным элементам тяговой СЭС?

19.3. Каковы основные характеристики тяговых СЭС?

19.4. В чем состоят особенности тяговых подстанций постоянного и переменного тока?

19.5. Какие элементы тяговой сети промышленного транспорта являются основными?

19.6. Какие виды защит необходимо предусматривать в тяговой сети?

19.7. Назовите основные этапы расчета тяговой СЭС.

Темы рефератов

1. Расчет электрических нагрузок секций тяговой сети.
2. Обоснование уставок максимальной защиты питающих линий.
3. Расчет токов коротких замыканий на участках тяговой сети.

20. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ *

20.1. Выбор числа и мощности стационарных трансформаторных подстанций

Выбор числа силовых трансформаторов подстанций на открытых горных работах в большинстве случаев решается в пользу установки двух трансформаторов одинаковой мощности с применением достаточно надежной и экономичной схемы подстанций с разделителями и короткозамыкателями на стороне высшего напряжения. При этом весьма простыми конструктивными решениями представляется возможным учесть перспективы возможного развития предприятия на ближайшие 10 лет.

Номинальная мощность силовых трансформаторов определяется исходя из расчетной электрической нагрузки предприятия:

$$P_p = k_m \omega_p \Pi_{см} / t_c, \quad (20.1)$$

где k_m — коэффициент максимума нагрузки; ω_p — удельный расход электроэнергии для предприятия, кВт·ч/т; $\Pi_{см}$ — сменная производительность карьера по полезному ископаемому, т; t_c — продолжительность смены, ч.

Удельный расход электроэнергии для предприятия зависит от горно-геологических условий, принятой технологии добычи полезного ископаемого, производительности горно-добывающих машин и других факторов.

Полная расчетная нагрузка подстанции при условии равномерного распределения мощности между подстанциями

$$S_p = P_p / (n \cos \varphi_{с.в.}), \quad (20.2)$$

где n — число трансформаторных подстанций карьера или разреза; $\cos \varphi_{с.в.}$ — средневзвешенное значение коэффициента мощности.

При наличии на карьерах потребителей первой и второй категорий мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции

$$S_{т. ном} \geq k_{1-2} k'_m S_p / k_{п.д.}, \quad (20.3)$$

где k_{1-2} — коэффициент, учитывающий наличие электроприемников первой и второй категории; k'_m — коэффициент, учитывающий фактическую постоянную времени нагрева трансформатора; $k_{п.д.}$ — коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора.

* В написании главы принимал участие доцент В. Х. Чирва.

Выборную по выражению (20.3) мощность силового трансформатора проверяют на возможность прямого пуска сетевого электродвигателя наиболее мощного и удаленного от подстанции экскаватора. Напряжение на зажимах электродвигателя в момент пуска должно быть $>0,75 U_{\text{ном}}$ по расчету:

$$U_{\text{п}} = (U_{\text{х}} - \Delta U_{\text{пр}}) / [1 + (X_{\text{вн}} k_{\text{п}} S_{\text{д. ном}}) / U_{\text{ном}}^2], \quad (20.4)$$

где $U_{\text{х}}$ — напряжение на зажимах трансформатора при холостом ходе; $\Delta U_{\text{пр}}$ — потеря напряжения от прочей нагрузки в общих с пускаемым двигателем элементах сети; $S_{\text{д. ном}}$ — номинальная мощность пускаемого двигателя; $k_{\text{п}}$ — номинальная кратность пускового тока; $X_{\text{вн}}$ — внешнее индуктивное сопротивление участка сети от силового трансформатора до пускаемого двигателя экскаватора.

В общем случае количество и мощность силовых трансформаторов подстанции для питания электроприемников открытых горных работ должны обеспечивать минимум приведенных затрат. Сравнимыми вариантами при этом могут быть случаи установки одного или трех трансформаторов. Однако следует иметь в виду, что однотрансформаторные подстанции допускается применять, если имеется возможность обеспечения питания электроприемников первой категории по сетям среднего или низшего напряжения от других независимых источников питания. Однотрансформаторные подстанции рекомендуются для питания электроприемников третьей категории при возможности замены поврежденного трансформатора в течение одних суток.

Годовые приведенные затраты при сравнении вариантов включают стоимость трансформаторов (вместе с коммутационными аппаратами), эксплуатационные расходы — затраты на амортизацию оборудования и потери электроэнергии в трансформаторах. Главные понизительные подстанции (ГПП) карьеров располагают по возможности вблизи теоретического центра электрических нагрузок вне зоны взрывных работ и с учетом направления фронта горных работ.

Пример 20.1. Определить мощность трансформаторов двухтрансформаторной карьерной подстанции при следующих исходных данных: сменная производительность по руде $P_{\text{см}} = 80\,000$ т; продолжительность смены $t_{\text{см}} = 7$ ч; напряжение распределительной сети $U_{\text{х}} = 6,6$ кВ, максимальная мощность (полная) электродвигателя $S_{\text{д. ном}} = 580$ кВ·А, при его удалении от подстанции $l = 6$ км, кратность пускового тока $k_{\text{п}} = 4,5$, удельный расход электроэнергии (для карьера) $\omega_{\text{р}} = 1,2$ кВт·ч/т; коэффициент максимума $k_{\text{м}} = 0,76$; $\cos \varphi = 0,96$; $k_{1-2} = 0,7$.

Решение.

1. Расчетная активная нагрузка по выражению (20.1)

$$P_{\text{р}} = 0,76 \cdot 1,2 \cdot 80\,000 / 7 = 10422,8 \text{ кВт.}$$

2. Полная расчетная нагрузка по формуле (20.2)

$$S_{\text{р}} = 10422,8 / 0,96 = 11857,1 \text{ кВ·А.}$$

3. Расчетная мощность трансформатора подстанции согласно формуле (20.3)

$$S_T \geq 0,7 \cdot 1 \cdot 11857,1/1,4 = 5428,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{T, \text{ном}} = 6300 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

4. Проверка выбранного трансформатора по возможности прямого пуска электродвигателя по формуле (20.4)

$$U_{\Pi} = 6,6 / [1 + (0,4 \cdot 6 \cdot 4,5 \cdot 580 \cdot 10^3) / (6,3^2 \cdot 10^8)] = 5,7 \text{ кВ};$$

$$U_{\Pi*} = U_{\Pi} / U_{\text{ном}} = 5,7/6,3 = 0,9.$$

20.2. Выбор числа и мощности передвижных трансформаторных подстанций

В последние годы широкое применение на открытых горных работах получают комплектные передвижные трансформаторные подстанции, так как схемам электроснабжения при использовании крупных ГПП присущи следующие основные недостатки: большая разветвленность и суммарная протяженность распределительных сетей напряжением 6 кВ; низкая надежность вследствие высокой повреждаемости сетей и недостаточной функциональной надежности применяемых средств защиты от замыканий на землю; высокая вероятность появления наиболее опасных множественных повреждений в распределительных сетях. В связи с этим представляется целесообразным разукрупнение ГПП и применение глубокого ввода напряжением 35 кВ непосредственно на распределительные устройства карьера, что позволяет уменьшить число присоединений к одному трансформатору 35/6 кВ.

Определение потребного числа и мощности передвижных комплектных трансформаторных подстанций ПКТП-35/6 с учетом проводимых горных работ — сложная задача. Необходимо учитывать такие факторы, как система разработки, горно-технологические параметры карьера, скорость ежегодного продвижения забоя, перспектива развития горных работ, наличие мощных электроприемников и уровень питающего напряжения.

Критерием оптимального количества передвижных подстанций является минимум приведенных затрат

$$Z = C_{\text{л}} + C_{\text{п}} + E_{\text{н}}(K_{\text{л}} + K_{\text{п}}) + Y, \quad (20.5)$$

где Y — ущерб от перерывов электроснабжения, $Y = Q \gamma_{\text{к}} [\text{Ц} - C(1-q)] \sum t / (k_{\text{в}} + k_{\text{п}})$; $C_{\text{л}}$ и $C_{\text{п}}$ — соответственно годовые эксплуатационные расходы для ЛЭП и подстанций; $K_{\text{л}}$ и $K_{\text{п}}$ — соответственно капитальные затраты на сооружение ЛЭП и подстанций; Q — произведенная продукция за час простоя; $\gamma_{\text{к}}$ — коэффициент выхода конечной продукции из добытого сырья; $k_{\text{в}}$ — коэффициент влажности конечной продукции; $k_{\text{п}}$ — коэффициент погашения вскрыши; Ц и C — соответственно оптовая це-

на и себестоимость тонны конечной продукции предприятия; q — удельный вес постоянных расходов в себестоимости конечной продукции; Σt — суммарное время простоя экскаваторов в год.

Экономически оптимальное количество передвижных трансформаторных подстанций карьера

$$n_{\text{п/ст}} = \sqrt{Q/[C_{\text{ж}} + C_{\text{п}} + E_{\text{в}}(K_{\text{л}} + K_{\text{п}})]}. \quad (20.6)$$

Значение ущерба зависит от количества работающих в карьере экскаваторов ($n_{\text{эк}}$) и их производительности (q), от видов и количества повреждений в карьерных сетях, от времени поиска и ликвидации аварийных режимов. Если учесть $Q = qn_{\text{эк}}$ и $\Sigma t = f(n_{\text{эк}})$, то из анализа выражения (20.6) следует: с ростом паспортной производительности экскаваторов или их количества целесообразно разукрупнение карьерных подстанций при неизменных других параметрах. Расчетное оптимальное количество передвижных подстанций ПКТП-35/6 и их расположение должны быть согласованы с горно-техническими возможностями их размещения, целесообразностью питания электроприемников параллельных технологических потоков от разных подстанций, наличия буровзрывных работ, массовых взрывов и т. п.

При применении на открытых горных работах передвижных подстанций напряжением 35/6 кВ возникает необходимость определения шага их передвижки или соответствующего ему промежутка времени между смежными передвижками подстанции. Оптимизация шага передвижки подстанции обусловлена особенностями технологии разработки, которые проявляются в непрерывном подвигании фронта горных работ и необходимости в связи с этим циклического перемещения всех элементов электрической сети. Увеличение шага передвижки подстанции ПКТП-35/6 приводит к снижению затрат на ее монтаж и демонтаж. Однако при этом одновременно растут эксплуатационные расходы (в основном потери электроэнергии) и капитальные затраты (стоимость кабельных или воздушных ЛЭП). Оптимальный шаг передвижки передвижной подстанции по минимуму приведенных затрат рассчитывают по формуле

$$l_{\text{ш. опт}} = \sqrt{b/a}, \quad (20.7)$$

где a и b — параметры системы электроснабжения, определяемые следующими выражениями:

$$a = E_{\text{в}}(C_{\text{ор}}n_{\text{р}} + C_{\text{оп}}n_{\text{п}}) + 3C_{\text{с}}T_{\text{п}} \left\{ \left(\sum_{i=1}^N I_{\text{р}i}^2 r_{\text{ор}} \right) \pm I_{\text{рп}}^2 r_{\text{оп}} \right\} 10^{-3},$$

$$b = [(1 - \alpha) C_{\text{ом}}n_{\text{м}}l_{\text{м}} + C_{\text{пер}} + C_{\text{пр}}t_{\text{пр}}] v_{\text{ф}}, \quad (20.8)$$

где $C_{\text{оп}}$, $C_{\text{ом}}$, $C_{\text{ор}}$ — стоимость 1 км соответственно питающей, магистральной и распределительной ЛЭП; $n_{\text{п}}$, $n_{\text{м}}$, $n_{\text{р}}$ — количе-

ство соответственно питающих, магистральных и распределительных ЛЭП; C_3 — стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; T_n — годовое время потерь электроэнергии; I_{rp} , I_{pi} — расчетные токи соответственно питающей ЛЭП и i -го электроприемника; $r_{оп}$, $r_{ор}$ — удельные активные сопротивления соответственно питающей и распределительной ЛЭП; α — коэффициент, учитывающий остаточную стоимость магистральной ЛЭП при ее переносе (при отсутствии данных следует принимать $\alpha=0,3$); l_m — длина магистральной ЛЭП; $C_{пер}$ — затраты на одну передвижку подстанции, включающие стоимость транспортирования подстанции и стоимость выполняемых при передвижке монтажных и демонтажных работ; $C_{пр}$ — стоимость 1 ч простоя электроприемников при передвижке подстанции (может не учитываться, если время передвижки совпадает и соответствует времени проведения планового ремонта); $t_{пр}$ — длительность простоя электроприемников, вызванная передвижкой подстанции; v_ϕ — скорость годового подвигания фронта горных работ.

Знак «+» принимается в случае, если с увеличением шага передвижки длина питающей ЛЭП возрастает, в противном случае принимается знак «—». Предельное значение шага передвижки подстанции по условию обеспечения допустимого уровня напряжения на зажимах сетевого электродвигателя, наиболее мощного и удаленного от подстанции, экскаватора в момент его пуска определяется выражением

$$l_{ш. доп} = \frac{1000U^2_{ном}n_{вл}}{K_n S_{д. ном}} - \left(\frac{25u_k U^2_{хх} n_{вл}}{S_{т. ном}} + 0,2 \frac{n_{вл}}{n_{кл}} l_{кл} + 0,52 l_m \right), \quad (20.9)$$

где u_k — напряжение КЗ трансформатора; $n_{вл}$, $n_{кл}$ — соответственно число воздушных и кабельных линий; $l_{кл}$ — длина экскаваторного кабеля; l_m — длина магистральной линии.

При выборе шага передвижки подстанции должно соблюдаться условие $l_{ш. опт} \leq l_{ш. доп}$. В противном случае следует рассмотреть вопрос о целесообразности повышения мощности трансформатора передвижной подстанции. Для этого определяют и сравнивают параметры:

$$A = a(l_{ш. доп} - l_{ш. опт}) + b \frac{l_{м. опт} - l_{ш. доп}}{l_{ш. опт} l_{ш. доп}}; \quad (20.10)$$

$$B = E_n (K_2 - K_1), \quad (20.11)$$

где K_1 и K_2 — стоимость передвижных подстанций соответственно с меньшей и большей мощностью трансформатора.

Если $A > B$, то экономически целесообразно увеличить мощность трансформатора подстанции и принять шаг ее передвижки $l_{ш. опт}$. Если $A \leq B$, то шаг передвижки подстанции должен быть $l_{ш. доп}$ без изменения мощности силового трансформатора ПКТП-35/6 кВ.

Пример 20.2. Определить оптимальный шаг передвижки ПКТП-35/6 для поперечно-фронтальной схемы электроснабжения (движение фронта работ в сторону подстанции) для следующих исходных данных:

$$\begin{aligned} F_H &= 0,12; \quad n_p = 4; \quad n_M = n_H = 1; \quad l_{кр} = 0,5 \text{ км}; \\ l_M &= 3 \text{ км}; \quad r_{оп} = 0,4 \text{ Ом/км}; \quad r_{оп} = 0,85 \text{ Ом/км}; \\ I_{p, H} &= 45 \text{ А}; \quad I_{p1} = 150 \text{ А}; \quad I_{p2} = 100 \text{ А}; \quad I_{p3} = 50 \text{ А}; \\ I_{p4} &= 20 \text{ А}; \quad \alpha = 0,3; \quad U = 0,1 \text{ км/год}; \quad C_э = 0,01 \text{ руб/(кВт·ч)}; \\ C_{ом} &= 2000 \text{ руб/км}; \quad C_{оп} = 4000 \text{ руб/км}; \quad C_{ор} = 1500 \text{ руб/км}; \\ C_{пр} &= 100 \text{ руб/ч}; \quad C_{пер} = 300 \text{ руб}; \quad t_{пр} = 48 \text{ ч}; \quad T_H = 4500 \text{ ч}. \end{aligned}$$

Решение.

1. Определяем значения коэффициентов a и b в соответствии с выражениями (20.8):

$$\begin{aligned} a &= 0,12 (1500 \cdot 4 - 4000 \cdot 1) + 3 \cdot 0,01 \cdot 4500 (150^2 + \\ &+ 100^2 + 50^2 + 20^2) \cdot 0,4 - 45^2 \cdot 0,85 \cdot 10^{-3} = \\ &= 240 + 135 \cdot 12,4 \simeq 1914; \quad b [(1 - 0,3) 2000 \cdot 1,3 + \\ &+ 300 + 100 \cdot 48] - 0,1 \simeq 930. \end{aligned}$$

2. Оптимальное значение шага передвижки ПКТП

$$l_{м. опт} = \sqrt{930/1914} = 0,69.$$

Мощность силового трансформатора карьерных передвижных подстанций ПКТП-6/0,4-0,69 для питания электроприемников напряжением до 1000 В определяется двумя условиями: расчетной нагрузкой и возможностью прямого пуска асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором.

Расчетная нагрузка на трансформатор при небольшом (три-четыре) числе электроприемников определяется путем суммирования номинальных мощностей этих потребителей. При большом количестве электроприемников, подключенных к шинам низкого напряжения ПКТП, расчетная активная нагрузка

$$P_p = k_{с.г} \sum_{i=1}^n P_{ном i} \quad (20.12)$$

определяется с использованием группового коэффициента спроса:

$$k_{с.г} = \alpha + \beta P_{ном. max} / \sum_{i=1}^n P_{ном i}, \quad (20.13)$$

где α и β — коэффициенты, значения которых зависят от количества подключенных электроприемников. При числе электроприемников до 20 эти коэффициенты соответственно равны 0,43 и 0,57, а при большем количестве электроприемников — 0,29 и 0,71; $P_{ном max}$ — номинальная активная мощность наибольшего по мощности электроприемника в группе.

Требуемая полная мощность силового трансформатора пе-

редвижной подстанции

$$S_T \geq P_p / \cos \varphi_{cp}, \quad (20.14)$$

где $\cos \varphi_{cp}$ — средневзвешенное значение коэффициента мощности для группы электроприемников,

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{\sum_1^n (P_{ном. i} \cos \varphi_i / \sum_1^n P_{ном. i})}{\sum_1^n P_{ном. i}}.$$

При выборе мощности трансформатора ПКТП-6/0,4-0,69 по условиям прямого пуска асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором необходимо выполнение следующих условий:

при частых пусках электродвигателя

$$P_{ном. max} / \cos \varphi_{ном} \leq 0,2 \cdot S_{т. ном};$$

при редких пусках электродвигателя

$$P_{ном. max} / \cos \varphi_{ном} \leq 0,3 \cdot S_{т. ном};$$

при питании одного электродвигателя

$$P_{ном} / \cos \varphi_{ном} \leq 0,8 \cdot S_{т. ном}.$$

Пример 20.3. Выбрать мощность трансформатора ПКТП-6/0,4 для питания следующих электроприемников (АД): $P_{ном}=25$ кВт (4 шт); 60 кВт (1 шт); 10 кВт (3 шт); $\cos \varphi=0,6$; 0,65 и 0,5 соответственно. Пуски электродвигателей — редкие.

Решение.

1. Определяем групповой коэффициент спроса

$$k_{с.г} = 0,43 + 0,57 \cdot 60 / (25 \cdot 4 + 60 + 10 \cdot 3) = 0,61.$$

2. Определяем расчетную активную нагрузку

$$P_p = 0,61 \cdot 190 = 115,9 \text{ кВт}.$$

3. Определяем средневзвешенное значение коэффициента мощности

$$\cos \varphi_{cp} = (24 \cdot 0,6 + 60 \cdot 0,65 + 10 \cdot 0,5) / 190 = 0,6.$$

4. Полная расчетная мощность трансформатора

$$S_T = 115,9 / 0,6 = 193,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор мощностью 250 кВ·А.

5. Проверяем трансформатор по условию прямого пуска асинхронных электродвигателей:

$$60 / 0,65 \text{ кВ} \cdot \text{А} \leq 0,2 \cdot 250 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$92,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} \leq 75 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \text{ что неверно.}$$

Выбираем трансформатор мощностью 400 кВ·А. В этом случае

$$92,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} < 120 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

20.3. Особенности расчета распределительных сетей

Внутрикарьерные линии электропередачи рассчитывают по техническим показателям, так как они являются временными сооружениями. Сечения проводников питающих стационарных ЛЭП (линии напряжением 6—35 кВ со сроком службы более 5 лет) после выбора по техническим условиям сравнивают с экономически целесообразными сечениями.

При расчете сечения проводников карьерных линий электропередачи по допустимой потере напряжения следует учитывать пиковые нагрузки потребителей, которые создают максимальные потери напряжения в сети. В этих условиях должны обеспечиваться достаточные пусковые моменты электроприводов. Наибольший пиковый ток одного электроприемника принимают равным пусковому току электроприемника по паспортным данным. Пиковый ток для группы пускаемых одновременно электродвигателей принимают равным сумме их пиковых токов. При неодновременном пуске группы электродвигателей значение пикового тока

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п. макс}} + (I_{\text{р}} - k_{\text{и}} I_{\text{ном. макс}}), \quad (20.15)$$

где $I_{\text{р}}$ — расчетный ток нагрузки группы электроприемников; $I_{\text{п. макс}}$, $I_{\text{ном. макс}}$ — пусковой и номинальный токи наиболее мощного электродвигателя в группе; $k_{\text{и}}$ — коэффициент использования для электродвигателя наибольшей мощности.

Электрическую сеть по условию пуска мощного сетевого электродвигателя экскаватора проверяют в следующем порядке:

составляют расчетную схему электрической сети исходя из наибольшего удаления (в соответствии с технологией ведения горных работ) экскаватора от источника питания;

определяют сопротивление двигателя, элементов расчетной схемы сети и суммарное сопротивление электрической цепи. Для сети напряжением 6—10 кВ в пределах допустимой точности расчета можно учитывать только индуктивные сопротивления элементов; рассчитывают напряжение на зажимах сетевого двигателя в момент его пуска

$$U_{\text{д. п}} = X_{\text{д. п}} U_{\text{ном}} / X_{\Sigma}, \quad (20.16)$$

где $X_{\text{д. п}} \approx U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} k_{\text{п}} I_{\text{ном}})$ — сопротивление пускаемого электродвигателя; $X_{\Sigma} = X_{\text{д. п}} + \sum_{i=1}^n X$ — суммарное индуктивное сопротивление электродвигателя и всех элементов электрической сети.

Если в электрической сети, питающей пускаемый электродвигатель, имеются другие электроприемники, то учитывают снижение напряжения на зажимах пускаемого электродвигателя за счет потери напряжения в сети, обусловленной током

нагрузки указанных электроприемников. Затем проверяют возможность нормального запуска электродвигателя путем сравнения расчетного напряжения на зажимах электродвигателя с номинальным напряжением

$$U_{д.п} \geq 0,75 U_{ном}. \quad (20.17)$$

Если условие (20.17) не выполняется, то рассматривают возможность обеспечения нормального запуска электродвигателя за счет уменьшения длины воздушной ЛЭП (приближение подстанции к экскаватору), повышения мощности силового трансформатора питающей подстанции или установки продольно-емкостной компенсации.

По механической прочности карьерные воздушные линии обычно не рассчитывают. При их проектировании используют типовые конструкции передвижных и стационарных опор, для которых рекомендованы определенные расстояния между опорами и сечения проводов и тросов, удовлетворяющие условиям механической прочности. Минимальные сечения проводников для воздушных высоковольтных линий карьера по условиям механической прочности должны быть не менее 25 мм² для сталеалюминиевых и 35 мм² для алюминиевых проводов. Для воздушных линий напряжением до 1000 В сечение проводов должно быть соответственно не менее 10 и 16 мм².

Независимо от конструктивного исполнения распределительных сетей все передвижное электрооборудование подключают посредством гибкого кабеля в целях обеспечения необходимой маневренности. При этом возникает задача определения экономической целесообразной длины экскаваторного кабеля:

$$l_{к. опт} = \sqrt{(B' t_{пр} + C) / A'}, \quad (20.18)$$

где A' , B' , C — коэффициенты (постоянные) для данного экскаватора; $t_{пр}$ — время простоя экскаватора при его переключении.

Значения коэффициентов определяют по выражениям:

$$\begin{aligned} A' &= (E_n + p_{а.к}) C_k - K (E_n + p_{а.в}) C_b + \\ &+ I_p^2 C_3 T_n (57/q_k - 40L_z) / (q_b L_\phi); \\ B' &= L_3 (k_a C_{сл} N_{сл} / T_{см} + C_{пр}) / K; \\ C &= 0,575 (E_n + p_{а.в}) C_{ор} l_p L_\phi, \end{aligned} \quad (20.19)$$

где $p_{а.к}$, $p_{а.в}$ — нормы амортизационных отчислений соответственно кабельных и воздушных ЛЭП; C_k , C_b — стоимость 1 км соответственно кабельной и воздушной ЛЭП; K — параметр, определяемый схемой электроснабжения экскаватора (при продольной схеме $K=0,87$, при поперечной схеме $K=1,74$); I_p — расчетный ток нагрузки экскаватора; C_3 — стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; T_n — годовое время потерь; q_k , q_b — сечение проводников соответственно кабельной и воздушной ЛЭП; L_3 —

годовое продвижение экскаваторного забоя; L_{ϕ} — длина фронта горных работ экскаватора; k_d — коэффициент доплаты; $C_{сл}$, $N_{сл}$ — тарифная ставка электрослесаря и их количество; $T_{см}$ — продолжительность смены; $C_{пр}$ — стоимость одного часа простоя экскаватора; $C_{ор}$, l_p — стоимость 1 км и длина поперечной ЛЭП.

При продольной схеме электроснабжения экскаватора значение коэффициента C в выражении (20.18) принимается равным нулю. В случае поперечной схемы электроснабжения полученная длина экскаваторного кабеля должна быть увеличена на длину уступа.

Выбранная в соответствии с выражением (20.18) длина экскаваторного кабеля должна удовлетворять условию обеспечения допустимого уровня напряжения на зажимах сетевого электродвигателя в наиболее тяжелом режиме работы.

Пример 20.4. Определить длину гибкого кабеля экскаватора ЭШ-15/90А при поперечной схеме электроснабжения и следующих исходных данных: $E_n=0,12$; $p_{а.к.}=1,0$; $p_{а.в.}=0,2$; $C_k=7600$ руб/км; $C_b=1800$ руб/км; $K=1,74$; $q_k=70$ мм²; $q_b=95$ мм²; $L_{\phi}=20$ км; $L_s=5,0$ км/год; $I_p=180$ А; $C_s=0,01$ руб/(кВт·ч); $k_d=1,6$; $T_n=5000$ ч; $C_{сл}=5$ руб/см; $N_{сл}=2$; $T_{см}=8$ ч; $C_{пр}=65$ руб/ч; $C_{ср}=1500$ руб/км; $l_p=1$ км; $t_n=2,2$ ч.

Решение.

Значения постоянных коэффициентов по выражению (20.19):

$$A = (0,12 + 1,0 \cdot 7600) - 1,74 (0,12 + 0,2) 1800 + 180^2 + 0,01 \cdot 5000 \cdot 10^{-3}; \quad (57/70 - 40 \cdot 5/95 \cdot 2) \approx 6958;$$

$$B' = 5 (1,6 \cdot 5 \cdot 2/8 + 65) / 1,74 \approx 192;$$

$$C = 0,575 (0,12 + 0,2) 1500 \cdot 1 \cdot 2 \approx 552.$$

2. Оптимальное значение длины экскаваторного кабеля

$$L_{к. опт} = \sqrt{(192 \cdot 2,2 + 552) / 6958 \cdot 10^3} \approx 374 \text{ м.}$$

Контрольные вопросы

20.1. Какими основными факторами определяется число трансформаторов карьерных подстанций?

20.2. Влияет ли категория электроприемников по надежности электроснабжения на мощность силовых трансформаторов подстанций?

20.3. В чем заключается проверка силового трансформатора по возможности прямого пуска электродвигателя?

20.4. Какие особенности выбора места расположения карьерных подстанций?

20.5. Какие основные факторы влияют на шаг передвижки карьерной трансформаторной подстанции?

20.6. Приведите особенности расчета карьерных распределительных сетей.

20.7. Чем определяется оптимальная длина экскаваторного кабеля?

20.8. Какие рекомендованы минимальные сечения карьерных ЛЭП по условиям механической прочности?

Темы рефератов

1. Методика выбора места расположения, числа и мощности трансформаторов карьерных подстанций.

2. Применение передвижных трансформаторных подстанций на открытых горных работах.

3. Расчет и исполнение карьерных распределительных сетей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. *Проектирование систем электроснабжения*/В. Н. Винославский, А. В. Праховник, Ф. Клеппель, У. Бутц. — Киев: Вища школа, 1981.
2. *Щуцкий В. И., Волощенко Н. И., Плащанский Л. А.* Электрификация подземных горных работ. — М.: Недра, 1986.
3. *Электрификация горных работ*/С. А. Волотковский, Ф. П. Шкрабец, Г. Г. Пивняк и др. — Киев: Вища школа, 1980.

Дополнительная

4. *Автоматизация проектирования систем электроснабжения*/В. Н. Винославский, В. И. Тарадай, У. Бутц, Д. Хайнце. — Киев: Вища школа, 1988.
5. *Бацегжев Ю. Г., Костюк В. С.* Электропривод и электроснабжение. — М.: Недра, 1989.
6. *Взрывобезопасное электрооборудование на 1140 В для угольных шахт*/Под ред. Е. С. Траубе. — М.: Недра, 1982.
7. *Временная инструкция и типовые схемы электроснабжения очистных и подготовительных забоев шахт, разрабатывающих крутые пласты.* — М.: ИГД им. А. А. Скочинского, 1984.
8. *Гопак А. А.* Эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. — Киев: Техніка, 1986.
9. *Гимельштейн Л. Я.* Техническое обслуживание и ремонт подземного оборудования. — М.: Недра, 1984.
10. *Декопов Б. И., Загриновский Р. И., Куперберг А. Д.* Проектирование электроснабжения объектов горно-обогатительных предприятий. — М.: Недра, 1989.
11. *Дзюбан В. С., Римап Я. С., Маслий А. К.* Справочник энергетика угольной шахты. — М.: Недра, 1983.
12. *Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом.* — М.: Недра, 1987.
13. *Колосюк В. П.* Техника безопасности при эксплуатации рудничных электроустановок. — М.: Недра, 1987.
14. *Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах.* — М.: Недра, 1986.
15. *Переходные процессы в системах электроснабжения*/В. Н. Винославский, Г. Г. Пивняк, Л. И. Несен и др. — Киев: Вища школа, 1989.
16. *Разумный Ю. Т., Шкрабец Ф. П.* Повышение эффективности электроснабжения угольных шахт. — Киев: Техніка, 1986.
17. *Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электроустановки угольных разрезов и обогатительных фабрик*/Под общей ред. В. В. Дегтярева. — М.: Недра, 1988.
18. *Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электроустановки угольных шахт*/Под общей ред. В. В. Дегтярева, В. И. Серова, Г. Ю. Цепелинского. — М.: Недра, 1988.
19. *Справочник энергетика угольной шахты*/В. С. Дзюбан, Я. С. Римап, А. К. Маслий. — М.: Недра, 1982.
20. *Техническое обслуживание и ремонт горношахтного оборудования*/А. Н. Коваль, А. М. Горяин, В. И. Чекавский и др. — М.: Недра, 1987.
21. *Транспорт с индуктивной передачей энергии для угольных шахт*/Под ред. Г. Г. Пивняка. — М.: Недра, 1990.
22. *Федоров А. А., Каменева В. В.* Основы электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1984.

23. Филиппов В. И. Повышение надежности электроснабжения открытых горных работ. — М.: Недра, 1985.
24. Цапенко Е. Ф. Замыкания на землю в сетях 6—35 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1986.
25. Шадрин Н. М. Электрическая сгяга на открытых горных разработках. — М.: Недра, 1987.
26. Шалыт Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях. — М.: Энергоатомиздат, 1982.
27. Электрооборудование и электроснабжение горнорудных предприятий/Под общей ред. В. С. Виноградова. — М.: Недра, 1983.
28. Электроподвижной состав промышленного транспорта/Под ред. Л. В. Балона. — М.: Транспорт, 1987.
29. Электроснабжение угольных шахт/С. А. Волотковский, Ю. Т. Разумный, Г. Г. Пивняк и др. — М.: Недра, 1984.
30. Электрооборудование и электроснабжение участка шахты/Беккер Р. Г., Дегтярев В. В., Седаков Л. В. и др. — М.: Недра, 1983.
31. Ягудеев Б. М., Шишкин Н. Ф., Назаров В. В. Защита от электропоражений в горной промышленности. — М.: Недра, 1982.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ	
ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ГОРНЫХ РАБОТ	
1. Особенности электрификации горных работ	
1.1. Условия эксплуатации и работы электрооборудования и электрических сетей	6
1.2. Требования к электрооборудованию	12
1.3. Особенности исполнения специального электрооборудования	15
1.4. Характеристика электроприемников	21
2. Внешнее электроснабжение горных предприятий	
2.1. Принципы построения и схемы внешнего электроснабжения	27
2.2. Источники питания	33
2.3. Выбор напряжений питающих линий	35
2.4. Перспективы совершенствования схем внешнего электроснабжения	39
3. Электробезопасность	
3.1. Действие электрического тока на организм человека	41
3.2. Влияние режима работы нейтрали на уровень электробезопасности	44
3.3. Выбор режима нейтрали сетей горных предприятий	49
3.4. Контроль изоляции электроустановок	54
4. Защита от поражения электрическим током, пожаров и взрывов	
4.1. Условия защиты от поражения электрическим током	56
4.2. Устройство защитных заземлений	57
4.3. Проверка состояния заземляющих устройств	59
4.4. Принципы обеспечения защитного отключения	60
4.5. Схемы устройств защитного отключения в сетях переменного тока	64
4.6. Защитное отключение в электрических сетях рудничного локомотивного транспорта	69
4.7. Предупреждение взрывов и пожаров от электрического тока	73
4.8. Искробезопасность электрических цепей	75
5. Рудничное электрическое освещение	
5.1. Общие сведения	79
5.2. Основные светотехнические величины	79
5.3. Электрические источники света	83
5.4. Осветительные приборы	91
5.5. Светотехнические расчеты	93
6. Основные энергетические показатели электрохозяйства	
6.1. Общие сведения	102
6.2. Компенсация реактивной мощности	103
6.3. Нормирование электропотребления	107
6.4. Планы и режимы электропотребления	109
6.5. Расход и потери электроэнергии. Электробаланс и электровооруженность труда	114
6.6. Учет, тарификации и экономия электроэнергии	117
	381

7. Организация эксплуатации электрооборудования	
7.1. Организация управления эксплуатацией электрооборудования . . .	121
7.2. Системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования . . .	123
7.3. Техника безопасности при обслуживании и ремонте электроустановок . . .	127

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

8. Электроснабжение потребителей комплекса поверхности	
8.1. Требования к системам электроснабжения, принципы их построения и проектирования . . .	132
8.2. Распределение электроэнергии на поверхности шахт . . .	140
8.3. Подстанции и распределительные устройства . . .	141
8.4. Способы канализации электроэнергии . . .	151
9. Электроснабжение подземных потребителей	
9.1. Общие сведения . . .	156
9.2. Схемы питания подземных электроприемников . . .	157
9.3. Обособленное питание подземных электроприемников . . .	162
9.4. Электроснабжение участков при пологом и наклонном залегании пластов . . .	164
9.5. Электроснабжение участков на крутых пластах . . .	171
9.6. Особенности электроснабжения участков при напряжении 1140 В . . .	176
9.7. Электроснабжение подготовительных участков . . .	177
9.8. Особенности электроснабжения при регулируемом электроприводе . . .	179
9.9. Особенности электроснабжения участков рудных шахт . . .	180
10. Подземные подстанции и распределительные пункты	
10.1. Общие определения, классификация . . .	182
10.2. Электрооборудование подземных подстанций . . .	183
10.3. Требования к устройству подземных подстанций и распределительных пунктов . . .	191
10.4. Компоновка центральных подземных подстанций и распределительных пунктов высокого напряжения . . .	193
10.5. Компоновка участковых подстанций и распределительных пунктов низкого напряжения . . .	195
10.6. Устройство преобразовательных подстанций . . .	196
11. Рудничная электрическая аппаратура управления и защиты	
11.1. Классификация, требования к устройству и эксплуатации . . .	199
11.2. Виды, особенности и способы выполнения защит . . .	202
11.3. Автоматические выключатели . . .	210
11.4. Рудничные пускатели . . .	213
11.5. Комплектные устройства распределения электроэнергии и управления электроприемниками . . .	217
11.6. Пусковые агрегаты . . .	223
11.7. Направления совершенствования рудничной аппаратуры . . .	225
12. Электрические ссти в подземных выработках	
12.1. Общие сведения . . .	226
12.2. Шахтные кабели . . .	227
12.3. Прокладка кабелей . . .	232
12.4. Силовая распределительная и осветительная сеть . . .	235

13. Электроснабжение и электрооборудование шахтного подземного транспорта	
13.1. Общие сведения	237
13.2. Электрооборудование и электроснабжение конвейерного транспорта	240
13.3. Электроснабжение контактных электровозов	243
13.4. Электроснабжение аккумуляторных электровозов	249
13.5. Электроснабжение бесконтактных электровозов	251
13.6. Примеры расчетов	254

14. Расчет электроснабжения подземных участков	
14.1. Расчетные нагрузки и выбор мощности трансформаторов	260
14.2. Выбор кабельной сети участка	261
14.3. Расчет токов короткого замыкания в участковых сетях	269
14.4. Выбор пусковой и защитной аппаратуры напряжением до 1200 В	270
14.5. Выбор установок защитной аппаратуры	271
14.6. Выбор высоковольтных распределительных устройств и уставок их защиты	274

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

15. Системы распределения электроэнергии на открытых горных работах	
15.1. Требования и принципы построения карьерных распределительных сетей	283
15.2. Схемы электроснабжения открытых горных работ	286
15.3. Особенности электроснабжения участков горных работ	291
15.4. Электроснабжение дренажных выработок	299

16. Электрооборудование подстанций и распределительных пунктов	
16.1. Устройство подстанций и распределительных пунктов	301
16.2. Передвижные комплектные трансформаторные подстанции	302
16.3. Приключательные пункты	308

17. Электрооборудование горных машин и комплексов	
17.1. Электрооборудование одноковшовых экскаваторов	312
17.2. Электрооборудование горно-транспортных машин непрерывного действия	325
17.3. Электрооборудование буровых станков	328

18. Электрические сети на открытых горных работах	
18.1. Воздушные и кабельные сети на открытых горных работах	331
18.2. Повреждаемость распределительных сетей и их элементов	332
18.3. Особенности защиты электрических сетей на открытых горных работах	335
18.4. Поиск мест повреждения в распределительных сетях	341

19. Электроснабжение и электрооборудование транспорта	
19.1. Характеристика электроприемников транспорта	348
19.2. Схемы и электрооборудование тяговых подстанций	353
19.3. Устройство тяговой сети	357
19.4. Расчет системы электроснабжения электровозов (тяговых агрегатов)	361

20. Проектирование электроснабжения открытых горных работ

20.1. Выбор числа и мощности стационарных трансформаторных подстанций	3
20.2. Выбор числа и мощности передвижных трансформаторных подстанций	3
20.3. Особенности расчета распределительных сетей	37
Список литературы	37