

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

*Допущено
Министерством высшего и среднего
специального образования СССР
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности
«Электрификация и автоматизация
открытых горных работ»*

Под общей редакцией В. И. Щуцкого,
доктора технических наук



МОСКВА "НЕДРА" 1987

Электрификация открытых горных работ: Учебник для вузов/С. А. Волотковский, В. И. Щуцкий, Н. И. Чеботаев и др.— М.: Недра, 1987. 332 с.

В книге изложены современные принципы электроснабжения и построения схем распределения электроэнергии для горнодобывающих предприятий с открытой разработкой месторождений. Описаны виды, принцип действия, устройство и особенности эксплуатации электроустановок карьеров, угольных разрезов и дражных полигонов. Даны методики расчетов распределительных сетей и электрического освещения. Рассмотрены основы электробезопасности электрификации открытых горных работ, энергетические показатели электрохозяйства карьеров.

Для студентов горных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Электрификация и автоматизация открытых горных работ».

Табл. 18, ил. 138, список лит. 20 назв.

Авторы: С. А. Волотковский, В. И. Щуцкий, Н. И. Чеботаев, П. П. Мирошкин, И. С. Самойлович

Рецензенты: Кафедра электрификации горных предприятий Криворожского ордена Трудового Красного Знамени горнорудного института, В. И. Филиппов, канд. техн. наук (Производственное объединение «Красноярскуголь»)

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года, утвержденными на XXVII съезде КПСС, предусматривается повышение темпов и эффективности развития экономики на базе ускорения научно-технического прогресса. Ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, в осуществлении всего современного научно-технического прогресса играет электрификация.

Электрификация горных предприятий имеет исключительное значение как основная энергетическая база комплексной механизации и автоматизации горных работ. Современные карьеры и разрезы — крупные потребители электрической энергии, обладающие характерными особенностями, связанными с работой машин и агрегатов в условиях открытых горных работ (передвижной характер работы, метеорологические и климатические условия и ряд других специфических факторов). Специфика условий открытых горных работ обусловила ряд специальных требований к электрообеспечению предприятий и решению ряда проблем, связанных с соблюдением требований безопасности при эксплуатации электрохозяйства, с защитой от однофазных замыканий на землю, с защитой персонала от поражения электрическим током и т. п. К настоящему времени разработаны научные основы безопасного применения электроэнергии в условиях открытых горных работ.

Основные направления технического прогресса в горной промышленности — совершенствование в широких масштабах техники и технологии для повышения эффективности добычи полезных ископаемых с улучшением их качества; разработка и внедрение новых средств обеспечения безопасных условий труда; создание высокомеханизированных карьеров и разрезов с автоматическим управлением всеми производственными процессами.

Осуществление дальнейшего технического прогресса предъявляет новые повышенные требования к электрификации открытых горных работ. Однако успешное внедрение нового электрооборудования, его эксплуатация и техническое обслуживание, повышение производительности труда и улучшение экономической эффективности производства зависят от уровня подготовки производственного персонала, в частности инженерного состава карьеров и разрезов.

XXVII съезд КПСС подчеркнул необходимость дальнейшего повышения качества подготовки специалистов в соответствии с научно-техническим прогрессом производства. В свете требований, предъявляемых к инженерно-техническому персоналу, возрастает значение вопросов электрообеспечения и электрооборудования, зна-

ние которых призвано дать горному инженеру-электрику надежное средство для успешного решения технических задач в области электрификации открытых горных работ.

Учебник написан коллективом авторов. Главы 1, 3, 12, 13 написаны Н. И. Чеботаевым; введение, предисловие, главы 2, 7 — В. И. Щуцким; главы 4, 5 — С. А. Волотковским; главы 6, 8, 14 — И. С. Самойловичем; гл. 9 — П. П. Мирошкиным и В. И. Щуцким; гл. 10 — С. А. Волотковским и И. С. Самойловичем; гл. 11 — В. И. Щуцким и С. А. Волотковским.

В задачу курса «Электрификация открытых горных работ» входит изучение вопросов применения электрической энергии при открытой разработке месторождений полезных ископаемых в неразрывной связи с рабочими машинами, технологией производства и научной организацией труда.

Сущность электрификации заключается в широком внедрении в народное хозяйство и быт электрической энергии, вырабатываемой централизованно на электростанциях, объединенных высоковольтными линиями электропередач в энергетические системы. С технической точки зрения электрификация есть единый во времени процесс производства, распределения и потребления электрической энергии. Под электрификацией отрасли промышленности, например горной, понимают снабжение предприятий электроэнергией от электрических станций и подстанций, а также применение электрического привода как основной движущей силы производственных машин и механизмов.

Перед Великой Октябрьской социалистической революцией Россия по производству электроэнергии занимала шестое место в Европе и восьмое в мире. После Великой Октябрьской социалистической революции началось развитие электроэнергетики и электрификации ведущих отраслей народного хозяйства, в том числе горнодобывающих. К 1976 г. производство электроэнергии в СССР составило 1038 млрд. кВт·ч, т. е. по сравнению с дореволюционным временем более чем в 430 раз (4500 кВт·ч на одного жителя страны в год при увеличении численности населения почти на 100 млн. человек по сравнению с 1916 г.). В 1980 г. производство электроэнергии достигло почти 1300 млрд. кВт·ч, что практически в 50 раз превысило объем производства электроэнергии в 1935 г. (конечный срок выполнения плана ГОЭЛРО). К началу 1977 г. установленная мощность электростанций СССР достигла 228,3 млн. кВт, что почти в 200 раз превысило дореволюционную и в 130 раз предусмотренную планом ГОЭЛРО. К началу 1980 г. установленная мощность электростанций СССР превысила 255 млн. кВт, в 1985 г. — 294 млн. кВт.

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года, утвержденными XXVII съездом КПСС, предусмотрено довести в 1990 году выработку электроэнергии до 1840—1880 млрд. кВт·ч, обеспечить дальнейшее совершенствование структуры энергетических мощностей.

Добыча полезных ископаемых открытым способом в нашей стране — сравнительно молодая отрасль горного дела, достигшая к настоящему времени высокого уровня и признаваемая как перспективная и наиболее экономичная. В настоящее время в СССР

открытым способом добывается более 40 % угля, более 80 % железной руды, более 60 % руд цветных металлов, более 70 % фосфоритов, практически 100 % строительных материалов.

О значимости разработки месторождений полезных ископаемых открытым способом можно судить по перспективам развития, например, угольной промышленности.

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года перед угольной промышленностью поставлены задачи — обеспечить в 1990 г. добычу 780—800 млн. т угля, получить весь прирост продукции за счет повышения производительности труда. Решение этих задач требует ускорения развития Кузнецкого, Экибастузского, Канско-Ачинского и других угольных бассейнов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Предусмотрено опережающими темпами развивать добычу угля прогрессивным открытым способом, довести его долю в общей добыче не менее чем до 46 %.

Освоение новых месторождений восточных районов страны будет осуществляться с применением новых технологических схем. Дальнейшее развитие получит эффективная бестранспортная система разработки с экскаваторной перевалкой пород в отвалы преимущественно шагающими экскаваторами большой единичной мощности. Предстоит внедрить оптимальные технологические решения и типоразмерный ряд шагающих драглайнов с ковшами вместимостью от 10 до 100 м³ и диапазоном длин стрел от 45 до 125 м, осваиваемый отечественной машиностроительной промышленностью. Особое место в парке шагающих экскаваторов разрезов займут мощные драглайны типов ЭШ-40/85, ЭШ-65/100 и ЭШ-100/125 с ковшами вместимостью 40,65 и 100 м³.

Развитие технологии и техники открытой угледобычи в двенадцатой пятилетке предусматривает дальнейшее наращивание точного производства, основанного на использовании автоматизированных систем машин и комплексов с конвейеризацией транспорта угля и вскрышных пород. Разработка мощных (до 60 м) угольных пластов на месторождениях Канско-Ачинского бассейна пойдет по пути применения транспортно-отвальных систем разработки вскрышных уступов с использованием роторных экскаваторов и мощных забойных отвалообразователей производительностью 5250 м³/ч с длиной отвальной консоли 190 м для размещения вскрышных пород в выработанном пространстве.

Наибольший экономический эффект при разработке мощных угольных пластов будет достигнут с применением роторных экскаваторов и конвейеризацией транспорта. Этому направлению в двенадцатой пятилетке будет уделено особое внимание. Дальнейшее увеличение удельного веса добычи угля открытым способом до 56—60 % будет определяться развитием отечественного экскаваторостроения, осваивающего новое поколение добычных роторных экскаваторов производительностью 1600, 3150 и 5250 м³/ч. Повышению эффективности добычи угля с помощью техники непрерывного действия будут способствовать создание и

внедрение принципиально нового оборудования — роторных экскаваторов с верхней погрузкой ЭРП-5250В и мостовых (межступенных) погрузочных устройств МПУ-5000. Парк бурового оборудования разрезов должен пополняться новыми моделями станков шарошечного и шнекового бурения скважин диаметром до 50—60 м.

Угольные разрезы и карьеры — это предприятия крупного масштаба. К примеру, разрезы Экибастуза сегодня — это высокомеханизированные горные предприятия. Здесь работает более 100 экскаваторов, более 10 роторных комплексов, свыше 140 бульдозеров и тракторов. Железнодорожное хозяйство разрезов насчитывает свыше 100 тяговых агрегатов, более 700 специальных вагонов. Наиболее мощный разрез «Богатырь» к настоящему времени перекрыл свою проектную мощность, достиг годовой производительности 56 млн. т и является крупнейшим в мире.

Электрификация была и остается основой технического прогресса. Однако применение электрической энергии в условиях открытых горных работ имеет свои особенности, которые нельзя не учитывать.

Современный карьер (разрез) представляет собой предприятие с высоким уровнем механизации. Основными горными машинами на открытых горных работах являются одно- и многоковшовые экскаваторы, горные комплексы, буровые станки, различные виды транспорта, многие из которых снабжены сложным электрооборудованием. Установленная мощность электрических машин на современном мощном экскаваторе достигает 20 МВт и более, что сравнимо со средним и даже крупным промышленным предприятием. Горные машины и комплексы, особенно большой единичной мощности, обуславливают применение совершенных систем электропривода и электроснабжения предприятий, способствующих повышению производительности труда и качества выпускаемой продукции.

Основной вид машин, которыми производятся вскрышные работы и добыча полезных ископаемых открытым способом, — экскаваторы. Большие мощности главных приводных двигателей экскаваторов с резко выраженными колебаниями потребляемой ими электрической энергии за один цикл работы вносят определенные трудности при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения карьеров. Поэтому важное значение имеет усовершенствование методик по определению расчетных нагрузок при выборе мощности и числа трансформаторов, а также сечения проводов линий электропередачи для питания экскаваторов.

При применении в системах автоматизированного электропривода экскаваторов синхронных двигателей приходится считаться с возможностью их работы в режиме перевозбуждения (с опережающим коэффициентом мощности), что существенно влияет на токи короткого замыкания, потерю напряжения и общий коэффициент мощности в системе электроснабжения карьеров.

Высокие темпы роста производительности труда на карьерах базируются на новейших достижениях науки и техники в области

технологии, механизации и автоматизации открытых горных работ. Растут мощности горнодобычных и транспортных машин и комплексов, увеличиваются энергоемкость производства и энерговооруженность труда, совершенствуются и усложняются схемы электрообеспечения карьеров. Все это диктует настоятельную необходимость глубокого и всестороннего изучения вопросов эксплуатации электроустановок с целью обеспечения безопасности и бесперебойности электроснабжения потребителей. Возрастание электропотребления делает актуальной проблему обеспечения условий электробезопасности на открытых горных работах. Средства обеспечения электробезопасности на открытых горных работах довольно быстро претерпевают изменения, что обусловлено внедрением в практику новых видов техники и результатов выполненных научно-исследовательских разработок.

Особенности эксплуатации большей части оборудования открытых горных работ — рассредоточенность токоприемников и вместе с тем значительная концентрация мощности в каждом из них. Электрооборудование практически не защищено от атмосферных влияний, тряски, различных механических нагрузок и постоянно перемещается вместе с горными машинами в ходе технологического процесса и при смене объектов работ. Поэтому к системам электроснабжения открытой добычи полезных ископаемых, и в особенности к подаче напряжения к передвижному оборудованию, предъявляются специфические требования: обеспечение бесперебойного питания электроэнергией установленного качества, простота эксплуатации, экономичность и безопасность обслуживания. Важное значение имеет также надежность электроснабжения передвижного оборудования карьеров и разрезов, представляющего собой основной парк машин, от которых зависят объем добычи и производительность труда.

Эти и другие вопросы электрификации открытых горных работ являлись предметом исследования и изучения в целом ряде учреждений и организаций. Среди них можно выделить ЛГИ (Ф. Н. Шклярский, С. А. Алаторцев), МГИ (Л. В. Гладилин, В. И. Щуцкий, Н. Г. Переслегин, Н. И. Чеботаев, Н. Н. Чулков), ДГИ (С. А. Волотковский, Г. Г. Пивняк, В. А. Бунько), МГМИ (Б. П. Белых, Б. И. Заславец), СГИ (Б. Ф. Турышев, Г. А. Багаутинов, А. Е. Троп), КИЦМ (А. Ф. Гончаров, И. Я. Эпштейн), КГРИ (И. С. Самойлович), ЧПИ (А. М. Маврицын, О. А. Петров), ВостНИИ (В. О. Жидков), ИГД имени А. А. Скочинского (В. И. Серов, В. В. Школяренко), ИГД Минчермета СССР (В. А. Голубев), НИИОГР (В. Ф. Бухтояров) и др. Важный вклад в решение вопросов электрификации открытых горных работ внесли сотрудники отраслевых министерств и организаций (Н. И. Волощенко, А. Я. Савченко, И. М. Дубинский, Л. В. Седаков, П. П. Мирошкин, М. М. Александров, М. А. Богданов, В. С. Смирнов, В. И. Филиппов, Н. М. Шадрин и др.).

Задачи, стоящие перед горнодобывающими отраслями, требуют значительного повышения производительности труда.

1. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

1.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. КАТЕГОРИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Система электроснабжения карьеров, состоящая из сетей высокого и низкого напряжения, трансформаторных, распределительных и преобразовательных подстанций, служит для передачи и распределения электроэнергии от источника питания до электропотребителей. К электроснабжению карьеров предъявляют требование обеспечить высокое качество электроэнергии у электропотребителей (стабильность напряжения и частоты); потребное карьеру количество электроэнергии; надежность электроснабжения; экономичность и безопасность всех элементов системы электроснабжения.

Эти требования к системе электроснабжения карьера в целом или отдельных его участков, экскаваторов, буровых станков, добычных и вскрышных комплексов могут быть обеспечены максимальным приближением более высокого напряжения к электропотребителям, рациональным построением схемы электроснабжения с применением электрооборудования, работающего надежно в специфических условиях открытых горных разработок, а также организацией высокого уровня эксплуатации.

При выборе схемы электроснабжения следует учитывать: мощность, потребляемую электроприемниками карьера; размещение электроприемников по карьеру; число и мощность подстанций; напряжение электроприемников, напряжение и удаленность источников; гибкость в эксплуатации и возможность расширения карьера.

Проектирование схем электроснабжения карьеров необходимо производить в соответствии с классификацией электроприемников по категориям обеспечения надежности электроснабжения. Согласно ПУЭ, все потребители электроэнергии в отношении обеспечения надежности электроснабжения подразделяют на три категории (I, II, III). Отнесение потребителей к той или иной категории производят на основе анализа последствий нарушений их электроснабжения, так как степень резервирования электроснабжения влияет на капитальные затраты.

Особо повышенные требования в отношении надежности электроснабжения предъявляют к потребителям категории I. На карьерах электроприемниками категории I являются дренажные шахты, сетевые и питательные насосы котельной, противопожарные насосные станции. Эти потребители должны питаться от двух независимых источников с применением АВР. Большую группу потребителей карьеров, обеспечивающих добычные и транспортные

работы, составляют потребители категории II. К ним относятся водоотливные насосные установки, СЦБ электровозного транспорта, экскаваторы, конвейерный и электровозный транспорт, техкомплекс промплощадки. Нарушение их электроснабжения приводит к простоя взаимосвязанного комплекса машин, транспорта, обслуживающего персонала, значительному недоотпуску продукции. Электроприемники категории II рекомендуется питать от двух независимых источников или от разных секций шин ГПП. Для электроприемников категории III, к которым относятся машины, применяемые на вскрышных и отвальных работах, механические мастерские, склады, автогаражи, наружное освещение, резервное питание не предусматривается.

1.2. ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

Основные источники электроснабжения большинства карьеров — мощные районные и объединенные энергетические системы. В районах, удаленных от энергетических систем, карьеры питаются от местных электростанций.

Планирование и учет капитальных вложений на строительство объектов внешнего электроснабжения предприятий и других потребителей электроэнергии производятся по отраслям, к которым они относятся как потребители электроэнергии. К внешнему электроснабжению предприятия, присоединяемого непосредственно к районной подстанции энергосистемы, относятся ячейка присоединения на районной подстанции; линии электропередачи независимо от напряжения, подающие питание на подстанцию предприятия; подстанция предприятия.

Увеличение трансформаторной мощности районной подстанции и усиление питающей ее электросети осуществляют за счет средств по отрасли «Электроэнергетика». При появлении нагрузок, связанных с расширением существующих предприятий или новым строительством и не учтенных в пятилетнем плане развития электроэнергетики, они финансируются путем долевого участия заинтересованных предприятий — потребителей электроэнергии.

Исходные данные для проектирования внешнего электроснабжения карьера — технические условия на присоединение к энергосистеме. В соответствии с Правилами [9] энергоснабжающая организация после получения заявки от предприятия-заказчика или от генеральной проектной организации выдает предварительные технические условия на электроснабжение вновь строящихся или реконструируемых предприятий.

После соответствующих проработок вариантов и расчетов энергоснабжающая организация выдает окончательные технические условия на подключение предприятия к электросетям с указанием точек присоединения, напряжения питающих линий, расчетных значений токов к. з., требований по релейной защите и автоматике, по компенсации реактивной мощности и учету электроэнергии, по регу-

лированию суточного графика нагрузки потребителя. В техусловия обязательно включаются обоснованные требования по усилению существующей сети энергоснабжающей организации в связи с подключением нового потребителя. Выполнение техусловий, выданных энергоснабжающей организацией, обязательны для потребителей-заказчиков и проектных организаций, разрабатывающих проект электроснабжения.

Основной вопрос, который должен быть решен при проектировании системы внешнего электроснабжения,— выбор напряжения, числа и способа выполнения питающих воздушных или кабельных линий, оптимального сечения проводников, а также подстанции карьера.

1.3. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Передача электроэнергии независимо от характера и энергоемкости производственного процесса связана с преобразованием электроэнергии. Наиболее часто для изменения параметров передаваемой электроэнергии — значений токов и напряжений — служат трансформаторы. Напряжение каждого из звеньев системы (или ступени трансформации) выбирают с учетом напряжения смежных звеньев, чтобы обеспечить наиболее экономичный и стабильный вариант электроснабжения в целом.

Вариант схемы электроснабжения карьера определяется размерами и конфигурацией площадей карьерных полей, мощностью и числом электроприводов горных машин и механизмов. Размеры карьерного поля в плане, конечная глубина карьера определяют общие объемы горных работ и возможную производственную мощность карьера. Карьерные поля по их размерам в плане делятся на малые — площадью 0,3—2 км² и общим объемом горной массы 10—100 млн. м³, средние — соответственно площадью 1,5—6 км² и объемом 100—500 млн. м³, крупные — соответственно площадью 4—20 км² и объемом 500—2000 млн. м³.

На современных карьерах применяют высокопроизводительные энергоемкие горные машины — буровые станки, экскаваторы, роторные комплексы. Суммарная мощность электродвигателей роторного комплекса достигает 12 000 кВт. Единичные мощности электродвигателей составляют 1,5—4 тыс. кВт. Потребляемая мощность карьеров колеблется в пределах 10—30 тыс. кВт·А и более.

В условиях роста мощностей и электронагрузок карьеров повышается и питающее напряжение, а также предъявляются повышенные требования к схемам питания, качеству электроэнергии, надежности и экономичности системы электроснабжения.

Напряжение питающих линий выбирают на основании технико-экономического сравнения вариантов по приведенным затратам, расходу цветных металлов и др. При выборе вариантов преимущество необходимо отдавать варианту с более высоким напряжением. Для питания крупных карьеров или горно-обога-

тельных комбинатов с входящими в их состав карьерами на первых ступенях распределения энергии следует применять напряжение 110, 150, 220 и 330 кВ.

Внешнее электроснабжение карьеров необходимо выполнять по системе глубокого ввода, при которой электроэнергия к карьере подводится при напряжении районной сети. Понижительные подстанции располагаются на промплощадке или нерабочем борту карьера, а электроэнергия распределяется с минимальным числом ступеней трансформации. В большинстве случаев непосредственно в карьер подводят линии напряжением 35 или 6—10 кВ. В тех случаях, когда крупные карьеры построены на значительных расстояниях от районных подстанций, они получают питание напряжением 110 кВ и выше посредством отпайек от магистральных линий районных подстанций энергетических систем.

Число приемных пунктов на любом предприятии, в том числе и на карьере, определяется общей схемой электроснабжения, потребной мощностью, территориальным размещением нагрузок, требуемой категорией надежности электроснабжения, а также наличием или отсутствием местного резервного источника питания. Все пункты приема электроэнергии от энергосистем, сооружаемые на карьере, должны быть соединены между собой (закольцованы) кабельными или воздушными линиями.

Схемы электроснабжения карьеров строятся по ступенчатому принципу и состоят, как правило, из трех ступеней напряжения и соответствующих им сетевых звеньев между источниками питания и подстанциями или распределительными пунктами у потребителей.

Для приема электроэнергии от районной подстанции (РПС) на территории карьера сооружают один или несколько приемных пунктов (ПП). Один приемный пункт сооружается на карьере малой производительности при отсутствии специальных требований к надежности электроснабжения и близком расположении электроприемников. Два или более ПП сооружают при наличии на карьерах мощных (1250 кВт и более) и удаленных групп электроприемников, специальных требований к надежности электроснабжения, целесообразности сооружения приемных пунктов при поэтапном расширении карьера в перспективе.

На крупных карьерах на первой ступени внешнего электроснабжения в качестве ПП сооружают подстанции глубоких вводов (ПГВ), соединяемые с источниками питания электрическими сетями напряжением 35—220 кВ, или главные понижительные подстанции (ГПП), на которых подводимое от РПС напряжение понижается до напряжения распределительной сети карьера или до значений, соответствующих номинальным напряжениям потребителей.

Число ПГВ или ГПП напряжением до 220 кВ на карьере определяется технико-экономическим расчетом и зависит от потребляемой мощности, взаимного расположения отдельных объектов и участков и т. п. Питающие электрические сети напряжением 35—

220 кВ и выше от РПС энергосистемы до ПГВ на карьерах выполняются одно- и двухцепными на металлических, железобетонных или деревянных опорах. Наиболее широко применяются магистральные, кольцевые и радиальные схемы питания, а также ответвления от магистральных линий районных электрических сетей.

На средних по производительности карьерах, расположенных на небольших (до 5 км) расстояниях от РПС, электроэнергия подводится при напряжении, совпадающем с напряжением распределительной сети. В качестве приемных пунктов сооружают центральные распределительные пункты (ЦРП) или распределительные пункты (РП). На небольших карьерах в качестве ПП сооружают трансформаторные подстанции (ТП), совмещенные с РП.

На крупных карьерах, как правило, имеются электроприемники категории I и ответственные нагрузки категории II, бесперебойная работа которых необходима для нормального функционирования производства. В этом случае электроэнергия от РПС к приемному пункту должна подаваться по двум магистральным линиям или по ответвлениям от двойной магистральной линии энергосистемы. Приемные пункты, к которым присоединены потребители категории I, должны получать питание от двух независимых источников, которыми являются две подстанции энергосистемы или две секции сборных шин подстанции при условии, что каждая из секций имеет питание от независимого источника.

1.4. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ

В системе электроснабжения карьеров важное место отводится схеме внешнего электроснабжения. Схемы внешнего электроснабжения весьма разнообразны, а их построение зависит от многих факторов: площади и глубины карьера, способов разработки месторождения, мощности главных приводов горных машин, системы транспорта, технических параметров, схемы и расстояния до ближайшего источника питания и т. д.

В настоящее время в связи с развитием энергетических систем электроснабжение карьеров осуществляется от районных подстанций систем по воздушным и кабельным линиям. При наличии на карьере потребителей категорий I и II от РПС до ГПП карьера прокладывается не менее двух линий. Воздушные линии (ВЛ) сооружаются одно- или двухцепными с применением различных типов деревянных, железобетонных и металлических опор. Напряжение питающих линий от РПС до главных понизительных подстанций карьеров составляет от 6 до 220 кВ.

При электроснабжении малых карьеров, расположенных на близком (1—3 км) расстоянии от РПС, сооружаются центральные распределительные пункты или распределительные пункты напряжением 6 кВ. Питание РП (рис. 1.1, а) малых карьеров, на которых имеются только потребители категории III, осуществляется по одной стационарной воздушной (ВЛ) или кабельной (КЛ) линии 6 кВ. Для близко расположенных от РПС карьеров, имеющих

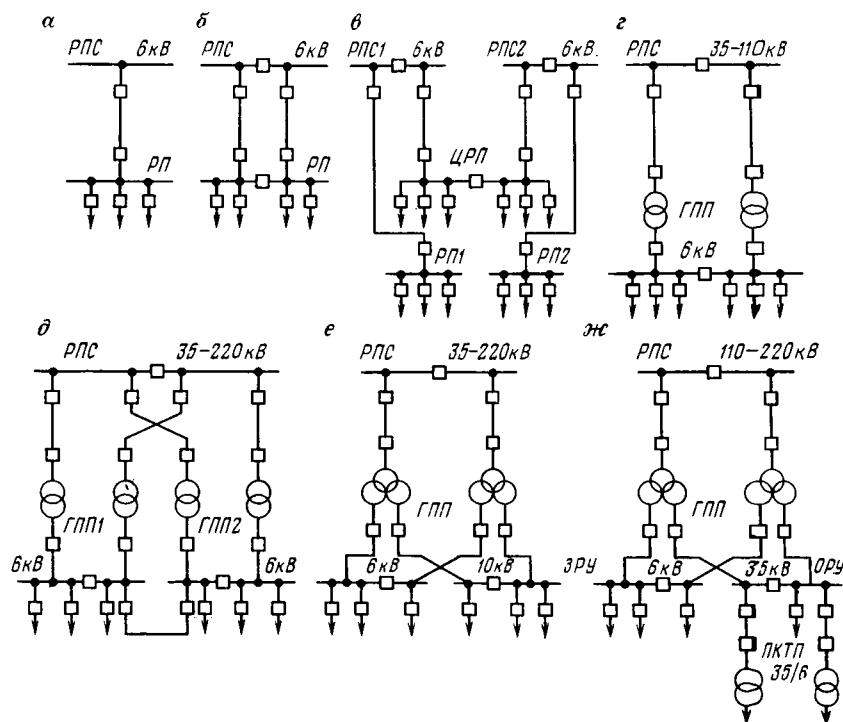


Рис. 1.1. Схемы внешнего электроснабжения карьеров

потребителей категорий I и II по надежности электроснабжения, применяются схемы, при которых ЦРП или РП питается по двум ВЛ или КЛ от одной или двух РПС (РПС1, РПС2) (рис. 1.1, б, в). ЦРП и РП располагаются в нерабочей зоне горных разработок, обычно на поверхности или на нерабочих уступах карьера.

Электроснабжение мощных карьеров с установленной мощностью 10 МВт и выше, расположенных на значительном (20—50 км) расстоянии от районных подстанций энергосистем, осуществляется по схемам, приведенным на рис. 1.1, г—ж. По этим схемам от РПС энергосистемы на площадку карьера прокладываются магистральные воздушные линии напряжением 35, 110, 150, 220 кВ. Для карьеров, имеющих большую (10—20 км²) территорию горных разработок, применяют схемы, приведенные на рис. 1.1, д, е. С целью приближения главных подстанций к центру нагрузок на карьере сооружают две и более ГПП (ГПП1, ГПП2) с первичным напряжением 35—220 кВ, получающих питание от одной или двух РПС. Глубокие вводы 35, 110, 150, 220 кВ выполняются по схеме блока линия—трансформатор и вводятся возможно ближе к наиболее крупным потребителям нагрузки. Подстанции или отдельные трансформаторы питаются по ответвлениям от магистрали (рис. 1.1).

В большинстве случаев открытые распреустройства (ОРУ) главных понизительных подстанций оборудуют по упрощенному варианту без выключателей на первичном напряжении с установкой короткозамыкателей и отделителей.

Электроснабжение карьеров, на которых применяют мощные экскаваторы (ЭКГ-8И, ЭКГ-12,5, ЭШ-15/90А, ЭШ-100/100 и др.), осуществляется по схемам, приведенным на рис. 1.1, *е, ж*. Схема данная на рис. 1.1, *е*, применяется в тех случаях, когда на карьере используются экскаваторы, работающие на двух различных напряжениях. По этой схеме на карьере сооружается ГПП с трехобмоточными трансформаторами на два вторичных напряжения — 6 и 10 кВ. От каждой секции подстанции питаются экскаваторы с рабочим напряжением соответственно 6 или 10 кВ. Схема, приведенная на рис. 1.1, *ж*, применяется для карьеров с электрифицированным транспортом и мощными высокопроизводительными экскаваторами и роторными комплексами. По этой схеме на карьере сооружаются ГПП на два вторичных напряжения 35 и 6 кВ. Такие ГПП питаются от РПС по одно- или двухцепным воздушным линиям напряжением 110—220 кВ. К шинам закрытого распреустройства (ЗРУ) 6 кВ присоединяются электроприемники поверхности, экскаваторы и другие потребители близко расположенных участков открытых горных работ; к шинам открытого распреустройства 35 кВ — воздушные линии, питающие по принципу глубокого ввода передвижные трансформаторные подстанции напряжением 35/6 кВ удаленных участков горных работ с мощными экскаваторами и другими энергоемкими потребителями. Для этого применяют сборно-разборные комплектные (СКТП) и передвижные комплектные (ПКТП) трансформаторные подстанции. Подстанции ПКТП 35/6—10 кВ с мощностью трансформатора 2500—10 000 кВ·А используются для питания экскаваторов ЭКГ-8И, ЭКГ-12,5, ЭШ-15/90, ЭРШРД-5000 и др. Распреустройство РУ 6—10 кВ выполняют из комплектных шкафов КРУН 6—10 кВ со встроенными разъединителями, выключателями и аппаратурой управления и защиты.

Эту же схему применяют на карьерах, где используют электрифицированный железнодорожный транспорт. На таких карьерах сооружают ГПП, совмещенные с тяговой подстанцией. В этом случае к шинам ОРУ 35 кВ присоединяются воздушные линии 35 кВ, питающие передвижные подстанции (ПКТП 35/6) мощных экскаваторов и удаленных участков горных работ, а также трансформаторы преобразовательных агрегатов.

В настоящее время на вновь строящихся карьерах с установленной мощностью трансформаторов 16 МВ·А и выше для снижения токов к. з. и уменьшения величины тока замыкания на землю проектами рекомендуется предусматривать на ГПП установку трансформаторов с первичным напряжением 110—220 кВ, с расщепленными вторичными обмотками напряжением 6 (10) кВ. В этом случае ЗРУ—6(10) кВ сооружается из четырех секций (рис. 1.2).

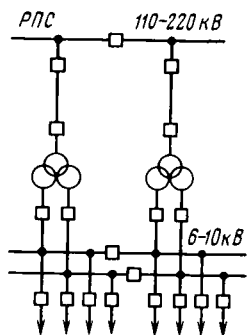


Рис. 1.2. Схема электроснабжения с установкой на ГПП двух трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой

Главные понижительные подстанции (ГПП) размещают на нерабочем борту карьера возможно ближе к центру электрических нагрузок для сокращения длины ЛЭП и вне зоны действия взрывных работ. Совмещенные тягово-распределительные подстанции располагают на борту карьера в районе выездной траншеи. Схема коммутации ГПП должна обеспечивать раздельную работу питающих линий и трансформаторов при нормальном режиме эксплуатации. Их параллельная работа допустима только на время переключений при ликвидации аварии в системе электроснабжения.

Помимо основных систем внешнего электроснабжения — схем питания карьеров, существуют схемы электроснабжения объектов промышленной площадки (промплощадки). Электроснабжение отдельных электроустановок и цехов на промплощадке осуществляется кабельными и воздушными линиями 6—10 кВ непосредственно от шин ГПП или через ТП 6—10/0,4 кВ.

2. ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

2.1. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

Современные карьеры относят к категории промышленных предприятий, основные технологические процессы которых механизированы и электрифицированы. Применение машин и комплексов большой мощности позволяет вести горные работы широким фронтом и обеспечивать высокую производительность труда.

Создание рациональных схем электроснабжения различных электропотребителей карьеров представляет собой сложную задачу, решение которой требует учета специфических особенностей технологии, механизации и электрификации. К числу специфических особенностей электрификации относятся следующие:

эксплуатация большей части электроустановок на открытом воздухе, что предъявляет высокие требования в части обеспечения надежности линий электропередачи и электрооборудования и безопасности при их обслуживании;

большая площадь разработок и децентрализация рабочих мест, что усложняет схемы электроснабжения машин и механизмов, участвующих в различных производственных процессах;

непрерывное или периодическое передвижение машин и установок из-за перемещения фронта горных работ, что требует приме-

нения специальных устройств для подвода электрической энергии к передвижным машинам. Частое перемещение гибких кабелей, включая волочение по почве, приводит к повреждениям изоляции и, как следствие, к замыканию на землю, что обуславливает аварии и представляет опасность для обслуживающего персонала, постоянно работающего с кабелями, электрооборудованием, металлическими конструкциями;

различное состояние почвы и уступов на рабочих площадках, непостоянство рабочих горизонтов, что обуславливает специальные мероприятия при прокладке и монтаже воздушных линий и гибких кабелей с учетом их частых перемещений и ремонтов;

ведение взрывных работ, что создает опасность повреждений машин и установок. Это вызывает необходимость перед производством взрывов горной массы перемещать машины и установки в безопасное место, а также прокладывать воздушные линии и кабели вне зоны взрывных работ или же демонтировать и вновь их монтировать.

Кроме того, на систему электроснабжения карьера оказывают влияние такие факторы, как способ вскрытия месторождения, принятая система разработки, число и глубина рабочих горизонтов, условия экскавации и транспортирования вскрышных пород и полезного ископаемого, число, типы и режимы работы машин и установок, порядок ведения взрывных работ, организация работ и т. д.

Условия эксплуатации карьерных электроустановок в разных горнопромышленных районах характеризуются крайним разнообразием. В условиях Северо-Востока страны в зимние месяцы наблюдаются низкие температуры (223 К и ниже). В этих условиях электроустановки должны эксплуатироваться с особой осторожностью и продуманностью. Между тем при разработке россыпных месторождений открытым способом производится вскрыша торфов, более 50 % объемов которой осуществляется с применением буровзрывных работ, требующих, в свою очередь, работы значительного количества землеройной техники, и именно в зимний период.

В условиях Средней Азии необходимо считаться с горноклиматическими факторами (труднодоступность районов и их расположение, высокие летние температуры, резкие колебания параметров атмосферы, наличие области пониженного давления, повышенная интенсивность солнечной радиации и низкая влажность). Так, в условиях высокогорья температура почвы в местах прокладки экскаваторных кабелей достигает 333 К. Как показывает практика, при температурах выше 318 К наблюдается заметное увеличение числа отказов кабелей, причем зависимость числа отказов от температуры близка к линейной.

Согласно исследованиям МГИ, срок службы изоляции экскаваторных кабелей марки КШВГ зависит от температуры ее эксплуатации (рис. 2.1).

Экскаваторные кабели, как и все карьерное оборудование, постоянно подвержены воздействию факторов окружающей среды (колебания в широких пределах температуры, атмосферные

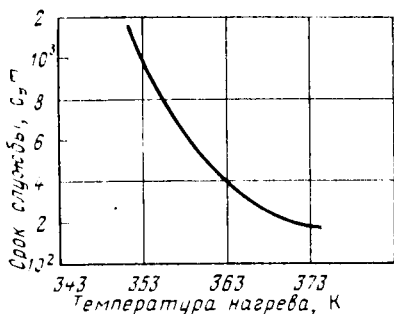


Рис. 2.1. Зависимость срока службы изоляции кабелей КШВГ от температуры

осадки, значительная влажность и запыленность воздуха и т. д.). Исследования МГИ в условиях разрезов ПО «Экибастузуголь» показали, что между числом повреждений экскаваторных кабелей и климатометеорологическими факторами наблюдается тесная взаимосвязь.

В весенний (март) и осенне-зимний (ноябрь — декабрь) периоды года, когда влажность значительная (свыше 80 %), наблюдается увеличение среднегодового числа повреждений гибких кабелей. В летние месяцы

влажность воздуха снижается, но на состояние изоляции кабелей влияет другой фактор — количество осадков. По климатическим условиям исследуемого района наибольшее количество осадков выпадает в летние месяцы (июль — август). Этому периоду соответствует третий максимум количества повреждений кабелей в течение года.

Исследования ДГИ в условиях марганцеворудных карьеров Никопольского месторождения также показали, что замыкания в карьерных распределительных сетях (КРС) находятся в тесной связи с годовыми изменениями температуры и количества осадков: максимум повреждений электроустановок происходит в осенне-зимний период, минимум — в летний.

Увеличение глубины карьеров также отрицательно сказывается на санитарно-гигиенических условиях труда и технико-экономических показателях предприятий. Интенсификация горных работ, увеличение глубины карьеров и ослабление вследствие этого эффективности естественного проветривания приводят к увеличению загрязнения атмосферы пылью и ядовитыми газами. Одновременно с этим при высокой запыленности воздуха на поверхности изоляторов образуется устойчивый слой пыли (грязи). Во время дождя, мокрого снега сопротивление увлажненных изоляторов резко снижается, появляются утечки тока вплоть до однофазных замыканий на землю.

Практика показывает, что в большинстве случаев повреждения элементов систем электроснабжения карьеров и, как следствие, сопутствующие опасности возникают в результате снижения диэлектрических свойств изоляции электроустановок под действием различных факторов, ряд которых упомянут выше.

До настоящего времени применяющееся на карьерах электрооборудование по своим защитным характеристикам не в полной мере соответствует условиям эксплуатации в специфических условиях открытых горных работ. Это подтверждается аварийностью карьерных электроустановок, а при ликвидации аварий статисти-

ческая вероятность появления электротравм практически в 2 раза выше, чем при выполнении плановых ремонтно-наладочных работ [17].

Проблема электробезопасности является комплексной, охватывающей разнообразные аспекты системы человек — рабочая среда — электроустановка. Поэтому для снижения уровня электротравматизма необходимы только комплексные мероприятия.

Комплексное решение вопросов электробезопасности должно включать совершенствование организационно-технических мероприятий, повышение безопасных свойств собственно электроустановок, создание и широкое внедрение эффективных способов и средств защиты персонала от поражения электрическим током.

Совершенствование организационно-технических мероприятий предусматривает в качестве одного из первых этапов выявление многофакторных причинно-следственных связей электротравматизма с технологией производства, родом тока и рабочим напряжением, видом электрооборудования, местом несчастного случая, профессией, возрастом и стажем работы пострадавшего и др.

2.2. ОПАСНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

При выполнении на карьерах работ электротехнического характера обязательно соблюдение требований, предусмотренных соответствующими разделами действующих Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок (ПТБ), Правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках, Единых правил безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом (ЕПБ), Правил технической эксплуатации при разработке угольных и сланцевых месторождений открытым способом (ПТЭ), различных отраслевых инструкций. Для карьеров систем Минчермета, Минцветмета, Минудобрений и Минпромстройматериалов СССР обязательна Инструкция по безопасной эксплуатации электрооборудования и электросетей на карьерах. Тем не менее данные правила и инструкции нередко нарушаются, в результате чего производственный электротравматизм продолжает иметь место.

Поражения электрическим током происходят при работе персонала обычно в условиях опасных или аварийных ситуаций, обусловленных чаще всего неправильными действиями (или бездействием) пострадавших или других лиц либо отказами и повреждениями электроустановок и средств их защиты. Так, на угольных разрезах из-за неправильных действий пострадавших, выразившихся в нарушениях Правил безопасности и ошибках, произошло более 80 % всех поражений электрическим током, а при ремонтах и устранении неисправностей — 40 % [2].

Анализ производственных травм, сопровождающихся временной утратой трудоспособности пострадавших, показывает, что число электротравм сравнительно невелико (до 3 % общего числа несчастных случаев). В травматизме со смертельным исходом доля электротравм значительно больше (до 40—60 %). Значительный процент смертности или полной инвалидности при поражениях электрическим током ставит электротравму на одно из первых мест по значимости.

Изучение природы электротравмы показывает, что основная опасность воздействия электрического тока заключается в его способности возбуждать и раздражать живые ткани организма. Электрический ток вызывает судорожные сокращения мышц и общее возбуждение, которое может привести к нарушению и даже полному прекращению деятельности органов дыхания и кровообращения. Степень нарушения этих жизненно важных функций зависит от многих факторов: рода и силы тока, времени воздействия на организм, пути протекания тока, состояния организма и др.

Степень воздействия электрического тока на человека принято классифицировать следующим образом:

1) осязаемый ток — значение тока, который вызывает при прохождении через организм осязаемые раздражения. Средние значения осязаемого переменного тока частотой 50 Гц, по данным МГИ, оцениваются пределом 0,8—1,8 мА, средние значения осязаемого постоянного тока примерно в 3,5—4 раза больше. Наиболее активен в физиологическом отношении ток с фазовыми отсечками, присущий электроустановкам, силовые схемы которых содержат полупроводниковые приборы. Следующим по степени активности является пульсирующий ток при однополупериодном выпрямлении. Пульсирующий ток при двухполупериодном выпрямлении по степени активности уступает переменному току частотой 50 Гц, но превосходит постоянный ток;

2) отпускающий ток — значение тока, при котором человек сохраняет способность самостоятельно освободиться от контакта с частями, находящимися под напряжением. Средние значения отпускающего переменного тока частотой 50 Гц, по данным МГИ, оцениваются пределом 4—8 мА, т. е. примерно в 4 раза превышают средние значения осязаемого тока. Средние значения отпускающего постоянного тока примерно в 3,5—4 раза больше. Степень активности пульсирующего тока при двухполупериодном выпрямлении аналогична изложенной выше;

3) неотпускающий ток — значение тока, который вызывает при прохождении через человека непреодолимые судорожные сокращения мышц рук, в которых зажаты проводники, т. е. человек теряет способность самостоятельно освободиться от контакта с токоведущими частями и подвергается смертельной опасности при длительном воздействии тока. По данным МГИ, средние значения неотпускающего тока примерно в 2 раза выше значений отпускающего тока, т. е. для переменного тока частотой 50 Гц равны 8—16 мА;

4) смертельный ток. Большинство специалистов оценивают этот ток на уровне 100 мА и более, однако исследования последних лет заставляют усомниться в правильности этой оценки и снижают ее порог в 3—4 раза.

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

$$I_{\text{доп}} = 10 + 10/t, \quad (2.1)$$

где t — длительность воздействия тока на человека, с.

Формула (2.1) рекомендована для $t \geq 0,1 - 0,2$ с. Для длительности воздействия $t < 0,1$ с ИГД им. А. А. Скочинского предложены формулы

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{доп}} &= 240/\sqrt{t} \text{ при } t = 0,001 \div 0,01 \text{ с;} \\ I_{\text{доп}} &= 760/\sqrt[4]{t} \text{ при } t = 0,01 \div 0,1 \text{ с.} \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до и выше 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью регламентированы ГОСТ 12.1.038—82. Для электроустановок с изолированной нейтралью предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и тока при продолжительности воздействия переменного тока 50 Гц более 1 с составляют 36 В и 6 мА.

Электрическое сопротивление тела человека является нелинейной величиной, зависящей от многих факторов: приложенного напряжения, состояния кожного покрова, места и площади контакта, формы токоведущей части, с которой происходит соприкосновение, и т. д. Принято считать, что сопротивление тела человека составляет около 1 кОм, хотя ни в каких нормативных документах и правилах это значение не указано.

В пределах допустимых напряжений сопротивление $Z_{\text{чел}}$ уменьшается при увеличении воздействующего напряжения. Эта функциональная зависимость описывается законом убывающей параболы, причем при возрастании напряжений на 1 В $Z_{\text{чел}}$ уменьшается примерно на 0,1 кОм, что весьма значительно. При напряжениях 40—45 В (с учетом индивидуальной чувствительности) наступает пробой кожных покровов, определяющих основное сопротивление цепи тока через человека, после чего сопротивление тела человека практически становится равным сопротивлению внутренних тканей (менее 1 кОм).

По данным МГИ, при расчете электроустановок карьеров на электробезопасность с учетом специфики условий труда и окружающей среды сопротивление тела человека следует принимать: при напряжении до 1000 В — 0,8 кОм, при напряжении выше 1000 В — 0,5 кОм.

Путь тока влияет на исход поражения, причем надо учитывать, что ток в теле человека проходит необязательно по кратчайшему

пути, так как различные ткани организма (костная, мышечная, нервная и жировая и т. д.) обладают разным сопротивлением. Большинство специалистов считают, что наиболее опасно прохождение тока через сердце, мозг и органы дыхания.

До последнего времени считалось, что наиболее опасен для человека электрический ток частотой 50—60 Гц. Исследования последних лет показали, что с ростом частоты тока от 50 Гц до 15 кГц значения отпускающих токов возрастают, за исключением частоты 200 Гц, которая может рассматриваться как наиболее физиологически активная. Зависимость отпускающих токов $I_{отп}$ от частоты f (в пределах 200—15 000 Гц) выражается формулой

$$I_{отп} = k\sqrt{f}, \quad (2.3)$$

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

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

В специфических условиях открытых горных разработок при оценке уровня электробезопасности необходимо учитывать влияние метеоклиматических факторов, в частности температуры и влажности окружающей среды. При повышении температуры окружающей среды электрическое сопротивление тела человека снижается, воздействующий ток возрастает, что уменьшает опасность электропоражения. Аналогичная картина наблюдается при повышенной влажности окружающей среды, особенно при увлажнении кожи.

Статистическое исследование электротравматизма в различных горнодобывающих отраслях [16, 17] позволило выявить его причинно-следственные связи с целым рядом факторов.

Величина рабочего напряжения. На карьерах преобладают (70—80 %) электротравмы, происшедшие при напряжении выше 1000 В, причем преобладают электротравмы в электроустановках напряжением 6 кВ переменного тока, поэтому в условиях открытых горных разработок важнейшей проблемой электробезопасности остается борьба с однофазными замыканиями на землю в карьерных распределительных сетях напряжением 6 кВ.

Место происшествия несчастных случаев и вид электрооборудования. Электротравматизм на воздушных ЛЭП, как правило, значительно выше, чем на кабельных линиях. Это подчеркивает актуальность задачи разработки рациональных схем электроснабжения карьеров, удовлетворяющих не только технико-экономическим соображениям, но и требованиям обеспечения максимальной электробезопасности в местах трассировки воздушных и кабельных линий.

Основное число электротравм приходится на персонал, обслуживающий распределительные устройства, воздушные и кабельные линии на-

пряжением 3—10 кВ, электрооборудование экскаваторов и электровозов, а также тяговые сети напряжением выше 1000 В. Значительное число несчастных случаев происходит при пусконаладочных и ремонтно-монтажных работах на распределительных устройствах стационарных и передвижных подстанций, а также приключательных пунктах.

Профессии, возраст и производственный стаж пострадавших. Во всех горнодобывающих отраслях подавляющее большинство электротравм приходится на электротехнический персонал, причем поражения электрическим током происходят преимущественно при напряжении выше 1000 В.

Анализ показывает, что более 50 % всех пострадавших составляют работники в возрасте до 32 лет. Это самая многочисленная группа, у многих работников которой еще не устоялись трудовые навыки и прочные знания безопасных приемов работы.

В разных горнодобывающих отраслях на работников со стажем работы до 5 лет приходится более 50 % от общего числа электротравм.

Время происшествия несчастных случаев. Для карьеров характерны повышения уровня («пики») электротравматизма в весенний, летний и осенний периоды, причем наиболее выражен летний пик.

На карьерах максимальный уровень электротравм приходится на первую (утреннюю) рабочую смену, когда выполняется наибольшее количество работ. Анализ показал, что наибольшее число электротравм происходит в часы смен, соответствующие непосредственному началу и окончанию работ на рабочих местах. На уровень электротравматизма в указанные часы влияют факторы внимания и усталости.

Основные причины электротравматизма. Анализ причин электротравм необходим для определения основных мероприятий, обеспечивающих предупреждение несчастных случаев от электрического тока, и для косвенной оценки эффективности существующей системы обеспечения электробезопасности.

Если вести анализ с позиций группировки несчастных случаев по обстоятельствам поражения электрическим током, то 80—90 % общего числа электротравм происходят в результате прикосновений к токоведущим частям электроустановок (первая группа).

Большой удельный вес приходится на электротравмы при работе без снятия напряжения.

Высоким (до 20 %) остается процент электротравматизма, происшедшего по причине ошибочной подачи напряжения и неправильного отключения электроустановок.

Вторую группу составляют электротравмы, происшедшие в результате прикосновений к нетоковедущим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением. Среди этих электротравм преобладают электропоражения преимущественно из-за замыканий на корпус электроустановок вследствие ухудшения состояния их изоляции.

Электротравмы обычно происходят по нескольким причинам, природа которых разная. Выделяют причины организационные, технические, психофизиологические. Можно считать, что электротравма произошла по организационным причинам, если определяющими были факторы организационного порядка (нарушение инструкций по технике безопасности, невыполнение организационных мероприятий обеспечения безопасности ремонтных работ в электроустановках, неправильная организация труда, ошибочная подача напряжения, необученность по профессии, отсутствие должного руководства, технического надзора и т. п.). О технических причинах следует говорить, если преобладают факторы технического порядка (замыкание фазных проводов на нетоковедущие металлические части, дефекты монтажа электрооборудования, замыкание фазных проводов на землю, механическое повреждение изоляции, снижение уровня изоляции, отсутствие ограждений, конструктивные недостатки оборудования и т. п.).

Как показывает анализ, на карьерах наибольшее число травм (более 70 %) происходят по организационным причинам.

2.3. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КАРЬЕРОВ

Изолированной нейтралью называется нейтраль (нулевая точка) трансформатора или генератора, изолированная от земли или присоединенная к заземляющему устройству через аппараты, компенсирующие емкостный ток сети, трансформаторы напряжения и другие аппараты, имеющие большое сопротивление (рис. 2.2).

В сети с изолированной нейтралью фазы 1—3 связаны с землей через полные сопротивления изоляции $Z1—Z3$. Если считать, что система симметрична, т. е. $Z1=Z2=Z3$, то нулевая точка электроприемника будет иметь потенциал нулевой точки источника тока, а векторные диаграммы источника тока и электроприемника при наложении полностью совпадут.

Если сопротивление изоляции одной из фаз, например фазы 1, снизится по сравнению с двумя другими, т. е. $Z1 < Z2=Z3$, то симметрия нарушится, напряжение фазы 1 относительно земли

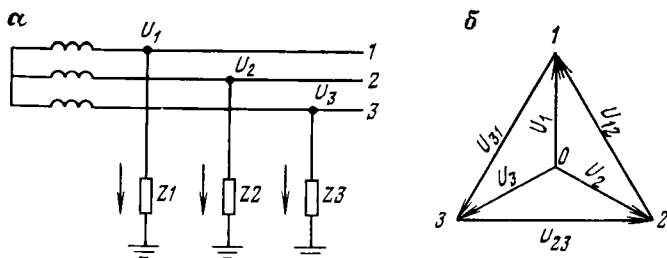


Рис. 2.2. Сеть трехфазного тока с изолированной нейтралью трансформатора: а — схема цепи токов утечки; б — векторная диаграмма напряжений

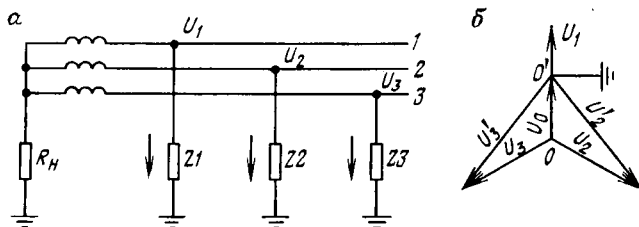


Рис. 2.3. Сеть трехфазного тока с заземленной нейтралью трансформатора:
 а — схема цепи токов утечки; б — векторная диаграмма напряжений

уменьшится, а напряжения фаз 2 и 3 возрастут. В результате возникнет смещение нейтрали и нулевая точка источника тока окажется под некоторым напряжением относительно земли.

Глухозаземленной нейтралью (рис. 2.3) называется нейтраль (нулевая точка) трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (трансформаторы тока и т. д.). Главная цель заземления нейтрали — это обеспечение селективности (избирательности) защиты от токов короткого замыкания.

Если принять, что сопротивление заземления нулевой точки трансформатора R_n равно нулю (рис. 2.3, а), а полные сопротивления изоляции фаз сети относительно земли одинаковы, т. е. $Z_1 = Z_2 = Z_3$, то напряжение каждой фазы относительно земли будет равно фазному напряжению сети, т. е. $U_1 = U_2 = U_3 = U_\phi$.

При снижении сопротивления изоляции Z_1 фазы 1 ток, протекая через сопротивление R_n , создает падение напряжения (U_0) на заземлителе нейтрали (рис. 2.3, б). При этом напряжение поврежденной фазы относительно земли U_1' уменьшается на U_0 , а напряжения неповрежденных фаз по отношению к земле U_2' и U_3' повышаются. При полном металлическом замыкании напряжение поврежденной фазы равно нулю, а напряжения неповрежденных фаз равны линейному напряжению $U_\lambda = \sqrt{3} U_\phi$.

Выбор способа заземления нейтрали связан главным образом с поведением электросистемы при замыканиях на землю и зависит от многих факторов. Режим нейтрали следует выбирать с точки зрения условий электробезопасности и по технологическим требованиям.

По условиям электробезопасности в сетях напряжением выше 1000 В режим нейтрали практически не устраняет опасность поражения человека при прикосновении к токоведущим частям, но в большей мере влияет на опасность при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением, и в зоне растекания тока от места замыкания.

Выбор режима нейтрали с точки зрения электробезопасности является результатом учета значительного числа показателей: допустимых токов замыкания на землю; напряжения прикосновения и шага; соответствия защитного отключения условиям безопас-

ности; возможности повреждения электроустановок токами однофазного замыкания на землю; вероятности перехода однофазных замыканий в двойные замыкания на землю; способа выполнения защитного заземления и его расположения. Сюда следует также отнести специальные вопросы и, в частности влияние режима нейтрали на контроль параметров электробезопасности в карьерной сети.

Технологические требования к выбору режима нейтрали при напряжении выше 1000 В обусловлены внутренними перенапряжениями при дуговых замыканиях на землю и возможностью возникновения вторичных пробоев на землю в местах с ослабленной изоляцией. С точки зрения технологических факторов следует учитывать: селективность защитного отключения; надежность работы электрических сетей; возможность их переустройства без замены аппаратов в заземлении нейтрали; работоспособность этих аппаратов; конструктивные показатели аппаратуры защиты от внутренних перенапряжений; протяженность и тип сетей; систему эксплуатации и контроля параметров КРС и др.

Таким образом, определяющими критериями комплексной оценки режимов нейтрали в сетях карьеров являются: электробезопасность; работа защиты от однофазных замыканий на землю; надежность электроснабжения; внутренние перенапряжения; устройство защитного заземления; экономичность.

В конкретных условиях любой из приведенных критериев может оказаться решающим. Однако при разработке месторождений открытым способом технологические факторы не являются решающими. В этом случае главнейшим критерием оценки эффективности любого режима нейтрали является электробезопасность.

Сравнение условий электробезопасности в сетях с изолированной и заземленной нейтралью показывает следующее:

1) при прикосновении к токоведущим частям одной из фаз сети с изолированной нейтралью человек оказывается под напряжением, значение которого изменяется в зависимости от уровня сопротивлений изоляции двух других фаз в пределах $0—U_{\text{л}}$. При прикосновении к токоведущим частям одной из фаз сети с заземленной нейтралью человек оказывается под напряжением $U_{\text{ф}}$;

2) при изолированной нейтрали замыкание одной из фаз сети на землю не обнаруживается (без специальных измерений) до появления опасного замыкания любой другой фазы. При заземленной нейтрали замыкание одной из фаз сети на землю является практически коротким замыканием, что способствует автоматическому отключению электроустановки от сети;

3) в сети с изолированной нейтралью прикосновение к одной из фаз может быть как безопасным, так и опасным, причем более опасным, чем при заземленной нейтрали (при $U_{\text{пр}} = U_{\text{л}}$, где $U_{\text{пр}}$ — напряжение прикосновения). В сети с заземленной нейтралью прикосновение к одной из фаз при рабочем напряжении 127 В и выше всегда опасно.

Ток, протекающий через человека при изолированной нейтрали $I_{н. и.}$, может быть выражен через аналогичный ток при заземленной нейтрали $I_{з. н.}$ таким образом:

$$I_{н. и.} = I_{з. н.} \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{R(R + 6R_{чел})}{9R_{чел}^2(1 + R^2\omega^2C^2)}}} \quad (2.4)$$

где R и C — соответственно активное сопротивление и емкость фазы относительно земли; $R_{чел}$ — активное сопротивление тела человека.

Из формулы (2.4) следует, что при прикосновении к одной из фаз сети с изолированной нейтралью ток, протекающий через человека, всегда меньше, чем в случае с заземленной нейтралью, так как знаменатель правой части выражения всегда больше числителя.

Действующими нормативными документами для карьеров (ЕПБ и ПТЭ) электроустановки напряжением до 35 кВ должны иметь изолированную нейтраль. Все отходящие присоединения, питающие карьерные передвижные электроустановки, должны быть оборудованы исправно действующей аппаратурой, обеспечивающей автоматическое отключение линий при замыкании на землю одной фазы. Для угольных разрезов специально оговорено, что система с изолированной нейтралью разрешена к применению для силовых и осветительных сетей открытых горных разработок (вскрыша, добыча, отвалы, водопонижающие и водоотливные установки).

ЕПБ допускают применение электроустановок с заземленной нейтралью при разработке драгами и плавучими земснарядами. ПТЭ разрешают применение системы с глухозаземленной нейтралью для осветительных сетей отвалов и автодорог вне разрезов, а также для силовых и осветительных сетей промплощадок разрезов. На предприятиях по обогащению и брикетированию углей (сланцев) разрешается применение систем как с изолированной, так и с глухозаземленной нейтралью.

В содружестве социалистических стран (ВНР, НРБ, ПНР) режимы нейтрали в сетях карьеров такие же, как и в СССР.

В некоторых карьерных сетях с естественными токами замыкания на землю, превышающими предельно допустимое значение, для обеспечения уровня электробезопасности, снижения воздействия дуговых перенапряжений, а также для облегчения устройства заземления в условиях пород с высоким удельным сопротивлением возникает необходимость применения компенсированной системы. Для этого параллельно емкостям сети $C1-C3$ включается индуктивное сопротивление L_k (рис. 2.4). В сети возникает соответствующий индуктивный ток, компенсирующий емкостный ток однофазного замыкания на землю.

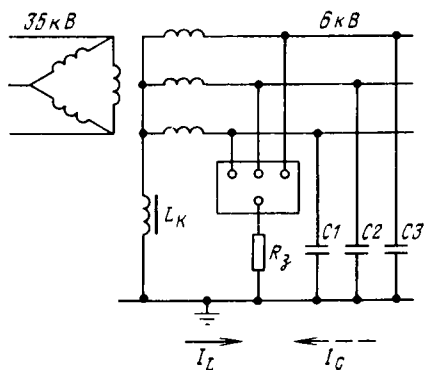


Рис. 2.4. Схема карьерной сети с компенсированной нейтралью

ления нейтрали через резистор. За рубежом в карьерных сетях, например, накладываемый активный ток достигает 25 А, реже — 50 А.

Электробезопасность в системах с нейтралью, заземленной через резистор, помимо защиты и заземления зависит также от ряда дополнительных факторов: сопротивления проводников связи от нейтрали питающего трансформатора к заземляющему резистору и от резистора к рабочему заземлению; исправности резистора, заземляющего нейтраль; непрерывности заземляющей сети. Повреждение заземляющего резистора в нейтрали трансформатора равноценно потере защиты.

Следовательно, система с нейтралью, заземленной через резистор, требует дополнительных защитных мер и устройств. Этими дополнениями являются: устройство контроля непрерывности заземляющей сети; устройство защиты, которая должна отключать электроснабжение карьера, если заземляющий провод от нейтрали трансформатора к заземляющему резистору в нейтрали оборван (эта же защита должна действовать, если заземляющий резистор разомкнут по любой причине); электрическая развязка цепи рабочего резистора в нейтрали вторичной обмотки трансформатора от системы защитного заземления главной подстанции и заземление этого резистора отдельным заземлителем.

Среди критериев безопасного применения систем с заземлением через резистор важным является надежность функционирования заземляющей сети и поддержание ее непрерывности в процессе эксплуатации.

Системы с нейтралью трансформатора, заземленной через ограничивающий резистор, применяются в КРС напряжением 6 кВ в СССР [13], в КРС напряжением 3—25 кВ в США, Канаде, Великобритании.

Задача увеличения чувствительности и надежности действия простой токовой защиты при недостаточном естественном емкост-

Сети карьеров при компенсации емкостных токов должны оборудоваться защитой от однофазных замыканий на землю, действующей селективно на отключение.

В карьерных сетях, где значение емкостного тока замыкания на землю недостаточно для надежного действия защиты, возникает необходимость в искусственном увеличении тока. Один из способов создания таких условий — наложение на естественный емкостный ток замыкания на землю искусственной активной составляющей за счет зазем-

ванным режимом нейтрали (рис. 2.6) в нормальных условиях нейтраль силового трансформатора изолирована. В аварийных режимах (однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) или снижение изоляции в точках K_1, K_2, K_3) после срабатывания защиты от утечек необходимо аппарат защитного отключения отсоединить от сети, заземлить нейтраль трансформатора, включив сначала автомат QF_0 , затем разъединитель Q_0 . При подаче напряжения поврежденный элемент электрической установки будет селективно отключен максимальной токовой защитой (мгновенно — при ОЗЗ, через некоторое время — при локальной утечке). После этого нейтраль трансформатора можно отключить от заземляющей шины и продолжить нормальную эксплуатацию электрооборудования. Автомат QF_0 необходим для максимальной токовой защиты при ОЗЗ вне зоны действия общесетевого автомата QF_1 (точка K_1).

Для повышения безопасности в аварийном режиме необходимо предусмотреть автоматическое включение звуковой сигнализации в момент заземления нейтрали трансформатора, а также световую сигнализацию о режиме нейтрали.

Условия электробезопасности при заземлении нейтрали в аварийном режиме ухудшаются незначительно (малая длительность аварийного режима, своевременное оповещение и сигнализация), а в случае ОЗЗ — улучшаются, так как снижается напряжение относительно земли двух неповрежденных фаз.

Электрическая система с автоматической компенсацией емкости с точки зрения значений токов утечки равноценна системе с изолированной нейтралью, поэтому для drag со значениями емкости электрической сети более 1 мкФ рациональным режимом является комбинированный режим: изолированная нейтраль с обязательным защитным отключением и автоматической компенсацией емкости сети в нормальном режиме, глухозаземленная нейтраль — в аварийном режиме.

2.4. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Контроль изоляции в электроустановках напряжением до 1000 В. Регулярное наблюдение за состоянием изоляции электрических сетей и своевременное обнаружение неполадок являются одними из основных мер, позволяющими предотвратить поражение электрическим током и поддержать бесперебойное электропитание оборудования. Под периодическим контролем изоляции понимают измерение ее сопротивления в установленные правилами сроки, а также в случае обнаружения дефектов.

Сопротивление изоляции обычно измеряют специальными приборами — мегомметрами, принцип работы которых основан на методе наложения постоянного оперативного тока на контролируемую сеть. Наиболее распространенный мегомметр М1101 (рис. 2.7), имеющий два предела измерения, состоит из генератора постоянного тока I , вращаемого от руки, измерительного магнитоэлектрического прибора логометрической системы $И$ и до-

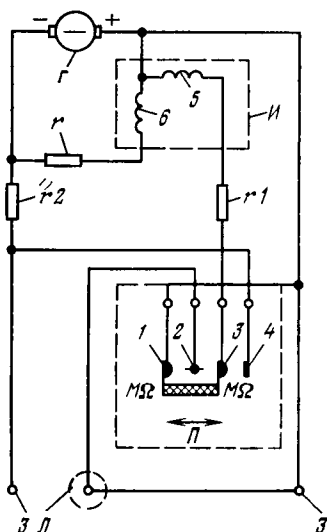
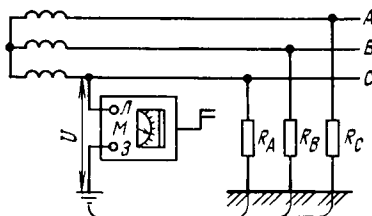


Рис. 2.7. Принципиальная схема мегомметра М1101

Рис. 2.8. Схема измерения сопротивления изоляции мегомметром



бавочных сопротивлений. Нормальная частота вращения ручки прибора 120 об/мин. Переключатель Π служит для переключения пределов измерения мегомметра.

Прибор имеет три зажима с надписями: «Линия», «Земля», «Экран». Зажимы «Линия» и «Земля» присоединяют к объекту и земле в случае измерения сопротивления изоляции относительно земли или оба зажима присоединяют к электрическим цепям, между которыми измеряют сопротивление изоляции. Если результат измерения сопротивления изоляции объекта может быть искажен поверхностными токами, проходящими по изоляции, то на изоляцию объекта накладывают экранирующие электроды, которые присоединяют к зажимам мегомметра «Экран».

На верхнем пределе измерений ($M\Omega$) замкнуты контакты 2 и 3 переключателя пределов Π . При этом образуется последовательная цепь: зажим $\mathcal{L}$, контакты переключателя 2 и 3, сопротивление $r1$, рабочая рамка 5 логометра, генератор G , сопротивление $r2$ и зажим 3. Измеряемое сопротивление включают последовательно в цепь между зажимами $\mathcal{L}$ и 3.

При замкнутых накоротко зажимах $\mathcal{L}$ и 3 и нормальной частоте вращения генератора стрелка логометра должна устанавливаться на начальной отметке шкалы — нуль. При разомкнутых зажимах $\mathcal{L}$ и 3 и тех же условиях стрелка логометра должна устанавливаться на конечной отметке шкалы — бесконечность. На нижнем пределе измерения ($K\Omega$) замкнуты контакты 3, 4 и 1, 2 переключателя пределов Π . При этом образуется параллельная цепь: плюс генератора, рабочая рамка логометра, сопротивление $r1$, контакты 3 и 4, сопротивление $r2$, минус генератора. При этом контакты 1, 2 присоединяют зажим $\mathcal{L}$ к плюсу генератора и измеряемое сопротивление оказывается подключенным параллельно

сопротивлению r . В этом случае при замкнутых накоротко зажимах L и Z стрелка должна устанавливаться на отметке шкалы — бесконечность (верхний предел измерения), что соответствует нулю для нижнего предела.

Отечественная промышленность выпускает мегомметры с нормальным напряжением 100, 500, 1000 и 2500 В. Мегомметры М1101 выпускают с номинальным напряжением холостого хода 100, 500 и 1000 В и пределами измерения соответственно 100, 500 и 1000 МОм. Мегомметры на 2500 В имеют обозначение МС-06.

Схема измерения сопротивления изоляции мегомметром представлена на рис. 2.8. Зажим L подсоединен к одной из фаз сети, зажим Z — к земле. R_A, R_B, R_C — сопротивления фаз относительно земли.

При измерении сопротивления изоляции следует строго соблюдать условия безопасности:

необходимо снять напряжение с установки и принять меры против подачи его на объект. Выполняющий измерения мегомметром должен сам убедиться в соблюдении этого требования, а также проверить рабочее место;

при измерении сопротивления изоляции линии (кабельной или воздушной) с двусторонним питанием должны быть приняты меры, исключающие подачу напряжения с противоположной стороны; установка должна быть разряжена от емкостного тока с соблюдением правил безопасности (защитные заземления и коротки должны быть сняты).

Сопротивление изоляции должны измерять два человека, один из них должен иметь квалификационную группу не ниже четвертой, другой — не ниже третьей.

ПУЭ установлено сопротивление изоляции сети на участке между двумя смежными предохранителями или за последними предохранителями между любым проводом и землей, а также между двумя любыми проводами не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции измеряют при снятых плавких вставках, при этом в силовых цепях должны быть отключены электроприемники, аппараты и другие приборы.

Как указано выше, измерения мегомметром возможны только после снятия рабочего напряжения, из-за чего измерения выполняются лишь на отдельных частях или элементах сети, причем результаты измерений позволяют судить практически только о наличии (или отсутствии) повреждений изоляции той или другой фазы отдельных токоприемников, аппаратов, кабелей относительно земли, но не о параметрах изоляции электроустановок в целом.

Для знания фактического состояния изоляции электрических сетей необходимы методы измерений, при которых нормальные условия эксплуатации сетей не нарушаются. Тем самым определение сопротивления изоляции при нормальном эксплуатационном режиме работы сетей должно осуществляться при нормальном рабочем напряжении. Поэтому при исследовании состояния изоляции

эксплуатирующихся сетей целесообразно отдать предпочтение способам измерения, не требующим снятия рабочего напряжения.

Вопросы измерений полной проводимости изоляции и ее составляющих в электрических сетях открытых горных разработок достаточно подробно рассмотрены в [16, 17].

Для измерения полной, активной и реактивной проводимостей изоляции трехфазных электрических сетей с изолированной нейтралью напряжением до 1000 В предложен метод с непосредственным отсчетом результатов по шкале показывающего прибора. Процесс измерения с использованием излагаемого метода выгодно отличается от других способов, когда производят ряд измерений с последующим вычислением результатов.

Принцип измерения поясняется с помощью функциональной схемы (рис. 2.9). Между искусственной нулевой точкой сети и землей вводится переменное напряжение U частотой 50 Гц. Ток I в цепи, образованной шунтом 2 с искусственной нулевой точкой 1, проводимостью изоляции сети 11 и землей, измеряется подключенным к шунту фазочувствительным амперметром, управляющим опорным напряжением $U_{оп}$.

Ток через амперметр при синхронном детектировании

$$I_d = KI \cos \varphi = KUY_{из} \cos \varphi,$$

где φ — угол сдвига фазы между I_d и $U_{оп}$; $Y_{из}$ — модуль комплексной проводимости изоляции сети.

При фазовом сдвиге $\varphi=0$ между U и $U_{оп}$ (переключатель $П$ в положение б) показания прибора пропорциональны активной, при $\varphi=90^\circ$ (переключатель $П$ в положение в) — реактивной составляющей, а при напряжении U , синфазном с опорным напряжением (переключатель $П$ в положении а) — полной проводимости изоляции. Если обеспечивается постоянство амплитуды U , то шкала амперметра может быть проградуирована в значениях проводимости. Таким образом, замер активной и реактивной составляющих, а также полной проводимости изоляции сводится к непосредственному отсчету по показывающему прибору.

В качестве амперметра используют магнитоэлектрический измерительный прибор, подключенный к шунту через двухполупериодный синхронный детектор, управляемый прямоугольным опорным напряжением $U_{оп}$. Выход усилителя-формирователя в зависимости от измеряемой величины может быть подключен к шунту (измерение $Y_{из}$), к источнику напряжения U непосредственно (измерение $G_{из}$), или через фазосдвигающую цепь ($\varphi=90^\circ$, измерение $B_{из}$). Для удобства оценки измеряемых величин на шкалу прибора нанесены величины, обратные проводимости, т. е. $Z_{из}$, $R_{из}$, $X_{из}$.

В последние годы внимание специалистов привлечено к разработке и внедрению в промышленность устройств непрерывного контроля изоляции, ряд структурных схем которых приведен в работе [17].

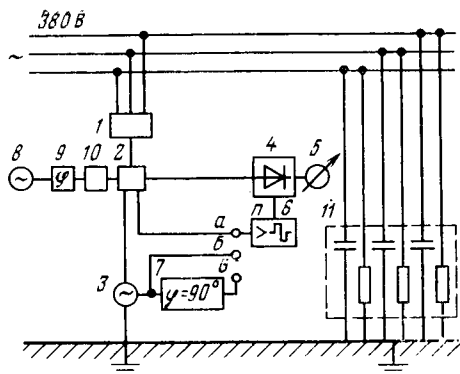


Рис. 2.9. Функциональная схема измерения проводимостей изоляции сети:

1 — искусственная нулевая точка; 2 — шунт; 3 — источник напряжения U ; 4 — двухполупериодный синхронный детектор; 5 — магнитоэлектрический микроамперметр; 6 — усилитель-формирователь опорного напряжения $U_{оп}$; 7 — фазосдвигающая цепь; 8 — источник компенсирующего напряжения; 9 — фазорегулятор; 10 — аттенуатор; 11 — эквивалентные проводимости изоляции сети по отношению к земле; П — переключатель режимов измерения

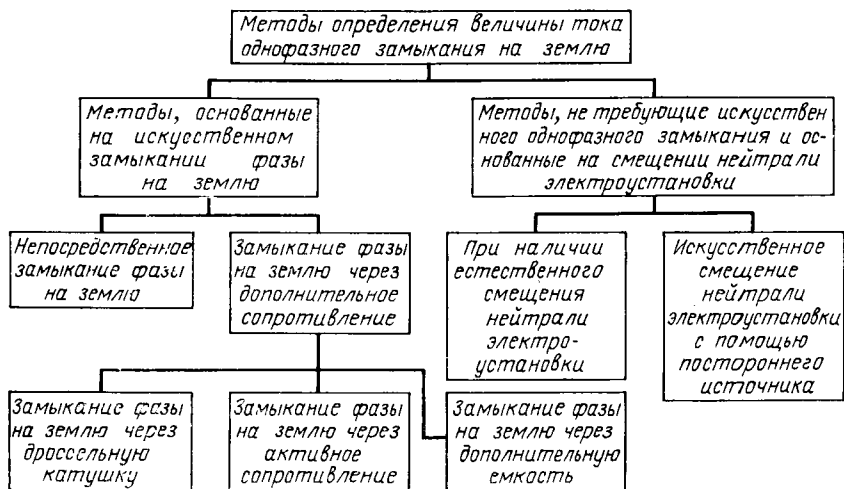


Рис. 2.10. Классификация методов определения тока однофазного замыкания на землю

Контроль изоляции в электроустановках напряжением выше 1000 В. В нормативных документах (ЕПБ и ПТЭ) нормы сопротивления изоляции для карьерных сетей отсутствуют. Работы по изучению состояния изоляции сетей карьеров начались в последние годы и находятся в стадии исследований.

Абсолютные значения параметров изоляции для отдельных карьеров различны и зависят от рабочего напряжения, количества электрооборудования, протяженности воздушных и кабельных линий, местных климатических условий, уровня эксплуатации электрохозяйства и др.

Определение полного сопротивления изоляции КРС не представляет трудностей при известных значениях рабочего напряжения сети и тока однофазного замыкания на землю.

Методы определения тока однофазного замыкания на землю могут быть разделены на две группы (рис. 2.10):

1) основанные на искусственном замыкании какой-либо фазы сети на землю;

2) не требующие искусственного однофазного замыкания на землю и основанные на смещении нейтрали электроустановки.

К первой группе методов можно отнести: метод непосредственного измерения тока однофазного замыкания при прямом замыкании на землю одной фазы сети; методы определения тока однофазного замыкания при замыкании на землю одной фазы сети через дополнительное сопротивление (индуктивное, активное или емкостное).

Ко второй группе методов относятся: методы определения тока замыкания на землю при наличии естественного смещения нейтрали электроустановки; методы определения тока замыкания на землю при отсутствии или незначительном естественном смещении нейтрали путем искусственного смещения нейтрали электроустановки с помощью постороннего источника питания.

Указанные выше методы с точки зрения способа получения результата можно подразделить на прямой и косвенные способы определения тока однофазного замыкания на землю. Прямым способом является метод непосредственного измерения тока замыкания на землю, а косвенными способами — все остальные методы.

При оценке целесообразности применения различных методов определения тока однофазного замыкания на землю в распределительных сетях 6 кВ следует руководствоваться следующими соображениями: измерения должны проводиться без нарушения нормальной эксплуатации электроустановок, т. е. не должны сопровождаться снятием рабочего напряжения; процесс измерения не должен быть причиной опасности поврежденной изоляции электрических сетей и аварий электрооборудования; в процессе измерения не должно возникать опасности поражения электрическим током как исследователей, так и эксплуатационного персонала; метод измерения должен обеспечивать достаточную точность как для практических, так и для исследовательских целей; метод измерения должен быть простым и удобным в применении, т. е. измерения должны проводиться с использованием небольшого количества оборудования и приборов; измерительная аппаратура должна быть компактной и надежной в работе.

Метод прямого измерения тока однофазного замыкания на землю заключается в том, что на отключенной линии за масляным выключателем *ВМ* (рис. 2.11) одна из фаз соединяется с землей через трансформатор тока *ТА*, вторичная обмотка которого замкнута на амперметр *А*. Затем масляный выключатель этой линии включается и по амперметру измеряется ток однофазного замыкания на землю. После этого выключатель отключается.

Различные методы, относящиеся к прямому и косвенному способам определения тока однофазного замыкания на землю, описаны в [17].

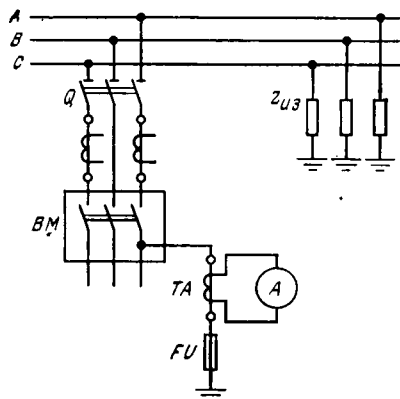


Рис. 2.11. Схема измерения тока однофазного замыкания на землю по методу прямого измерения

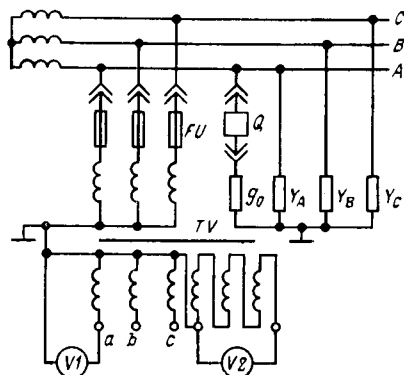


Рис. 2.12. Схема определения параметров изоляции сетей 6 кВ с введением дополнительной проводимости и использованием двух вольтметров

Для исследования состояния изоляции трехфазных электрических сетей напряжением выше 1000 В предложен ряд методов с учетом специфических особенностей, присущих внутреннему электроснабжению открытых горных разработок.

В МГИ разработан метод определения параметров изоляции трехфазных электрических сетей напряжением выше 1000 В, основанный на вводе между одной из фаз сети и землей дополнительной проводимости и на измерениях напряжения этой фазы относительно земли и напряжения смещения нулевой точки. По значениям напряжения фазы относительно земли, напряжения смещения нулевой точки и дополнительной проводимости определяют параметры изоляции сети.

Метод поясняется схемой (рис. 2.12), содержащей исследуемую сеть; трансформатор напряжения TV ; предохранители FU , включенные в цепи первичной обмотки трансформатора напряжения TV ; вольтметр $V1$, измеряющий напряжение фазы относительно земли; вольтметр $V2$, измеряющий напряжение смещения нулевой точки; коммутирующий аппарат Q для введения дополнительной проводимости; активную дополнительную проводимость g_0 ; проводимости изоляции фаз сети Y_A, Y_B, Y_C .

Для определения полной проводимости изоляции и ее составляющих, а также емкости сети и тангенса угла диэлектрических потерь вольтметром $V1$ измеряют напряжение фазы относительно земли до введения активной дополнительной проводимости g_0 . Коммутирующим аппаратом Q вводят дополнительную проводимость g_0 и вольтметром $V1$ измеряют новое значение напряжения фазы относительно земли. Вольтметром $V2$ измеряют напряжение смещения нулевой точки на вторичной обмотке трансформатора напряжения TV , которая соединена в открытый треугольник.

По полученным данным определяют:
полную проводимость изоляции сети

$$Y_{из} = \frac{U_{\phi 0}}{U_0} g_0;$$

активную проводимость изоляции сети

$$G_{из} = 0,5g_0 \left(\frac{U_{\phi}^2 - U_{\phi 0}^2}{U_0^2} - 1 \right);$$

емкостную проводимость изоляции

$$B_{из} = \sqrt{Y_{из}^2 - G_{из}^2};$$

емкость сети

$$C_{из} = B_{из} / 2\pi f;$$

тангенс угла диэлектрических потерь

$$\operatorname{tg} \delta = B_{из} / G_{из},$$

где $U_{\phi 0}$ и U_{ϕ} — напряжения фазы относительно земли соответственно при введенной дополнительной проводимости и до введения; U_0 — напряжение смещения нулевой точки при введенной дополнительной проводимости; g_0 — известная активная дополнительная проводимость, которую вводят в исследуемую фазу для получения напряжения смещения нулевой точки.

Данный метод испытан в промышленных условиях ПО «Экибастузуголь» в электрических сетях 6 кВ разреза «Богатырь». Испытания показали высокую точность и простоту измерения параметров изоляции. Точность измерения определяется классом точности измерительных приборов.

Применение метода неопасно, так как введенная дополнительная проводимость увеличивает напряжение смещения нулевой точки до значения, которое не превышает допустимое по ГОСТ 13109—67. Погрешность определения параметров изоляции будет при этом минимальной и не зависит от напряжения смещения нулевой точки. Одновременно при этом защита замыканий на землю не выводится из работы, а на двух других фазах, в которых не коммутируется дополнительная проводимость, перенапряжения фаз относительно земли не являются опасными.

Непрерывный профилактический контроль параметров изоляции электрических сетей позволяет своевременно обнаруживать места повреждений, что является одним из эффективных средств повышения безопасности эксплуатации электроустановок. Непрерывный контроль состояния изоляции можно осуществить по показаниям приборов измерительной схемы (рис. 2.13). При ухудшении изоляции, т. е. при достижении активной проводимости критического значения по условию электробезопасности, данный метод предусматривает подачу сигнала о повреждении изоляции

$$G_{из} = g_0 (k \cos \alpha - 1),$$

где g_0 — известная активная дополнительная проводимость, которую вводят в исследуемую фазу для получения напряжения смещения нейтрали; k — отношение модулей напряжения фазы относительно земли и напряжения смещения нейтрали; α — угол между векторами напряжения фазы относительно земли и напряжения смещения нейтрали.

Другие параметры изоляции сети определяются по формулам: емкостная проводимость изоляции сети

$$B_{из} = kg_0 \sin \alpha;$$

полная проводимость изоляции сети

$$Y_{из} = kg_0;$$

емкость сети

$$C_{из} = B_{из}/2\pi f;$$

тангенс угла диэлектрических потерь

$$\operatorname{tg} \delta = B_{из}/G_{из}.$$

Контроль изоляции — одна из основных профилактических мер защиты от перенапряжений. В стационарных электроустановках, находящихся в эксплуатации, контроль изоляции осуществляется систематическими испытаниями изоляции повышенным напряжением. При испытаниях методом повышенного напряжения испытательное напряжение должно быть выше уровня возможных перенапряжений. Профилактические испытания электрической прочности органически входят в комплекс общесетевых мероприятий эксплуатации электроустановок и имеют целью выявить места с ослабленной изоляцией (дефекты) и предупредить внезапные ее пробои.

2.5. ЗАЩИТНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ

Защитным отключением называется быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения током. Тем самым защитное отключение обеспечивает безопасность путем ограничения времени протекания через человека опасного тока. Защита осуществляется устройством защитного отключения, которое постоянно контролирует условия поражения и осуществляет отключение сети или ее участка при их возникновении. Согласно ЕПБ и ПТЭ, время отключения поврежденной сети не должно превышать 0,2 с.

Признаками условий поражения являются электрические параметры сети, изменяющие свое значение при подключении человека. Электрический параметр сети, несущий в себе информацию об опасности поражения, для устройства защитного отключения (УЗО) является входным сигналом.

По типу входного сигнала все известные УЗО можно разделить на устройства:

1) реагирующие на несимметрию фазных токов утечки (ток нулевой последовательности);

2) реагирующие на несимметрию напряжений фаз относительно земли (напряжение нулевой последовательности);

3) реагирующие на токи и напряжения оперативных источников питания;

4) реагирующие на напряжение корпуса электроустановки относительно земли.

Для повышения эффективности УЗО иногда используется несколько входных сигналов, в этом случае устройство называется комбинированным. К разряду комбинированных относят применяемые в горнорудной промышленности аппараты защиты, получившие название реле утечки.

Аппарат защиты от утечек тока (реле утечки) автоматически отключает напряжение на участке при снижении сопротивления изоляции сети ниже допустимого значения в случае прикосновения человека к токоведущим частям, а также при появлении тока утечки, опасного в отношении открытого искрения в условиях взрывчатой атмосферы.

В настоящее время применяют аппараты защиты от утечек типа УАКИ (устройство автоматического контроля изоляции), предназначенные для сетей напряжением 127, 380 и 660 В, имеющих емкость до 1 мкФ/фазу. Принцип работы схем этих аппаратов одинаков (схемы отличаются только конструкцией делителей напряжения), но уставки отключающих сопротивлений этих аппаратов различны. Поэтому достаточно рассмотреть аппарат УАКИ-380, принципиальная схема которого представлена на рис. 2.14.

Трехфазный выпрямитель, состоящий из трех вентилях $VD1—VD3$, питается от сети через делитель напряжения $R0—R2$, играющий роль фильтра напряжения нулевой последовательности, который присоединен к земле через диод $VD4$. Между нулевой точкой схемы трех вентилях и нулевой точкой звезды делителя напряжения существует выпрямленное напряжение, являющееся оперативным напряжением цепи защиты.

Реле P имеет две обмотки. Обмотка I является рабочей (измерительной), по которой при срабатывании реле протекает только оперативный (измерительный) ток, который зависит от сопротивления изоляции сети. Обмотка II является вспомогательной (тормозной), по которой протекает ток, практически не зависящий от сопротивления изоляции сети. Число витков и сопротивления обмоток подобраны таким образом, что при отсутствии утечек магнитные потоки обеих обмоток, направленные встречно, уравновешиваются и реле P не включается.

При симметричном снижении сопротивлений изоляции фаз сети и отсутствии сосредоточенной утечки через обмотку I протекает оперативный выпрямленный ток по цепи: сопротивление изоляции

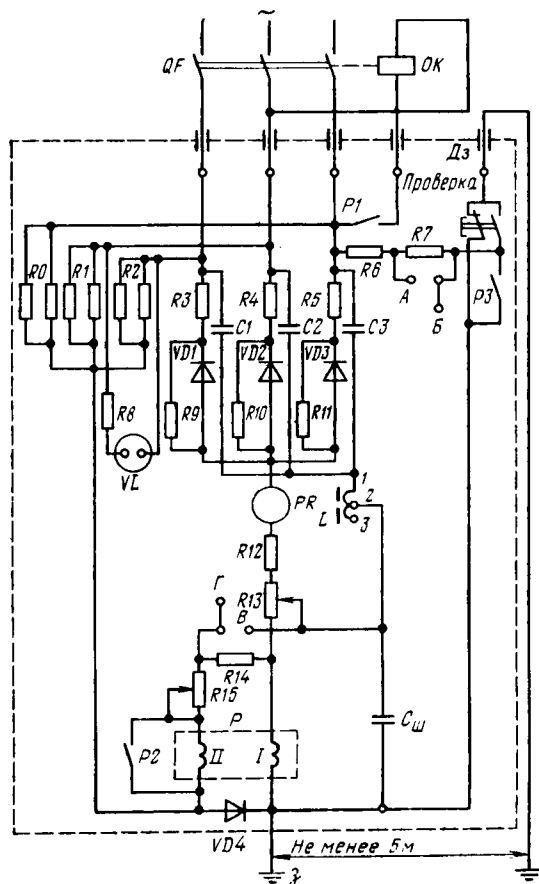


Рис. 2.14. Принципиальная электрическая схема аппарата защиты от утечек УАКИ-380

сети — земля — заземление $З$ аппарата — обмотка I реле P — резисторы $R13$, $R12$ — километр PR — вентили $VD1—VD3$ — резисторы $R3—R5$ — автоматический выключатель — сеть. При этом заряжается присоединенный параллельно указанной цепи конденсатор $C_{ш}$. При снижении сопротивления изоляции до уставки критического сопротивления $R_{кр}$ протекающий через реле P результирующий ток, равный разности токов в обеих обмотках, достигает значения тока срабатывания реле, в результате чего реле замыкает свой контакт $P1$ в цепи отключающей катушки OK автоматического выключателя, который и отключает сеть. Одновременно с этим контактом $P2$ шунтируется тормозная обмотка II реле P , ток в ней падает до нуля, благодаря чему реле самоблокируется.

При появлении сосредоточенной утечки (повреждение изоляции одной из фаз или прикосновение человека к одной фазе) кроме оперативного выпрямленного тока возникает переменный ток нулевой последовательности, вызванный возникшей несимметрией сопротивлений фаз сети относительно земли. Путь и значение этого тока изменяются каждый полупериод. При положительном полупериоде цепь этого тока следующая: сеть — сопротивление утечки — земля — заземление $З$ аппарата — обмотка I реле P — резисторы $R13, R12$ — килоомметр PR — вентили $VD1—VD3$ — резисторы $R3—R5$ — автоматический выключатель QF — сеть. Этот ток складывается с оперативным выпрямленным током, в результате чего суммарный ток в обмотке I возрастает.

При отрицательном полупериоде цепь тока меняется, а именно: сеть — QF — резисторы $R0—R2$ — вентиль $VD4$ — заземление $З$ аппарата — земля — сопротивление утечки — сеть. Таким образом, при отрицательном полупериоде ток нулевой последовательности через реле не протекает, причем значение этого тока больше, чем при положительном полупериоде, так как сопротивление цепи меньше, чем в первом случае. Это обуславливает соответствующее возрастание отключающего сопротивления однофазной утечки, при этом значение сопротивления взаимосвязано со значением емкости конденсатора C_{III} (чем меньше C_{III} , тем больше отключающее сопротивление).

Для уменьшения емкостных токов утечки в аппаратах УАКИ-380 применен компенсатор емкости в виде дросселя L с воздушным зазором в магнитопроводе. Дроссель L одним зажимом присоединен к нулевой точке звезды, образованной конденсаторами $C1—C3$ по 1 мкФ каждый, создающими искусственную нейтраль сети и служащими для предотвращения замыкания на землю оперативного выпрямленного тока. Другим своим зажимом дроссель присоединен через конденсатор $C_{III}=20$ мкФ к земле. Дроссель имеет обмотку с двумя отпайками, позволяющими регулировать индуктивность в зависимости от суммарной протяженности защищаемой сети. Отпайка 3 используется при емкости сети до $0,5$ мкФ/фазу, отпайка 2 — при емкости сети $0,5—1$ мкФ/фазу.

В схеме имеется килоомметр, предназначенный для непрерывного контроля сопротивления изоляции сети. Для освещения шкалы килоомметра и контроля включения аппарата служит неоновая лампа VL .

Кнопка «Проверка» служит для проверки исправности защиты путем включения между сетью и землей проверочного резистора ($R6, R7$). Для того чтобы кроме исправности аппарата при проверке можно было убедиться в наличии соединения схемы аппарата с землей (при нарушении которого прекращается действие защиты от утечек), кнопка «Проверка» присоединяется к специальному дополнительному заземлению $Дз$, которое должно быть расположено на расстоянии не менее 5 м от местного заземления $З$.

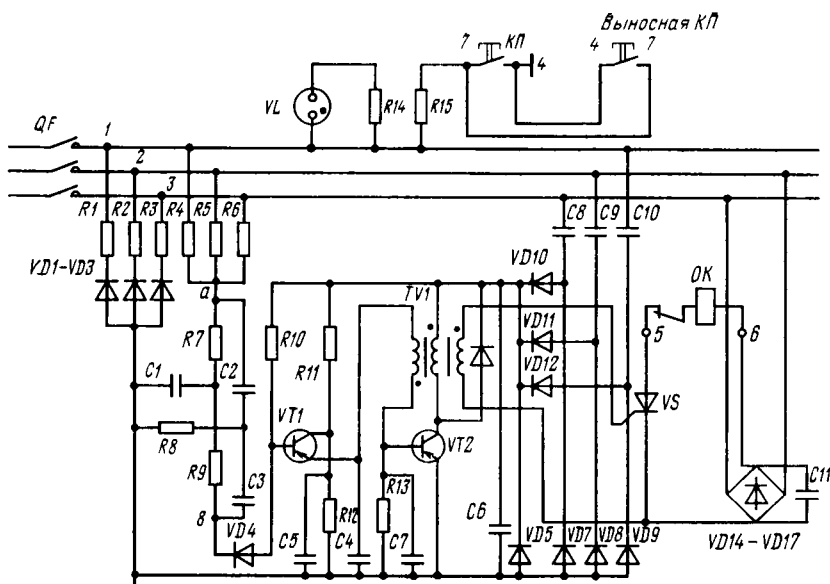


Рис. 2.15. Схема устройства защиты от утечек УЗУТ-220

На карьерах северных горнопромышленных районов эксплуатируется разработанное ЛГИ устройство защиты от утечек тока УЗУТ-220, в основе которого лежит измерение оперативного напряжения, пропорционального сопротивлению утечки тока и оперативному постоянному току, создаваемому измерительным органом (диоды $VD1-VD3$), нулевая точка которого подключена к заземленной шине 4 (рис. 2.15).

Параллельно источнику оперативного тока в устройстве УЗУТ-220 подключен реагирующий орган, состоящий из резисторного фильтра присоединения $R4-R6$, частотного фильтра в виде двойного Т-образного моста $C1-C3$, $R7-R9$ и управляемого оперативным напряжением полевого транзистора $VT1$, исток которого соединен через делитель $R11$, $R12$ с источником стабилизированного эталонного напряжения $VD7-VD12$, а сток — с блокинг-генератором, выполненным на транзисторе $VT12$. К выходной обмотке блокинг-генератора подключен управляющий электрод тиристора VS , в силовую цепь которого включены отключающая катушка выключателя сети и его замыкающие блок-контакты. Блокинг-генератор формирует отключающий импульс и одновременно служит для электрической развязки управляющей и силовой цепей тиристора. Для питания отключающего тиристорного реле предусмотрен отдельный мостовой выпрямитель $VD14-VD17$, подключенный к фазам защищаемой сети.

Устройство работает следующим образом. В нормальных условиях работы защищаемой сети сопротивление ее изоляции доста-

точно велико и постоянный оперативный ток в цепи органа измерения сопротивления изоляции практически равен нулю. При этом выпрямленное диодами $VD1—VD3$ фазное напряжение подается на вход реагирующего органа в нулевую точку a резисторного фильтра присоединения. Далее, пройдя через заграждающий частотный фильтр, который полностью подавляет переменный составляющий входной сигнал, постоянное напряжение поступает на затвор полевого транзистора $VT1$, надежно запирая его.

При снижении сопротивления изоляции сети до критического значения, соответствующего появлению опасной утечки ($R_y = R_{кр} = 5$ кОм, например, для сети напряжением 220 В), в цепи органа сопротивления изоляции протекает оперативный ток, который создает на сопротивлении изоляции падение напряжения, пропорциональное утечке и по значению значительно меньшее выпрямленного фазного напряжения.

За счет снижения постоянного напряжения на затворе полевого транзистора $VT1$ до порогового значения последний открывается и в его выходной цепи появляется ток, достаточный по значению для включения блокинг-генератора, работающего в ждущем режиме. При этом в выходной обмотке блокинг-генератора формируется отключающий импульс, который поступает на управляющий электрод тиристорного ключа VS . Тиристор открывается, отключающая катушка начинает обтекаться током, и выключатель сети отключается. После отключения сети обесточивается силовая цепь тиристора и устройство защиты подготавливается к следующему срабатыванию. Уровень срабатывания настраивается изменением сопротивления делителя $R11, R12$.

Анализ внутриэкскаваторных электросистем с учетом особенностей устройства и работы главных электроприводов позволяет заключить, что требуемый уровень безопасности может быть обеспечен прежде всего созданием и внедрением специальных устройств электробезопасности, которые должны удовлетворять комплексу следующих основных требований: защита от утечек тока должна быть селективной и охватывать две сети переменного тока напряжением 127—380 В и до четырех сетей постоянного тока напряжением 110—900 В; устройство защиты должно обеспечивать условия электробезопасности при возникновении однофазной (однополюсной) утечки тока при прикосновениях человека к токоведущей части без немедленного отключения главных электроприводов с возбужденными генераторами; сопротивление срабатывания устройства при однофазной (однополюсной) утечке должно быть таким, чтобы наибольший длительный ток утечки не превышал 25 мА; исполнение устройств защиты должно соответствовать условиям применения на экскаваторах, т. е. иметь повышенную устойчивость к механическим воздействиям (вибрациям, тряскам, ударам) и широкому диапазону изменения климатических факторов; устройство защиты должно быть универсальным, обеспечивающим возможность установки его на всех типах экскаваторов с вместимостью ковша до 25 м³.

На основании этих требований ВостНИИ разработал аппарат АБЭК-1, контролирующий состояние изоляции и осуществляющий защиту от поражения в цепях переменного и постоянного тока.

В основу блоков защиты цепей переменного тока положен принцип защитного шунтирования, заключающийся в том, что фаза сети, на которой возникла утечка тока, автоматически соединяется с корпусом (землей) во второй точке сети через сравнительно небольшое сопротивление. При этом остаточное напряжение на фазе, а следовательно, и ток через утечку резко снижаются. Значение тока через утечку после ее шунтирования может быть определено по формуле

$$I'_{ш} = \sqrt{3} U_{фгy} \sqrt{\frac{3g^2 + 3\omega^2 C^2}{(2g + g_y + g_{ш})^2 + 9\omega^2 C^2}}, \quad (2.5)$$

где g , g_y , $g_{ш}$ — активная проводимость относительно корпуса неповрежденных фаз, утечки и шунта; C — емкость фазы относительно корпуса.

Расчеты по формуле (2.5) для проводимости утечки $g_y = 0,001$ См показывают, что кратность снижения тока через утечку после ее шунтирования достигает более 10 мА, а остаточный ток через утечку не превышает 10 мА. Подбором проводимости $g_{ш}$ можно обеспечить ток $I'_{ш}$ на уровне, не превышающем предельно допустимого значения отпускающего тока $I_{д.отп.}$. Так, если принять $I_{д.отп.} = 6$ мА, то для внутриэкскаваторных систем с емкостью фазы относительно корпуса, не превышающей 0,5 мкФ, проводимость шунтирующей цепи должна быть не менее 0,02 См.

Следовательно, использование шунтирования для защиты от однофазных утечек и прикосновений позволяет принципиально исключить необходимость мгновенного (без выдержки времени) отключения сети, заменяя эту операцию мгновенным шунтированием утечки.

Структурная схема аппарата АБЭК-1 приведена на рис. 2.16. Аппарат включает в себя две схемы контроля цепей переменного и четыре схемы контроля цепей постоянного тока.

Схема контроля цепей переменного тока состоит из следующих функциональных блоков: определителя поврежденной фазы ОПФ, блока искусственного замыкания БИЗ, асимметра АС и блока контроля симметричных утечек КСУ.

Основные блоки, реализующие принцип защитного шунтирования, — УВФ и БИЗ (рис. 2.17). Поврежденная фаза определяется посредством одновременного измерения мгновенных значений амплитуд фазных напряжений и выбором большей, соответствующей опережающей фазе. Для обеспечения указанной закономерности во всем диапазоне чувствительности в схеме предусмотрен дроссель L , включенный между нулевой точкой схемы ЗВ и землей.

При возникновении однофазной утечки замыкаются контакты $K1.1$ — $K1.3$ выходного реле асимметра и конденсаторы $C1$ — $C3$

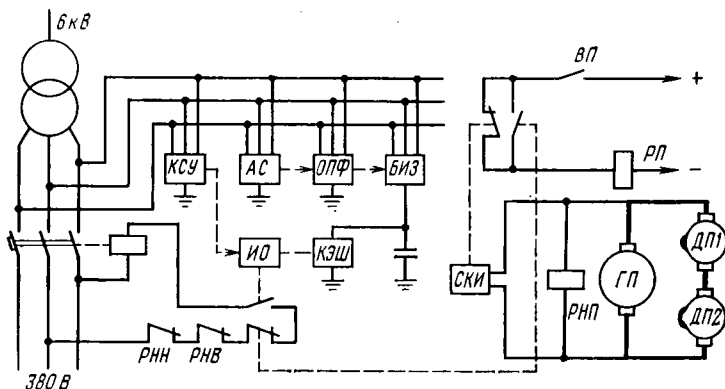


Рис. 2.16. Структурная схема аппарата АБЭК-1 (для упрощения показаны по одной схеме защиты для сетей переменного и постоянного тока)

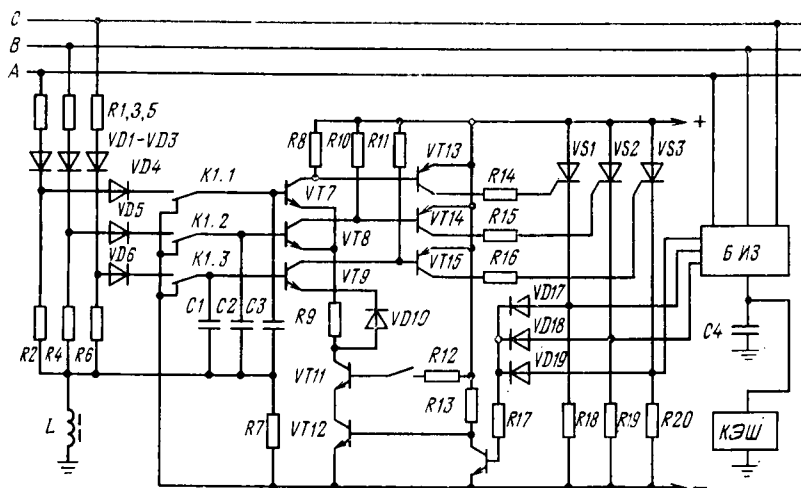


Рис. 2.17. Принципиальная схема блока УФ и БИЗ

заряжаются до амплитудного значения фазных напряжений. При этом в базовой цепи одного из транзисторов $VT7-VT9$, а именно в той, которая присоединена к конденсатору, соответствующему опережающей фазе, начнет протекать ток управления. Этот транзистор откроется и через промежуточные элементы откроет тиристорный блок БИЗ на поврежденной фазе, осуществляя тем самым шунтирование места утечки.

Для распознавания характера утечки служит схема контроля эффективности шунтирования, включенная между тиристорами блока БИЗ и землей, параллельно разделительному конденсатору $C4$. Емкость конденсатора определена из условия, что комп-

лексная проводимость не должна быть менее 0,02 См. Если шунтирование эффективное, т. е. ток через сопротивление утечки $I_{ш}' < I_{д. отп.}$, то схема контроля эффективности шунтирования выдает команду на дешунтирование. При этом могут возникать следующие ситуации: утечка носит кратковременный характер и самоустраняется; утечка устойчива (например, пробой изоляции), и после дешунтирования она вновь появляется. Во втором случае осуществляется повторное шунтирование и подается сигнал машинисту экскаватора, который после завершения цикла экскавации останавливает машину и отключает электроэнергию.

При неэффективном шунтировании, т. е. при токе через утечку $I_{ш}' \geq I_{д. отп.}$, что может быть при срабатывании пробивного предохранителя, гальваническом устойчивом соединении фазы с корпусом или однофазном прикосновении человека, схема контроля эффективности шунтирования через исполнительный орган, имеющий блокировку по напряжениям генераторов главных приводов, воздействует на автоматический выключатель, коммутирующий защищаемую сеть. Блокировка по напряжениям главных приводов исключает при срабатывании защиты снятие напряжения с экстренным торможением во время работы того или иного привода. Таким образом, обеспечивается требование электробезопасности и исключается внезапное отключение приводов.

Схема контроля изоляции электросистем главных приводов предусматривает следующие основные блоки: измерительный, содержащий источник оперативного напряжения с частотой 25 Гц, присоединенный к контролируемым системам через разделительные конденсаторы и пороговое устройство, выполненное по схеме амплитудного компаратора; блок корректировки уставки срабатывания при несимметричном снижении сопротивления изоляции по полюсам; исполнительный орган, включенный в цепи задающих обмоток усилителей через элементы блокировок по напряжениям генераторов главных приводов.

В аппарат АБЭК-1 входит также блок контроля целостности заземляющей жилы кабеля, питающего экскаватор.

На современном уровне необходимыми условиями безопасности при обслуживании карьерных электроустановок напряжением 6 кВ являются: 1) ограничение до безопасного значения напряжения прикосновения на корпусе оборудования при пробое в нем фазной изоляции и времени его существования, что может быть достигнуто надежным заземлением электроустановок с переходным сопротивлением заземляющих устройств не более 4 Ом и, кроме того, оборудованием сетей защитами от замыкания на землю с временем срабатывания, зависящим от емкости сети, но не превышающим так называемое время выбега (примерно 0,7 с); 2) ограничение до допустимых пределов тока и времени протекания его через организм человека при случайном непосредственном прикосновении к фазе сети напряжением 6 кВ. Реализация этого условия возможна лишь при оснащении карьерных сетей специальными защитами от поражения электрическим током.

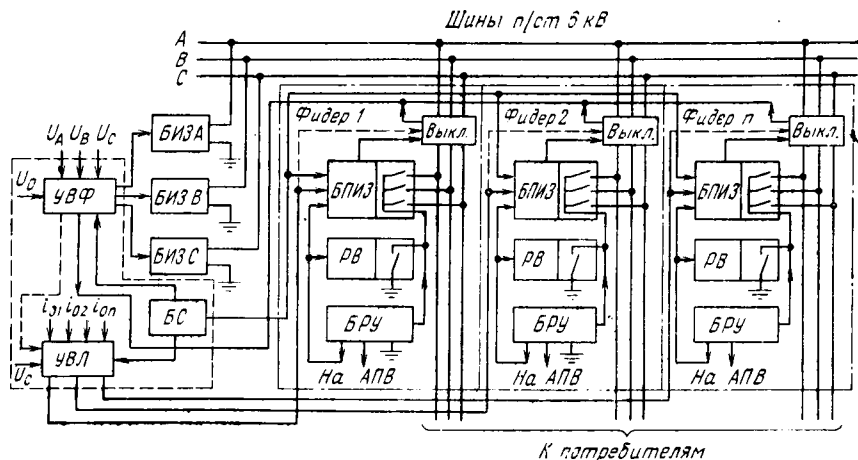


Рис. 2.18. Структурная схема комплексной системы защиты КСЗ-1

На ряде угольных разрезов внедрена комплексная система защиты КСЗ-1, разработанная ВостНИИ, которая сочетает в себе функции защитного шунтирования и защитного отключения. Схема защиты КСЗ-1 (рис. 2.18) состоит из следующих основных узлов:

устройства выбора поврежденной фазы УВФ;

блока искусственного замыкания поврежденной фазы БИЗ — для быстрого искусственного металлического замыкания поврежденной фазы во второй точке сети, например на шинах подстанции, что снижает напряжение поврежденной фазы относительно земли до безопасного значения;

устройства выбора поврежденной линии УВЛ — для быстрого обнаружения фидера, на котором возникло однофазное замыкание;

блока повторного искусственного замыкания поврежденной фазы БПИЗ — для устранения опасного влияния при подпитке места повреждения э. д. с. выбегов потребителей, БПИЗ осуществляет металлическое соединение поврежденной фазы с землей и после отключения поврежденного фидера от шин подстанции;

блокировочного реле утечки БРУ, осуществляющего контроль состояния изоляции отключенного защитой фидера перед его повторным включением.

Кроме перечисленных основных блоков в систему входят вспомогательные блоки, специальное реле времени РВ, блок сброса информации БС, преобразовательный блок, блок питания и блок защиты от двойных замыканий через БИЗ.

Блоки БПИЗ, РВ и БРУ устанавливаются по одному на каждое защищаемое присоединение.

Устройство работает следующим образом. При возникновении однофазного замыкания (пробой изоляции, случайное прикосновение к фазе человека и т. д.), например на фазе *С*, на фидере *1* срабатывают *УВЛ* и *УВФ*. Своим выходом *УВФ* воздействует на *БИЗ* (на фазе *С*), который соединяет фазу *С* с землей на шинах подстанции. Одновременно с выходов *УВЛ* и *УВФ* командные сигналы подаются на вход *БПИЗ* на фидере *1*. Блок *БПИЗ* замыкает фазу *С* на землю со стороны линии и воздействует на цепь отключения выключателя. Последний срабатывает, отключая фидер *1* от шин подстанции. Через контакты привода масляного выключателя при этом подается сигнал на вход блока сброса, который переводит блоки *УВЛ* и *УВФ* в нормальное дежурное состояние, в то время как *БПИЗ* на фидере *1* находится во взведенном состоянии. Реле *РВ*, установленное на фидере *1*, также включено и через промежуток времени, соответствующий времени затухания э. д. с. выбегов до безопасного значения, выдает сигнал, воздействующий на *БРУ*. Последнее блокирует присоединение от повторного включения. Если замыкание носило кратковременный характер и фазная изоляция исправна, то *БРУ* дает «разрешение» на *АПВ* фидера *1*.

В случае возникновения однофазных замыканий на любом из присоединений и на любой фазе система работает аналогично.

2.6. ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

При замыкании на корпус электрооборудования, т. е. соединении токоведущей части, находящейся под напряжением, с конструктивными частями, не изолированными от земли, электрооборудование оказывается относительно земли под напряжением. В этих условиях человек, стоя на земле и прикасаясь к поврежденному электрооборудованию, подвергается опасности поражения электрическим током в той же степени, как если бы он касался фазы питающей сети, которая оказалась замкнутой на конструкцию (рис. 2.19).

С целью предотвращения опасности поражения током, обусловленной переходом напряжения на конструктивные части электрооборудования и установок, выполняют так называемое защитное заземление.

Защитным заземлением называется преднамеренное электрическое соединение с землей металлических нетокковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Назначение защитного заземления — снизить до безопасного значения напряжение относительно земли на металлических частях электрооборудования, оставшегося под напряжением из-за нарушения изоляции. Этим устраняется опасность поражения электрическим током при прикосновении к оборудованию.

Принцип действия защитного заземления достигается тем, что между металлическими конструкциями или корпусом защищаемого оборудования и землей создается электрическое соединение

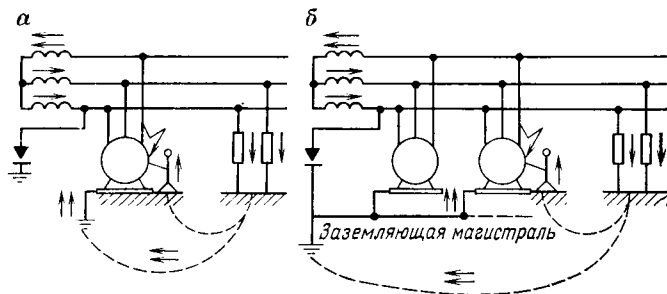


Рис. 2.19. Заземление в сети с изолированной нейтралью при напряжении до 1000 В:

а — отдельное заземление электроприемников; б — общее заземление электроприемников

достаточно малого сопротивления. В этом случае при прикосновении человека к корпусу электроприемника, оказавшегося под напряжением, ток через параллельно присоединенное тело человека снижается до значения, не угрожающего его безопасности.

Согласно ЕПБ, в условиях открытых горных разработок заземлению подлежат корпуса экскаваторов, буровых станков, насосов, конвейеров, трансформаторов, выключателей и другого электрооборудования; приводы электрической аппаратуры; вторичные обмотки измерительных трансформаторов; каркасы распределительных щитов и щитов управления; корпуса (кожухи) стационарных и передвижных трансформаторных подстанций, распредустройств и приключательных пунктов; металлические корпуса кабельных муфт, оболочки бронированных кабелей; металлические и железобетонные опоры и конструкции линий электропередачи; корпуса прожекторов, осветительной арматуры и т. д.

Человек, находясь вблизи заземленного оборудования, имеющего замыкание на корпус, и касаясь корпуса, окажется под воздействием только части полного напряжения, под которым находится поврежденное оборудование относительно земли. Данное напряжение принято называть напряжением прикосновения ($U_{пр}$). Следовательно, напряжение прикосновения, по существу, представляет собой напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек. Напряжение прикосновения определяется по формуле

$$U_{пр} = k_{пр} I_3 R_{з.у}, \quad (2.6)$$

где $k_{пр}$ — коэффициент прикосновения (при трубчатых и полосовых заземлителях $k_{пр} = 0,75 \div 1$); I_3 — ток замыкания; $R_{з.у}$ — сопротивление заземляющего устройства.

Заземляющее устройство включает в себя заземлитель и присоединенные к нему не менее чем в двух местах заземляющие проводники. Заземлитель обеспечивает требуемое сопротивление растеканию тока, а заземляющие проводники — возможность подключения оборудования, подлежащего заземлению.

Если человек не касается конструкций поврежденного оборудования, но находится вблизи или на некотором расстоянии от него, то он подвергается воздействию разности напряжений между точками земной поверхности, находящимися друг от друга на расстоянии шага, равном для человека в среднем 0,8 м (для животных — 1 м). Это напряжение принято называть шаговым напряжением или напряжением шага $U_{\text{ш}}$. Шаговое напряжение может быть определено по формуле

$$U_{\text{ш}} = k_{\text{ш}} I_3 R_{\text{з. у.}}, \quad (2.7)$$

где $k_{\text{ш}} = 0,5 \div 0,6$ — коэффициент шагового напряжения.

Защитное заземление работающих в карьере стационарных и передвижных электрических установок, машин и механизмов напряжением до 1000 В и выше выполняется общим. Общая часть заземления стационарных и передвижных установок, машин и механизмов должна осуществлять непрерывное электрическое соединение между собой заземляющих проводов и заземляющих жил гибких кабелей, с помощью которых заземляющие части присоединяются к заземлителю. Заземляющая сеть должна иметь автоматический контроль ее непрерывности.

Общее заземляющее устройство карьера состоит из центрального и местных заземляющих устройств. Центральные заземляющие устройства располагаются у ГПП карьера или отдельно на его борту. Местные заземляющие устройства выполняют в виде заземлителей, сооружаемых у передвижных приключательных пунктов, передвижных комплектных трансформаторных подстанций напряжением 6—10/0,4 кВ и у других установок.

Различают контурные и выносные заземляющие устройства. На открытых горных разработках контурные заземляющие устройства применяют на понизительных подстанциях, расположенных на поверхности. Принцип действия подобных устройств заключается в уменьшении напряжений прикосновения и шага за счет выравнивания потенциалов.

Непосредственно в карьерах применяют выносные заземляющие устройства. Они характеризуются значительным удалением от электрооборудования, вследствие чего напряжение прикосновения может достигать падения напряжения на сопротивлении растеканию тока на заземляющем устройстве. Эта особенность ограничивает область применения выносного заземляющего устройства сетями с токами однофазного замыкания на землю не более 500 А. Безопасность в данном случае обеспечивается малым сопротивлением растеканию тока заземляющего устройства. В ЕПБ указано, что сопротивление общего заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. Сюда включается сопротивление центрального заземлителя и сопротивление заземляющих проводников.

Правильно выбранные параметры защитного заземления и устройство в карьерах рациональных заземляющих сетей являются на сегодняшний день в условиях разработки месторождений

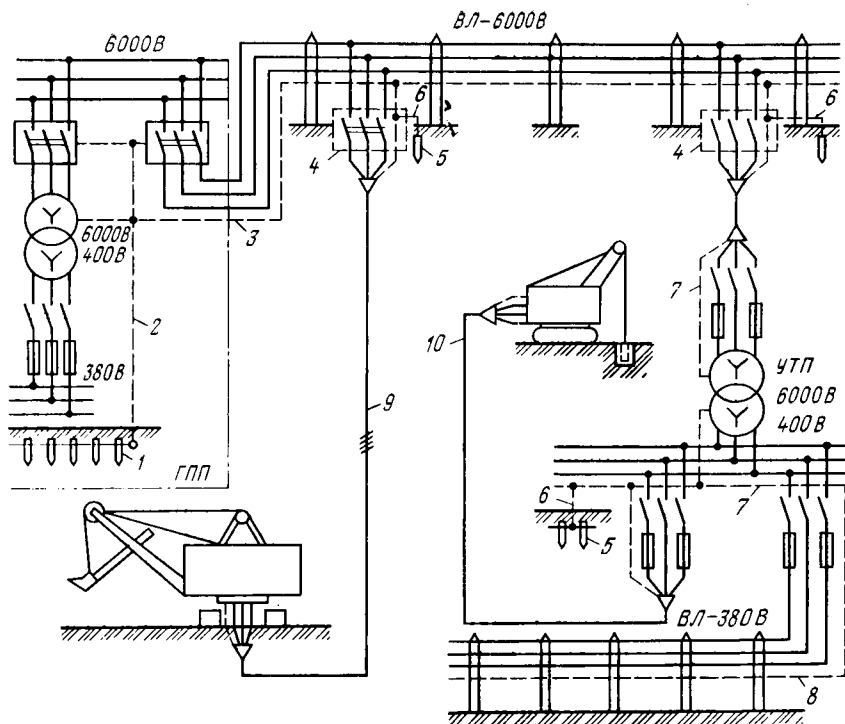


Рис. 2.20. Примерная схема устройства защитного заземления на карьере: 1 и 5 — соответственно главный и местные заземлители; 2 и 7 — заземляющие соответственно шины ГПП и жилы УТП; 3 и 8 — заземляющие провода; 4 — приключательные пункты (ПП); 6 — отводы от местных заземлителей; 9 и 10 — кабель соответственно КШВГ и ГРШС

открытым способом одним из основных гарантий безопасности при прикосновении к металлическим частям электромеханического оборудования, оказавшимся под напряжением.

На рис. 2.20 показана примерная схема устройства защитного заземления на карьерах. Здесь наряду с центральным заземлителем для обеспечения безопасности применяются и местные заземлители. При устройстве местных заземлителей для приключательного пункта (ПП) сооружение дополнительных местных заземлителей для передвижной машины, оборудования, аппаратов, питающихся от этого ПП, не требуется.

Согласно разъяснению Госгортехнадзора СССР, передвижные ПП, ПКТП 6÷10/0,4 кВ и другие передвижные объекты, расположенные в карьере с удельным сопротивлением грунта свыше 200 Ом·м, должны заземляться присоединением к одному из центральных заземляющих устройств, обеспечивающих сопротивление заземления не более 4 Ом. Длина заземляющих проводников при этом не должна превышать 2 км от передвижных электроустановок до центрального заземляющего устройства.

В районах со скалистым грунтом и вечной мерзлотой с удельным сопротивлением грунта более 500 Ом·м допускается увеличение нормируемого сопротивления защитного заземления, но не более 10-кратного (т. е. не более 40 Ом).

В качестве магистральных заземляющих проводов, прокладываемых на опорах воздушных линий электропередачи в карьере, рекомендуется применять для стационарных установок стальные однопроволочные и сталеалюминиевые провода, для передвижных установок — алюминиевые и сталеалюминиевые провода. Магистральные заземляющие провода должны иметь: стальные однопроволочные — диаметр не менее 6 мм, стальные многопроволочные, сталеалюминиевые и алюминиевые провода — сечение не менее 35 мм².

Цель расчета защитного заземления — определение числа электродов заземлителя и сечения проводов сети заземления.

Сопротивление защитного заземления карьерных электроустановок напряжением до 1000 В должно быть не более 4 Ом.

При использовании защитного заземления одновременно для установок напряжением до и выше 1000 В общее сопротивление (Ом) защитного заземления определяют по уравнению

$$R_3 = 125/I_p, \quad (2.8)$$

где I_p — расчетный ток замыкания на землю, А.

Расчетный ток (А) замыкания на землю приближенно может быть определен по уравнению

$$I_p = \sqrt{3 U_\phi (L_v/k_v + L_k/k_k)}, \quad (2.9)$$

где L_v и L_k — соответственно суммарная длина воздушных или кабельных линий, электрически связанных с точкой замыкания на землю, км; k_v , k_k — эмпирические коэффициенты (для воздушных линий $k_v = 300 \div 400$, для кабельных линий $k_k = 10$).

Для более точного определения тока замыкания на землю можно воспользоваться формулой

$$I_p = 3U_\phi \omega (C_v L_v + C_k L_k + C_3 N_3 + C_{тр} N_{тр}) \cdot 10^{-6}, \quad (2.10)$$

где C_v , C_k — емкость на фазу по отношению к земле 1 км соответственно воздушной и кабельной линий, мкФ; C_3 , $C_{тр}$ — емкость относительно соответственно корпуса на фазу электрооборудования экскаватора и трансформатора, мкФ; N_3 , $N_{тр}$ — число подключенных к сети соответственно экскаваторов и передвижных подстанций.

Значения удельных емкостей C_v , C_k , C_3 , $C_{тр}$ приведены в работе [6].

Для дальнейшего расчета принимается наименьшее значение сопротивления заземления.

Необходимое сопротивление заземлителя (Ом)

$$R_{з. у} = R_{з. пр} - R_{з. ж}, \quad (2.11)$$

где $R_{з. пр}$ — сопротивление проводов заземляющей сети до наиболее удаленного потребителя электроэнергии, Ом; $R_{з. ж}$ — сопротивление заземляющей жилы кабеля (экскаватора или бурового станка), Ом.

Число заземляющих электродов заземлителя

$$n_{з. з} = \frac{r_{з. з}}{R_{з. у} \eta}, \quad (2.12)$$

где $r_{з. з}$ — сопротивление одного электрода заземлителя, Ом; η — коэффициент использования электродов заземлителя.

Сопротивление электродов заземлителя зависит от их формы, глубины заложения и удельного сопротивления грунта.

Для одиночной трубы, верхний конец которой расположен ниже уровня земли, сопротивление (Ом)

$$r_{з. з. т} = \frac{0,366\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (2.13)$$

где ρ — удельное сопротивление грунта, Ом·см; l — длина трубы, см; d — диаметр трубы, см; t — глубина заложения трубы, равная расстоянию от поверхности земли до середины трубы, см.

При $d=60$ мм, $l=250$ см и $t=70+125=195$ см формула (2.13) принимает вид

$$r_{з. з. т} = 0,00302\rho. \quad (2.14)$$

Поскольку трубы являются дефицитным материалом, в качестве электродов заземлителя следует принимать угловую сталь $50 \times 50 \times 5$ или $60 \times 60 \times 5$.

При определении сопротивления электродов из угловой стали вводится понятие условного диаметра (см)

$$d_y = 0,95b, \quad (2.15)$$

где b — ширина полки уголка, см.

Подставив в уравнение (2.13) условный диаметр уголков, получим при $l=250$ см:

для уголка $50 \times 50 \times 5$

$$r_{з. з. у. г} = 0,00318\rho; \quad (2.16)$$

для уголка $60 \times 60 \times 5$

$$r_{з. з. у. г} = 0,00298\rho.$$

Если электроды забиваются в грунт так, что их верхний конец находится на уровне земли, то формула (2.13) примет вид

$$r_{з. з. т} = \frac{0,366\rho}{l} \lg \frac{4l}{d}. \quad (2.17)$$

Сопротивление соединительной полосы заземлителя при расчете по (2.17) не учитывается.

Согласно требованиям ЕПБ, персонал, обслуживающий электрические установки, особенно переносные, обязан ежемесячно производить наружный осмотр состояния защитных заземлений. В случае обнаружения неисправности заземления электрооборудование должно быть отключено от сети.

Электрооборудование в сеть может быть включено только после приведения заземляющего устройства в исправное состояние.

Не реже 1 раза в месяц должны производиться: наружный осмотр всех заземлений, измерение сопротивления заземления каждой заземленной установки и определение напряжения прикосновения и напряжения шага. Результаты осмотра и испытаний должны заноситься в шнуровую книгу, которую ведет главный энергетик карьера.

Для измерения сопротивления имеется большое число специальных приборов. Наибольшее применение получили измерители сопротивления заземления МС-07, МС-08, М-1103 и более совершенный М-416. Порядок измерения указывается в инструкции, приложенной к прибору.

Практика эксплуатации защитного заземления в условиях карьеров показала, что недостаток центрального заземления — возможность обрыва сети заземления, особенно заземляющей жилы гибкого кабеля. Обрыв магистрального проводника может оказаться опасным, так как может нарушить заземление группы карьерных передвижных электроустановок, если последние имеют плохое самозаземление (при низкой проводимости грунтов).

Для повышения электробезопасности необходим непрерывный автоматический контроль целостности заземляющей сети, в особенности на карьерах с малым числом экскаваторов и при низкой проводимости грунтов.

Известные устройства контроля непрерывности заземляющей сети характеризуются несколькими признаками. Первые из них — вид применяемого источника оперативного напряжения и род тока. В соответствии с этим используют: внешние источники постоянного, выпрямленного (пульсирующего) и переменного тока (пониженной или повышенной частоты), а также источники импульсного оперативного тока; питающую сеть в качестве источника оперативного тока или составляющую нулевой последовательности напряжения сети.

Следующий классификационный показатель касается способа исполнения обратного канала схемы контроля (обратного провода). Роль второго провода выполняют: дополнительно проложенная контрольная жила или в частном случае экранирующие оплетки гибкого кабеля; земля — при достаточно высокой проводимости грунта; совокупность проводов сети, питающей передвижную электроустановку.

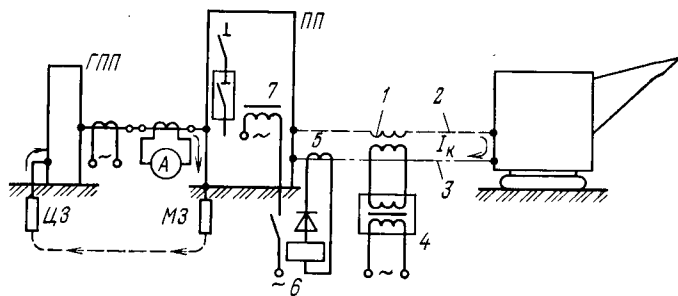


Рис. 2.21. Схема устройства непрерывного автоматического контроля целостности цепи заземления карьерных электроустановок

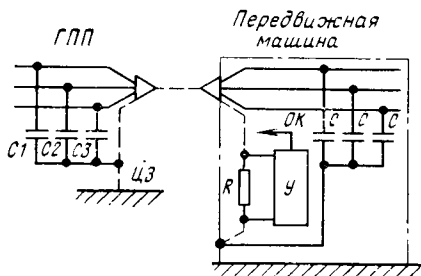


Рис. 2.22. Схема устройства контроля непрерывности заземляющей цепи с использованием составляющей нулевой последовательности

В зависимости от масштаба контроля известные устройства могут быть подразделены на устройства контроля целостности заземляющей жилы или гибкого кабеля, устройства контроля непрерывности заземляющей цепи и системы, контролирующие параметры заземляющих устройств на карьере.

Устройства контроля целостности заземляющей жилы или гибкого кабеля охватывают контролем лишь часть заземляющей цепи на участке от передвижного ПП до экскаватора, т. е. заземляющую жилу гибкого питающего кабеля. Это связано с тем, что кабели имеют довольно высокую повреждаемость. При этом принимается, что сопротивление заземления для ПП не превышает 4 Ом. На рис. 2.21 приведена схема устройства контроля, в которой в качестве обратного провода использованы экранирующие оплетки токоведущих жил кабеля.

Индуктирующий трансформатор 1, питаемый от стабилизатора напряжения 4, предназначен для введения в контролируемую цепь оперативного напряжения частотой 50 Гц. Вторичной обмоткой трансформатора 1 служит пропущенная через окно его магнитопровода заземляющая жила кабеля 2. Такое исполнение не увеличивает общего сопротивления заземляющей цепи.

Замкнутую цепь контроля образуют: заземляющая жила кабеля 2, экранирующие оплетки 3 и переходные сопротивления контактов в местах подсоединения жилы и оплетки к ПП и экскаватору. Свитые между собой экранирующие оплетки выполняют роль первичной обмотки приемного трансформатора 5, ко вторичной обмотке которого подключено исполнительное реле 6.

В нормальном режиме по контролируемой цепи протекает небольшой ток I_k , индуктирующий во вторичной обмотке приемного трансформатора 5 э. д. с., достаточную для удержания реле 6 во включенном состоянии. При обрыве заземляющей жилы (или экранирующей оплетки), а также при недопустимом увеличении сопротивления переходных контактов ток в контролируемой цепи уменьшается, что вызывает отпускание реле 6, контакты которого подают сигнал о неисправности заземления (или команду на отключение выключателя с помощью катушки отключения 7).

Устройства, контролирующие непрерывность заземляющей цепи, контролируют исправность заземления на всем протяжении от центрального заземлителя до передвижной электроустановки, а также и целостность заземляющей жилы кабеля. При этом в зону действия устройств контроля непрерывности заземляющей цепи попадают заземляющие магистрали (тросы) карьера и ответвления от магистралей к ПП, а в некоторых случаях переходные сопротивления местных заземлителей и контактов между грунтом и опорной поверхностью оборудования. Необходимость контроля целостности магистрального заземляющего троса диктуется тяжелыми условиями его эксплуатации, связанными с частым перемонтажом сетей и производством взрывных работ в карьерах.

Устройство использует в качестве оперативного напряжения составляющую нулевой последовательности напряжения сети (рис. 2.22). На стороне ГПП собрана несимметричная звезда конденсаторов, а на каждой передвижной машине установлена симметричная звезда конденсаторов, которые подключены к питающей сети. Концы заземляющей цепи подключают к нейтрали этих звезд через резистор R сопротивлением около 0,5 Ом; по цепи протекает сравнительно небольшой контрольный ток.

В нормальном режиме падение напряжения на резисторе от протекания контрольного тока подается на усилитель У, который соединен со схемой управления через выключатель. При неисправности заземляющей цепи напряжение на резисторе уменьшается и усилитель подает сигнал на отключение передвижной электроустановки от питающей сети.

Известен другой вариант аналогичной схемы, в которой на стороне ГПП используют симметричную, а на передвижных механизмах несимметричные звезды резисторов, к нейтралям которых подключают контрольную сеть заземления.

Система автоматического контроля параметров заземляющих устройств передвижных горных машин на карьерах (рис. 2.23) разработана в МГИ в соответствии с требованиями ПУЭ, ЕПБ и другими нормативными документами [17].

Система состоит из источника оперативного тока Γ и реле контроля заземления. Источник Γ через согласующий трансформатор тока ТА1 подключается между заземлителем 3 и заземляющими тросами 3Т1, 3Т2, ... При целостности цепей заземления контрольный ток протекает по контурам, образованным заземляю-

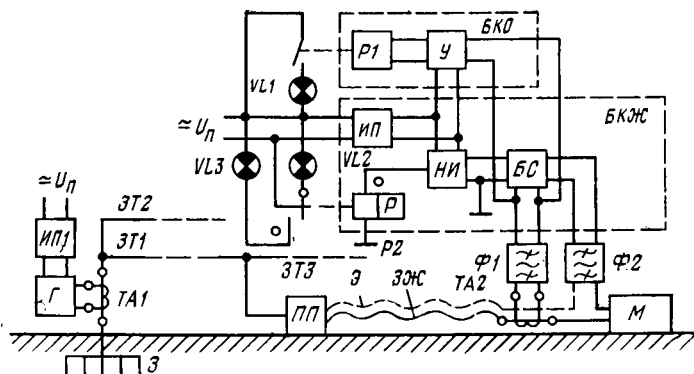


Рис. 2.23. Структурная схема системы автоматического контроля параметров заземляющих устройств

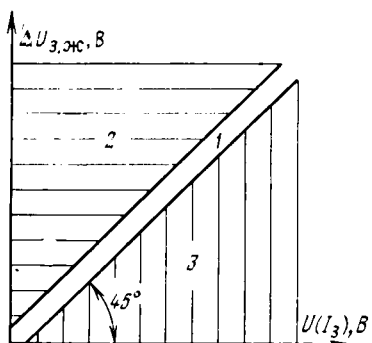


Рис. 2.24. Граничные зоны работы блока БКЖ

щими тросами 3Т1—3Т3, заземляющими жилами гибких кабелей 3Ж, контактами корпусов горных машин М с землей, землей, заземлителем 3.

Реле контроля заземления устанавливают в каждой горной машине при питании машины от одиночных ПП типа КРН-6 или ПП типов ЯКНО-6, ПКРН-6. Реле контроля заземления состоит из блока контроля обрыва цепей заземления БКО и блока контроля заземляющей жилы гибкого кабеля БКЖ. Сигнал, пропорциональный протекающему по заземляющему тросу 3Т1 и заземляющей жиле тока, выделяется трансформатором тока ТА2 и фильтром Ф1, усиливается усилителем У. При наличии тока реле Р1 включено, горит сигнальная лампа VL1. Принцип работы БКЖ основан на сравнении уровня контрольного тока в заземляющей жиле и падения напряжения на ее сопротивлении, что позволяет: адаптировать работу БКЖ к изменениям тока, напряжения генератора Г, сопротивлений естественного заземления корпусов машин; обеспечить высокий уровень помехозащищенности; контролировать непосредственно сопротивление заземляющей жилы, ее обрыв и замыкание с экраном Э.

На рис. 2.24 приведен график, поясняющий работу БКЖ. В блоке суммирования БС (см. рис. 2.23) сигнал, пропорциональ-

ный падению напряжения на сопротивлении заземляющей жилы $\Delta U_{з.ж.}$, после прохождения через фильтр $\Phi 2$ суммируется с обратным знаком с сигналом $U(I_3)$, пропорциональным контрольному току. Масштабные коэффициенты напряжения и тока по каждому входу пассивного блока суммирования $БС$ подстраиваются таким образом, что при равенстве сопротивления заземляющей жилы нормируемому сопротивлению выполняется условие $\Delta U_{з.ж.} = U(I_3)$ (см. рис. 2.24). При этом напряжение на выходе $БС$ (см. рис. 2.23) равно нулю. На выходе нуль-индикатора $НИ$, выполненного на базе интегрального усилителя 140УД1Б, напряжение равно нулю, контакты поляризованного реле $P2$ разомкнуты, лампы $VL2$ и $VL3$ не горят. Рабочей зоной для блока $БКЖ$ является зона 1 (см. рис. 2.24).

Если сопротивление заземляющей жилы больше нормируемого сопротивления, то рабочей зоной для блока $БКЖ$ является зона 2. При этом срабатывает реле $P2$ и загорается сигнальная лампа $VL2$.

Если происходит замыкание заземляющей жилы с экраном, то падение напряжения на сопротивлении заземляющей жилы весьма мало (близко нулю) и рабочей зоной для блока $БКЖ$ является зона 3. При этом реле $P2$ срабатывает и включает лампу $VL3$, что сигнализирует о замыкании экрана.

Описанная система автоматического контроля успешно прошла испытания на Сарбайском карьере Соколовско-Сарбайского ГОКа. Испытания подтвердили соответствие технических характеристик системы предъявляемым к ним требованиям.

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Одно из основных мероприятий, обеспечивающих нормальные условия труда на карьерах,— создание равномерного электрического освещения. Правильно выполненное электрическое освещение способствует повышению производительности труда и улучшению качества продукции, повышению безопасности работ, сокращению аварий и несчастных случаев, снижению утомляемости рабочих.

При устройствах электрического освещения на карьерах необходимо учитывать следующие особенности: освещение должно быть эффективным при любой погоде (дождь, снег, туман, испарения и запыленность воздуха в забоях); освещению подлежат большие рабочие площади с постоянно изменяющимися размерами в плане и по глубине; возможность разрушения осветительного оборудования и обрыва питающих сетей при взрывных работах в карьере.

Согласно Правилам технической эксплуатации, при работе в ночное время на карьерах должны быть освещены места работы

экскаваторов, транспортно-отвалных мостов, буровых станков, насосов, конвейеров и других машин и механизмов, электроподстанции, распределительные устройства, железнодорожные пути и станции, пересечения с автодорогами, лестничные спуски и пути хождения людей, отвалы и вся территория в районе ведения работ.

3.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ СВЕТА

По принципу преобразования электрической энергии в энергию видимых излучений источники света подразделяют на тепловые и газоразрядные. К тепловым источникам света относят лампы накаливания *ЛН* и *КГ*, к газоразрядным — люминесцентные, дуговые ртутные высокого давления *ДРЛ*, металлогалогенные *ДРИ*, дуговые ксеноновые трубчатые *ДКСТ*, натриевые лампы.

К основным, наиболее важным электрическим и световым характеристикам, которые необходимо учитывать при выборе источников света, относят: срок службы ламп, являющийся важнейшей эксплуатационной характеристикой; единичную мощность ламп, оказывающую влияние на выбор числа светильников; световую отдачу (лм/Вт), характеризующую энергетическую экономичность источника света и определяемую отношением светового потока Φ к потребляемой мощности P : $C = \Phi/P$; спектральный состав (цветность излучения), имеющий важное значение при выборе источников света для помещений и видов работ, где необходима правильная цветопередача.

Лампы накаливания (ЛН) являются тепловыми источниками света, светоизлучателем в которых служит вольфрамовая нить, помещенная в вакуум или инертную среду. В осветительных установках зданий, сооружений и открытых пространств применяют *ЛН* общего назначения, изготавливаемые в диапазоне мощностей 15—1500 Вт на напряжение 127 и 220 В. Световая отдача возрастает с увеличением их мощности и у ламп 220 В находится в пределах 7 (15 Вт) — 19,5 лм/Вт (1500 Вт). Световая отдача ламп 127 В на 10—12 % выше. Средний срок службы *ЛН* 1000 ч. Выпускают лампы на повышенное напряжение 135 и 235 В, имеющие срок службы 2500 ч и пониженные на 15—20 % световые характеристики. Эти лампы применяют в труднодоступных осветительных установках, в производственных помещениях, для дежурного и охранного освещения, в сетях которых напряжение может длительно превышать номинальное. Для прожекторов выпускают *ЛН*, имеющие концентрированное в одной плоскости тело накала, обеспечивающее яркий, узкий пучок света. Прожекторные лампы *ПЖ* имеют срок службы 400 ч и световотдачу 17 лм/Вт.

ЛН очень чувствительны к отклонениям напряжения в питающей сети. При изменении напряжения на лампе на 1 % световой поток изменяется на $\pm 3,7$ %, световая отдача — на $\pm 2,2$ % и срок службы — на ± 14 %. Преимущества *ЛН* — простота устройства и схемы включения, низкая стоимость, надежность и удобство в эксплуатации, недостатки — низкая экономичность и малый срок службы.

Лампа КГ (кварцевая галогенная) представляет собой трубку из кварцевого стекла, с обоих концов заканчивающуюся цоколями или гибкими токоподводами с наконечниками. В трубке коаксиально на вольфрамовых проволочных держателях смонтирована нить накала. Газовое наполнение ламп — аргон, ксенон, а в качестве галогенной добавки используют йод, бромистый метил или бромистый метилен.

Отечественной промышленностью выпускаются лампы *КГ* мощностью от 1 до 20 кВт, напряжением 220—240 В со световой отдачей 22 лм/Вт и сроком службы 2500—3000 ч. Лампы *КГ* применяются в светильниках и прожекторах для освещения открытых пространств, карьеров, больших производственных площадей.

Основными преимуществами галогенных ламп по сравнению с *ЛН* и другими источниками света являются: непосредственное включение в сеть, малые габариты и масса, повышенные срок службы и световая отдача, стабильность светового потока на протяжении всего срока службы, нечувствительность к резким перепадам температур и влажности.

Газоразрядные лампы основаны на использовании видимого излучения, возникающего вследствие электрического разряда в газах, парах металлов и их смесях. К таким источникам света относятся люминесцентные, дуговые ртутные, ксеноновые и натриевые лампы.

Люминесцентная лампа (ЛЛ) представляет собой трубку, внутренняя поверхность которой покрыта люминофором. По концам трубки впаяны вольфрамовые нити, присоединенные к двухштырьковым цоколям. В трубку вводят дозированное количество ртути и инертный газ, основное назначение которого — облегчение зажигания и уменьшение распыления нитей в процессе горения. Возникающее при электрическом разряде в парах ртути ультрафиолетовое излучение, воздействуя на люминофор, преобразуется в видимое излучение. Изменением состава люминофора достигается изменение спектрального состава видимого излучения ламп.

ЛЛ получили наибольшее распространение в осветительных установках и по своим характеристикам значительно отличаются от *ЛН*. В настоящее время выпускают *ЛЛ* дневного света (*ЛД*), белого (*ЛБ*), холодно-белого (*ЛХБ*), тепло-белого (*ЛТБ*), дневного света улучшенной цветопередачи (*ЛДЦ*), белого света улучшенной цветопередачи (*ЛБЦ*), а также естественной цветности (*ЛЕЦ*). Лампы по форме изготовляют прямыми (8, 15, 20, 30, 40, 65, 80 и 150 Вт), U-образными (8—80 Вт), W-образными (30 Вт) и кольцевыми (20—40 Вт). Средний срок службы *ЛЛ* 10 000 ч, световая отдача 45—60 лм/Вт. Наиболее экономичны лампы белого света *ЛБ*, срок службы которых составляет 15 000 ч и световая отдача 75 лм/Вт.

Преимущества *ЛЛ* — высокая экономичность, разнообразная цветность излучения, большой срок службы; недостатки — сложность включения, ограниченная мощность, зависимость световых характеристик от температуры окружающей среды, пульсации све-

тового потока, ухудшающие условия зрительного восприятия движущихся предметов («стробоскопический эффект»).

ЛЛ рассчитаны на работу при температуре 18—25 °С. При низких температурах снижается световая отдача и ухудшается их зажигание. При повышенной температуре их световая отдача также падает. Для таких условий применяют специальные амальгамные лампы (ЛБА), дающие максимальную светоотдачу при повышенной температуре. Для зажигания и обеспечения устойчивой работы ламп применяют включение последовательно с ними пускорегулирующих аппаратов (ПРА). Схемы ПРА подразделяют на стартерные аппараты (УБ) и бесстартерные (АБ). Кроме того, они разделяются на индуктивные (И), емкостные (Е) и компенсированные (К) с пониженным (П) и особо низким (ПП) уровнями шума. В одноламповых светильниках устанавливают аппараты УБИ и АБИ, в светильниках с четным числом ламп — двухламповые компенсированные аппараты 2УБК, 2АБК.

Схема включения ЛЛ в сеть показана на рис. 3.1, а. Последовательно с лампой включен дроссель *LL* (УБИ), а параллельно — стартер *SA*, служащий для автоматизации подогрева электродов лампы при ее включении. В схему включены конденсатор *C1* для повышения коэффициента мощности и конденсаторы *C2*, *C3* и *C4* для снижения уровня радиопомех. Дроссель и конденсаторы комплектуются в ПРА.

При включении лампы в сеть между электродами стартера возникает тлеющий разряд, нагревающий биметаллический электрод, который замыкается с другим электродом стартера. При этом электроды разогреваются и начинают ионизировать газ в трубке. При закороченных электродах стартера они остывают и размыкают цепь тока. Возникающий при размыкании цепи импульс повышенного напряжения в обмотке дросселя зажигает лампу.

В осветительных установках с ЛЛ наиболее широко применяются двухламповые стартерные ПРА по схеме с расщепленной фазой типа 2УБК (рис. 3.1, б). В цепь одной лампы включены дроссель и конденсатор, вследствие чего одна из ламп питается током, отстающим по фазе от напряжения, а другая — питается током, опережающим по фазе напряжение. При этом пульсации световых потоков ламп сдвигаются во времени и суммарный световой поток становится почти постоянным, а пульсации — незаметными для глаза. Коэффициент мощности такого ПРА не ниже 0,92.

Дуговые ртутные лампы высокого давления с исправленной цветностью типа ДРЛ представляют собой колбу 1, внутри которой установлена кварцевая разрядная трубка 2 с парами ртути и аргона при давлении $(2-5) \cdot 10^5$ Па, в которую впаяны основные 3 и зажигающие электроды 4 (рис. 3.2, а). Зажигающие электроды соединены с противоположными основными электродами через высокоомные резисторы. При включении лампы в цепь переменного тока возникает тлеющий разряд между основными и зажигающими электродами. Электроны из этого вспомогательного

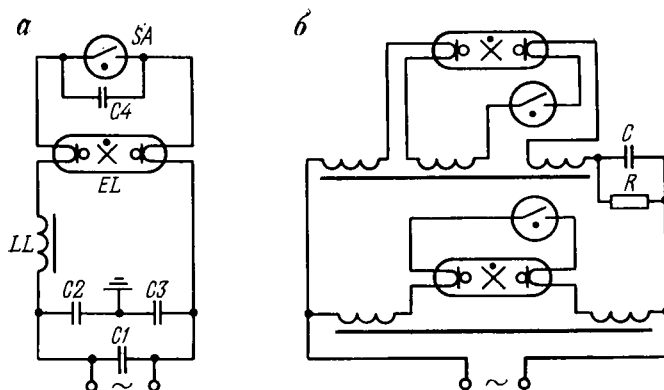


Рис. 3.1. Схемы зажигания люминесцентных ламп:
а — от однолампового ПРА; б — от двухлампового ПРА

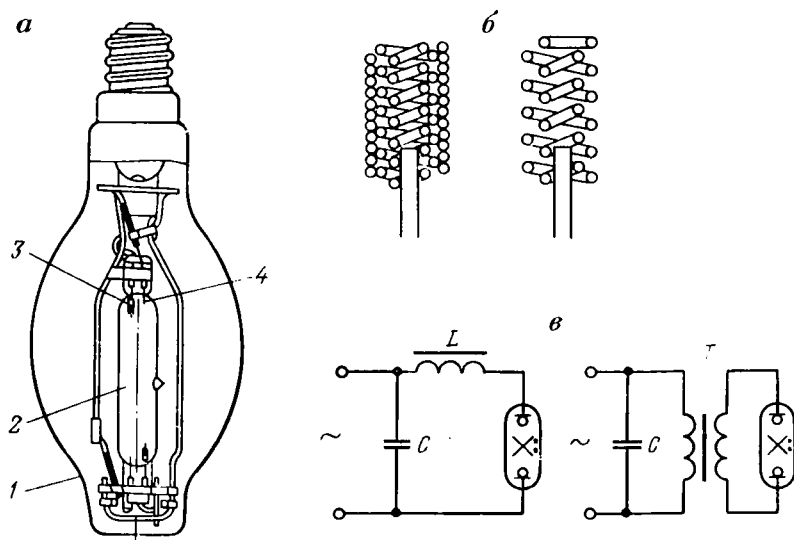


Рис. 3.2. Дуговая ртутная лампа ДРЛ:
а — устройство лампы; б — варианты конструкций полых катодов; в — схемы включения ламп

тлеющего свечения ускоряются полем в основной промежутке, вследствие чего возникает пробой и устанавливается разряд между основными электродами. Процесс разгорания лампы и стабилизация ее параметров наступают через 7—10 мин после включения, что является ее недостатком.

В современных разработках ДРЛ применяют основные электроды с полостями (рис. 3.2, б). Эффект полого катода на десятки

вольт снижает напряжение, необходимое для возникновения тлеющего разряда между основными и вспомогательными электродами, и облегчает переход тлеющего разряда в дуговой.

Лампы ДРЛ выпускают мощностью от 80 до 1000 Вт и имеют световую отдачу 40—60 лм/Вт и срок службы 15 000 ч. Они надежно зажигаются и горят при температуре до -60°C . Их применяют как для наружного, так и внутреннего освещения. Преимущества этих ламп — большой срок службы и значительная единичная мощность.

Лампы ДРЛ включаются в сеть через одноламповые индуктивные ПРА. Схемы включения этих ламп приведены на рис. 3.2, в. Лампы, устанавливаемые в помещении, включаются непосредственно в сеть 220 В. Последовательно с лампой включается балластный дроссель, обеспечивающий зажигание и нормальную работу ламп.

Металлогалогенные лампы ДРИ (дуговая ртутная с иодидами) — это усовершенствованные лампы ДРЛ. Выпускаются лампы ДРИ мощностью 250—3500 Вт со светоотдачей 90 лм/Вт и сроком службы 5000 ч. Лампы ДРИ включают в сеть через ПРА, состоящий из балластного дросселя и полупроводникового импульсного зажигающего устройства (ИЗУ) (рис. 3.3). ИЗУ генерируют комбинированный импульс, состоящий из маломощного высоковольтного (4,5—5,5 кВ) импульса, служащего для пробоя межэлектродного промежутка лампы, и мощного низковольтного (600—800 В) импульса, способствующего переходу тлеющего разряда в дуговой. Разгораются лампы ДРИ быстрее, чем лампы ДРЛ.

Дуговые ксеноновые трубчатые лампы ДКСТ являются наиболее мощными газоразрядными источниками света, применяемыми для освещения карьеров и больших открытых пространств. Лампы ДКСТ изготавливаются мощностью от 2 до 100 кВт; световая отдача их до 45 лм/Вт. Ксеноновая лампа представляет собой прямую трубку 1 из кварцевого толстостенного стекла, заполненную ксеноном (рис. 3.4, а). С обоих концов трубки вмонтированы электроды 2 из торированного вольфрама, служащие для подключения лампы к электрической сети.

Температура внешней среды не оказывает влияния на зажигание и горение лампы. Средний срок службы ламп 1350 ч, а при стабилизации напряжения — 3000 ч. Спектральный состав света ксеноновых ламп наиболее близок к естественному солнечному свету, что создает хорошие условия освещения. Большая единичная мощность ламп позволяет осветить большое открытое пространство глубоких карьеров и отвалов, строительных площадок, железнодорожных станций, обеспечивая при этом значительную экономию средств и материалов. Недостатки ламп — сложность пускового устройства, большая пульсация светового потока, повышенное ультрафиолетовое излучение. В настоящее время начат выпуск ламп в колбе из легированного кварца типа ДКСТЛ, в которых последний недостаток устранен.

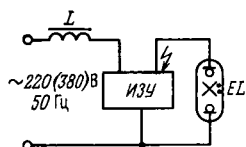
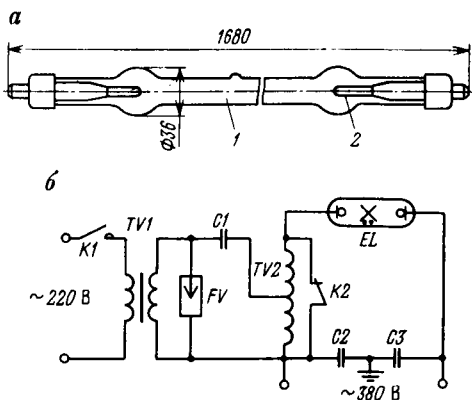


Рис. 3.3. Электрическая схема соединения ИЗУ с лампой

Рис. 3.4. Дуговая ксеноновая трубчатая лампа ДКсТ-10000 (а) и схема включения лампы (б)



Дуговая ксеноновая трубчатая лампа ДКсТ зажигается от специального пускового устройства, в основу которого положен принцип искрового генератора (рис. 3.4, б). При включении устройства в сеть напряжение со вторичной обмотки трансформатора *TV1* подается на конденсатор *C1*. При достижении на конденсаторе напряжения, равного напряжению пробоя разрядника *FV*, он разряжается на первичную обмотку импульсного трансформатора, в которой индуктируются высоковольтные высокочастотные импульсы напряжения, приложенные к электродам лампы. Происходит пробой разрядного промежутка лампы, и она зажигается. После зажигания искровой генератор отключается, а вторичная обмотка трансформатора *TV2* шунтируется. Конденсаторы *C2*, *C3* служат для защиты сети от импульса высокого напряжения, возникающего при зажигании лампы.

Натриевые лампы выпускаются низкого и высокого давления, отличаются друг от друга световой отдачей и спектральным составом излучения. Натриевые лампы низкого давления (0,5—1,2 Па) имеют световую отдачу, превышающую 150 лм/Вт. Однако излучаемый ими желтый свет делает их малопригодными для общего освещения. Натриевые лампы высокого давления (27 КПа) имеют сплошной спектр, излучая золотисто-белый свет. Отечественной промышленностью выпускаются лампы ДНаТ (дуговая натриевая трубчатая) мощностью 250—1000 Вт, световой отдачей 90—120 лм/Вт и сроком службы до 15 000 ч.

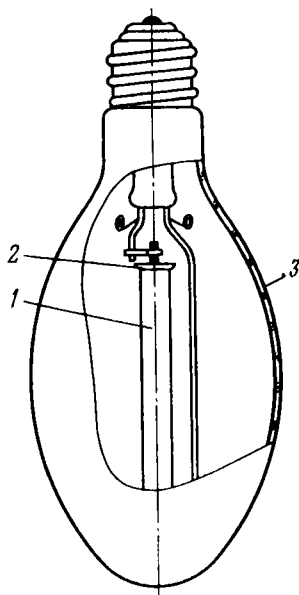


Рис. 3.5. Дуговая натриевая трубчатая лампа ДНаТ-400

Дуговая натриевая лампа ДНАТ-400 (рис. 3.5) состоит из прямой разрядной трубки 1, смонтированной внутри внешней колбы 3 из тугоплавкого стекла. Разрядная трубка изготавливается из светопропускающего керамического материала на основе поликристаллической окиси алюминия. Внутрь трубки вводятся дозированные количества натрия, ртути и инертного газа (аргона или ксенона). Концы трубки закрыты металлокерамическими элементами 2, на которых закреплены активированные вольфрамовые электроды. Для зажигания ламп ДНАТ-400 применяют устройства типа ИЗУ.

Высокая световая отдача, малые габариты, высокая яркость и большой срок службы натриевых ламп высокого давления открывают широкие возможности для применения их в установках наружного освещения.

3.3. ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Осветительный прибор состоит из источников света и осветительной арматуры. Осветительная арматура предназначена для рационального перераспределения светового потока ламп, защиты их от загрязнений и механических повреждений, крепления ламп и подвода напряжения питания.

Осветительные приборы разделяют на приборы ближнего действия (светильники) и приборы дальнего действия (прожекторы).

Основными параметрами светильника являются: класс светораспределения, кривая распределения силы света, коэффициент полезного действия, защитный угол и конструктивное исполнение.

Согласно ГОСТ 17677—82, светильники по характеру светораспределения разделяются на 5 классов: П — прямого света, у которых более 80 % светового потока направлено в нижнюю полусферу; Н — преимущественно прямого света (соответственно 60—80 %), Р — рассеянного света (40—60 %), В — преимущественно отраженного света (20—40 %) и О — отраженного света (меньше 20 %). Установлено семь типовых кривых силы света: К — концентрированная, Г — глубокая, Д — косинусная, Л — полусферическая, Ш — широкая, М — равномерная и С — синусная.

Экономичность светильника характеризуется его коэффициентом полезного действия η , под которым понимается отношение светового потока $\Phi_{св}$, выходящего из светильника, к световому потоку ламп $\Phi_{л}$, установленных в этом светильнике:

$$\eta = \frac{\Phi_{св}}{\Phi_{л}} \cdot 100\%. \quad (3.1)$$

К. п. д. серийных светильников составляет 40—90 %.

Для ограничения слепящего действия светильников в них предусматривается защитный угол γ , образуемый горизонталью и линией, касательной к светящемуся телу лампы и краю отражателя (рис. 3.6, а). Угол γ характеризует зону, в пределах которой глаз наблюдателя защищен от прямого действия лампы. Чем

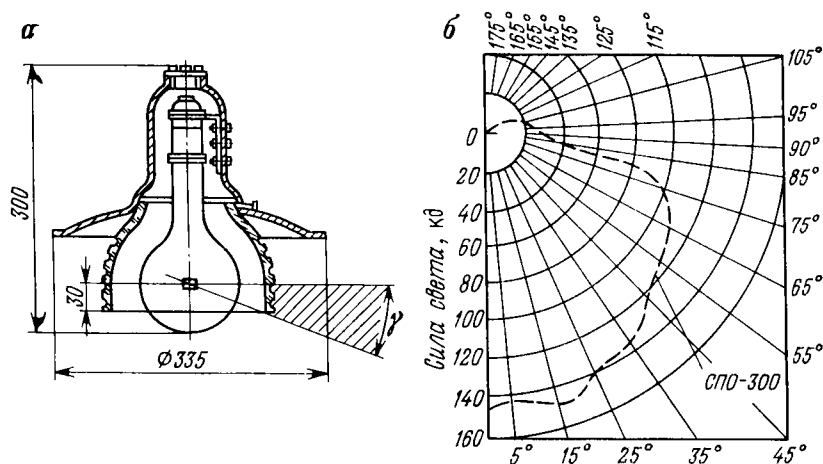


Рис. 3.6. Светильник СПО-300, его защитный угол (а) и кривая распределения силы света (б)

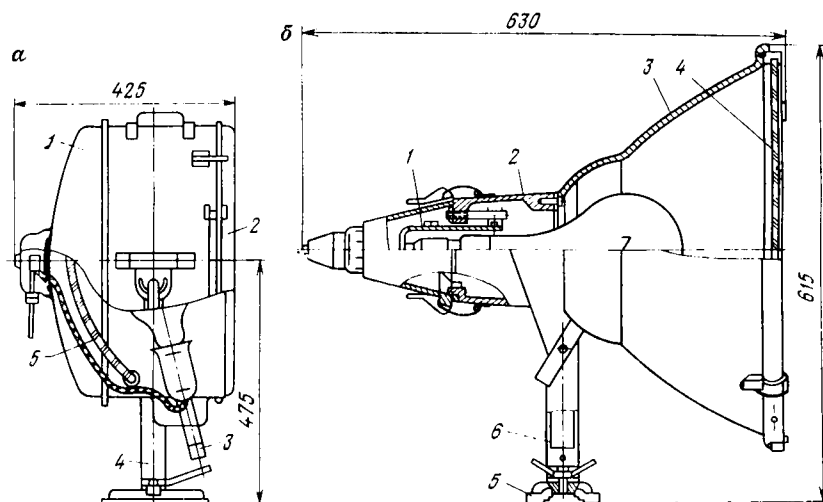


Рис. 3.7. Проекторы ПЗС-45 (а) и ПСМ-50 (б)

больше защитный угол, тем меньшее слепящее действие оказывает источник света. Минимальный угол γ светильников принимается равным 15° .

Наружное освещение открытых пространств в карьере и на отвалах, освещение автодорог и подъездных путей, распределителей и подстанций производится светильниками с лампами накаливания типов СПО, СПП, СЗП, рассчитанными на установку ламп мощностью 150—500 Вт и имеющими симметричное широкое или

равномерное светораспределение. С лампами ДРЛ применяют светильники подвесные типов СПП, СПОР, СПОГ, СЗПР и консольные типов СКЗР, РКУ, ЖКУ и СКЗПР. Кривая распределения силы света светильника СПО-300 наружного освещения показана на рис. 3.6, б.

К осветительным приборам дальнего действия относятся прожекторы типов ПЗС, ПЗМ, ПСМ с лампами накаливания, типов ПКН, ИСУ с галогенными лампами и типов СКсН, ОУКсН, ОУКсНФ с ксеноновыми лампами.

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

Кривая силы света, образуемая концами радиусов-векторов, длина каждого из которых численно равняется силе света в данном направлении, а начало расположено в световом центре источника света, является основной характеристикой прожектора и определяет распределение светового потока от источника в различных угловых зонах. Кривая силы света прожекторов изображается в полярной или прямоугольной системе координат.

Угол рассеяния — угол, на границе которого сила света составляет 10 % максимальной осевой силы света прожектора. Этот угол у прожекторов составляет 25—35°.

Коэффициент усиления прожектора — отношение максимальной силы света $I_{\max}$ к средней сферической силе света $I_{\text{ср. сф}}$ применяемого источника:

$$k_y = I_{\max} / I_{\text{ср. сф}}, \quad (3.2)$$

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

На открытых горных разработках наибольшее распространение получили прожекторы заливающего света типов ПЗС, ПЗМ и среднего светораспределения типа ПСМ. Прожектор ПЗС-45 (рис. 3.7, а) состоит из корпуса 1, передней рамы с защитным стеклом 2, стеклянного зеркального отражателя 5, лиры с опорной плитой 4 и фокусирующего устройства 3. Прожектор рассчитан на лампы 1000 Вт, 127 и 220 В, но возможна установка ламп ДРЛ. Прожекторы типа ПЗМ имеют стальной хромированный отражатель, в остальном конструкция прожектора не отличается от конструкции прожектора ПЗС. Недостатки — низкий к. п. д. (25—30 %) и быстрое его загрязнение через вентиляционные отверстия в корпусе прожектора.

Прожектор ПСМ-50 состоит из корпуса 2, алюминиевого зеркального отражателя 3, рамы с защитным термостойким стеклом 4, основания 5, лиры 6, фокусирующего устройства 1 (рис. 3.7, б). Прожекторы надежно защищены от влаги и пыли и имеют более высокий, чем у прожекторов ПЗС, к. п. д., который составляет 35—40 %.

Прожекторы ПКН выпускают двух типов — ПКН-1000 и ПКН-1500 соответственно для ламп КГ-1000 и КГ-1500 Вт.

Рис. 3.8. Прожектор ПКН-1500

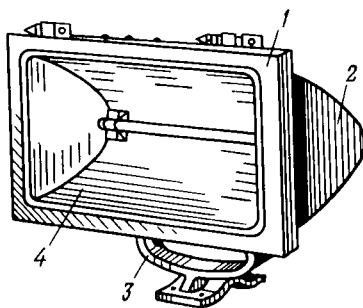
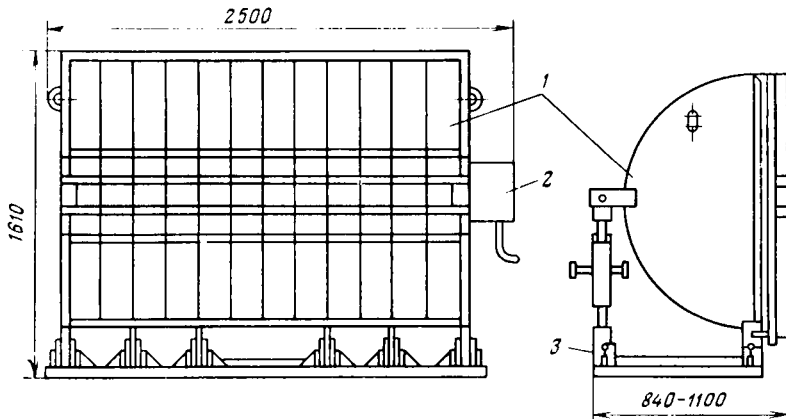


Рис. 3.9. Осветительное устройство ОУКсН-20000



Прожектор ПКН-1500 (рис. 3.8) имеет ребристый литой алюминиевый корпус 2 и откидную литую раму 1 с термостойким защитным стеклом. Отражатель 4 — алюминиевый, зеркальный параболоцилиндрической формы. Прожектор крепится на лире 3, которая обеспечивает поворот его в горизонтальной и вертикальной плоскостях. К. п. д. прожекторов типа ПКН составляет 60 %.

Светильники прожекторного типа ИСУ выпускаются с лампами КГ мощностью 2 и 5 кВт; по устройству и внешнему виду аналогичны прожектору типа ПКН, имеют к. п. д. 65 %.

Осветительные устройства с ксеноновыми лампами состоят из корпуса светильника, пускового устройства и лампы мощностью 10, 20 или 50 кВт. Наибольшее распространение на карьерах получили осветительные устройства ОУКсН-20 000 с двумя ксеноновыми лампами ДКсТ-20 000 (рабочей и резервной). Светильник, входящий в комплект ОУКсН-20000 (рис. 3.9), имеет установленный на раме 3 параболоцилиндрический отражатель 1 из полированной листовой нержавеющей стали. Он может поворачиваться и закрепляться под необходимым углом наклона. Блок зажигающего устройства 2 закреплен на корпусе светильника. К. п. д. осветительного устройства составляет 76 %. Устройство

Таблица 3.1

Пржектор	Тип и мощность лампы, Вт	Максимальная сила света, ккд	Угол рассеяния (градус) в плоскости		К. п. д. %	Световой поток, лм
			горизонтальной	вертикальной		
ПЗС-25	Г220-200	16	16	22	27	2 900
ПЗС-35	Г220-500	50	21	19	27	8 300
ПЗС-45	Г220-1000	130	26	24	27	18 600
ПЗС-45	Г220-1500	225	25	26	27	29 000
ПЗМ-25	Г220-200	10	8	8	25	2 900
ПЗМ-35	Г220-500	40	30	20	25	8 300
ПСМ-40	Г220-500	65	21	21	40	8 300
ПСМ-50	Г220-1000	120	21	21	35	18 600
ПКН-1000	КГ220-1000	52	92	18	60	22 000
ПКН-1500	КГ220-1500	90	92	20	60	33 000
ИСУ 01-2000	КГ220-2000	71	100	35	65	44 000
ИСУ 02-5000	КГ220-5000	200	100	65	65	110 000
СКсН-10000	ДКсТ-10000	165	135	24	68	260 000
ОУКсН-20000	ДКсТ-20000	650	95	10	76	694 000
ОУКсНФ-50000	ДКсТ-50000	1300	140	40	70	3 500 000

ОУКсНФ-50000 для ламп ДКсТ мощностью 50 кВт принципиально не отличается от осветительного устройства для ламп 20 кВт; к. п. д. 70 %.

Технические характеристики прожекторов приведены в табл. 3.1.

3.4. СИСТЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Необходимое освещение территории карьеров создается комбинированными системами общего и местного освещения.

Система общего освещения предназначена для обеспечения необходимого минимального уровня освещенности на всей территории ведения горных разработок. Общее освещение осуществляется светильниками наружной установки, стационарными или передвижными прожекторами и светильниками с галогенными, ртутными и ксеноновыми лампами, которые устанавливаются на опорах вдоль бортов карьера, на рабочих уступах и на нерабочих площадках в карьере. Рассчитывается оно на создание освещенности, равной 2 лк в зоне производства работ и 0,5 лк в остальной части территории карьера, где необходимо обеспечить только возможность свободного передвижения обслуживающего персонала и транспорта.

Система местного освещения применяется тогда, когда на отдельных участках карьера (места бурения, экскаваторные забои,

автомобильные и железные дороги, места разгрузочных и ремонтных работ и т. д.) по условиям работы требуется повышенная освещенность по сравнению с уровнем освещенности всей территории горных разработок.

Местное освещение осуществляется светильниками и прожекторами, которые устанавливают на самих передвижных машинах. В случае недостаточной освещенности, создаваемой светильниками, установленными на механизмах, в непосредственной близости к рабочим площадкам дополнительно устанавливают передвижные прожекторные мачты или опоры со светильниками. Применение одного местного освещения без системы общего освещения запрещается.

Система комбинированного освещения на открытых горных разработках, включающая общее освещение всей площади карьера и местное освещение отдельных участков работ, где требуется создание более высоких освещенностей, наиболее распространена.

В большинстве случаев для освещения карьеров применяют светильники типов СПО, СПП, СЗП, СВПР, СПОГ, а также прожекторы типов ПЗС, ПЗМ, ПСМ, ПКН и ИСУ. В качестве собственных источников света на горных и транспортных машинах применяют прожекторы, фары и зеркальные лампы.

Для освещения помещений насосных и компрессорных станций, депо, различных цехов и мастерских на промплощадках используют светильники нормального исполнения с лампами накаливания и люминесцентными лампами.

Обогатительные фабрики, конвейерные галереи, железнодорожные бункера, подземные дренажные выработки и другие помещения, опасные в отношении взрыва метана или пыли, освещаются светильниками повышенной надежности (типа РЛ, РПЛ, Н4Б, Н4Т2 и др.) или взрывозащищенными (типа РВЛ, ВЗГ, НОТЛ и др.).

Выездные траншеи, автодороги и другие транспортные магистрали, места работы некоторых машин и механизмов, лестницы, пути хождения людей, проходы между зданиями промплощадки освещаются светильниками наружной установки типов СПО, СПП, СЗП, СЗПР. Светильники подвешивают на стационарных или передвижных опорах ниже проводов. Территории электроподстанций, железнодорожных станций, открытых складов освещаются прожекторами, устанавливаемыми на стационарных прожекторных мачтах.

При устройстве общего и местного освещения основных частей карьеров и разрезов применяют светильники и прожекторы на стационарных и передвижных опорах и мачтах. Мачты применяют металлические, деревянные и железобетонные высотой 6—20 м с установкой одного или нескольких прожекторов. При производстве взрывов передвижные прожекторные мачты переводят в транспортное положение и передвигают на безопасное расстояние. Прожекторные мачты устанавливают по внешним бортам карьера и на промежуточных горизонтах.

В состав электроосветительных установок входят, помимо световых приборов, осветительные трансформаторы, коммутационная и защитная аппаратура, провода и кабели.

Для питания осветительных установок на промплощадке карьера, отвалах, охранного освещения, автодорог вне карьера используют обычные силовые трансформаторы напряжением 6000/400/230 В.

Стационарные и передвижные осветительные установки в карьерах и на отвалах питаются напряжением 127 или 220 В от специальных трансформаторов типов ТМ, ОМ или КТП напряжением 6000/230 В, трансформаторов типов ТСМ и ТС напряжением 400/133 В. Переносные светильники местного освещения подключают к понижающим трансформаторам малой мощности типов ТС, ТСЗ, ОСВУ напряжением 220-380/12-36 В. Осветительные трансформаторы устанавливают на опорах линий, передвижных КТП, на подстанциях мачтового типа, в помещениях на промплощадке, в кабинах горных машин. Осветительные сети карьера выполняют голыми алюминиевыми проводами, бронированными кабелями с бумажной и резиновой изоляцией (СБ, СРБ, АСБ, ВРБ, НРБ), гибкими кабелями (ГРШ, КРПТ) и изолированными проводами (ПР, ПРГ, АПР, АППВ и др.).

3.5. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Задача светотехнического расчета осветительной установки — определение числа и мощности светильников, обеспечивающих нормированную освещенность. В других случаях фактическая освещенность определяется при заданных параметрах установки.

В практике проектирования осветительных установок используют два основных метода расчета: точечный и метод коэффициента использования. Для определения мощности осветительных установок на начальных стадиях проектирования используют упрощенный метод удельной мощности, основанный на методе коэффициента использования. Расчет прожекторного освещения производится в основном точечным методом и методом компоновки кривых относительных изолукс. Для ориентировочных расчетов применяют методы коэффициента использования или удельной мощности.

Точечный метод позволяет определить освещенность в любой заданной точке освещаемой поверхности, создаваемую светильником с известными параметрами. Он учитывает только освещенность точки от прямого светового потока светильника и лишь приближенно дополнительную освещенность, создаваемую отраженным светом. Точечный метод применяют для расчета общего равномерного и локализованного освещения помещений и открытых пространств при любом расположении освещаемых поверхностей.

Для определения освещенности точек горизонтальной плоскости необходимо знать силу света I , расстояние r до источника и

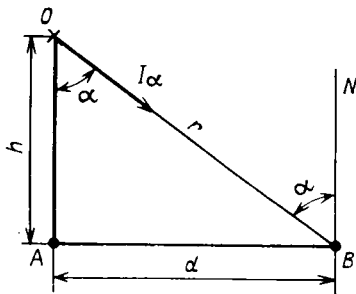


Рис. 3.10. График к расчету освещенности точечным методом

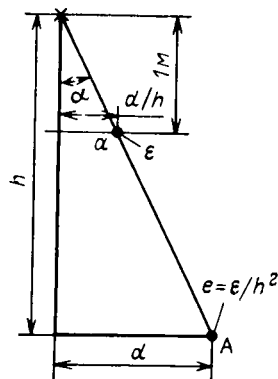


Рис. 3.11. График к понятию относительной освещенности

угол падения света α . Так, если светильник находится в точке O (рис. 3.10), то создаваемая им освещенность E_r (лк) в точке B , горизонтальной плоскости

$$E_r = \frac{I_\alpha \cdot \cos \alpha}{r^2}, \quad (3.3)$$

где α — угол между лучом света и нормалью N к освещаемой поверхности; I_α — сила света светильника под углом α , кд; r — расстояние до источника; d — расстояние от точки A (проекция светильника на горизонталь) до точки B на плоскости; h — высота подвеса светильника.

Если расстояние r выразить через высоту подвеса светильника $r = h / \cos \alpha$, то формулы для вычисления условной освещенности в точке на горизонтальной и вертикальной плоскостях примут вид:

$$E_r = \frac{I_\alpha \cdot \cos^3 \alpha}{h^2}; \quad (3.4)$$

$$E_v = E_r \cdot \operatorname{tg} \alpha. \quad (3.5)$$

Значение I_α определяют по кривым светораспределения или таблицам, приводимым в справочниках для соответствующих светильников с условным световым потоком $\Phi = 1000$ лм, а затем пересчитывают для лампы выбранной мощности, умножая на коэффициент $C = \Phi_{\text{л}} / 1000$, где $\Phi_{\text{л}}$ — световой поток принятой лампы.

Для обеспечения нормированной освещенности в расчеты вводят коэффициент запаса k_3 , учитывающий старение лампы и загрязнение осветительной арматуры. С учетом коэффициентов C и k_3 получим формулу, применяемую для практических расчетов точечным методом:

$$E_r = \frac{C \cdot I'_\alpha \cdot \cos^3 \alpha}{h^2 \cdot k_3}. \quad (3.6)$$

Коэффициент запаса принимается равным: для светильников с лампами накаливания в помещениях $k_3=1,3 \div 1,7$ и наружного освещения $k_3=1,3 \div 1,5$; для светильников с газоразрядными лампами в помещениях $k_3=1,5 \div 2,0$ и наружного освещения $k_3=1,5$.

Недостатки рассмотренного метода: необходимость иметь кривую силы света принятого светильника, пренебрежение влиянием на освещенность отраженного потока, значительные затраты времени на расчеты.

Для устранения указанных недостатков и сокращения затрат времени на расчеты предложены различные вспомогательные таблицы и графики, составленные для светильников с условным потоком лампы 1000 лм и позволяющие определить освещенность любой точки поверхности с учетом влияния отраженного светового потока.

Наиболее широкое применение для расчета освещенности точечным методом получили графики кривых относительной освещенности ϵ , предложенные Р. А. Сапожниковым [7]. Относительной освещенностью ϵ называется освещенность, создаваемая светильником в точке a на плоскости при высоте установки h , равной 1 м. Эта величина определяется числителем формулы (3.4), т. е.

$$\epsilon = I_{\alpha} \cdot \cos^3 \alpha. \quad (3.7)$$

Освещенность, создаваемую светильником с условной лампой при конкретной высоте h , называют условной освещенностью e . Относительная (рис. 3.11) и условная освещенности связаны между собой отношением

$$e = \epsilon / h^2.$$

Кривые относительной освещенности ϵ строятся для ламп с условным световым потоком 1000 лм как функция $\operatorname{tg} \alpha = d/h$ для значений $d \leq h$ и как функция $\operatorname{ctg} \alpha = h/d$ для значений $d \geq h$ (рис. 3.12). Для того чтобы не увеличивать размеров графика и не уменьшать масштабы шкалы, предложено при $d > h$ по оси абсцисс откладывать d/h , а при $d < h$ по оси абсцисс откладывать h/d . Для повышения точности отсчета часть кривой строится в 10-кратном увеличении.

Освещенность в заданной точке горизонтальной плоскости от нескольких светильников

$$E_r = \frac{\Phi_{\text{л}} \cdot \mu \sum \epsilon}{1000 \cdot k_3 \cdot h^2}, \quad (3.8)$$

где $\mu = 1 \div 1,2$ — коэффициент, учитывающий освещенность, создаваемую удаленными светильниками и отраженным световым потоком; $\sum \epsilon$ — сумма относительных освещенностей от светильников, в зоне действия которых находится расчетная точка.

Если требуется определить мощность ламп, необходимых для создания заданной минимальной освещенности на освещаемой площади, то расчет ведется таким образом. Исходя из схемы расположения светильников в пределах конкретной освещаемой пло-

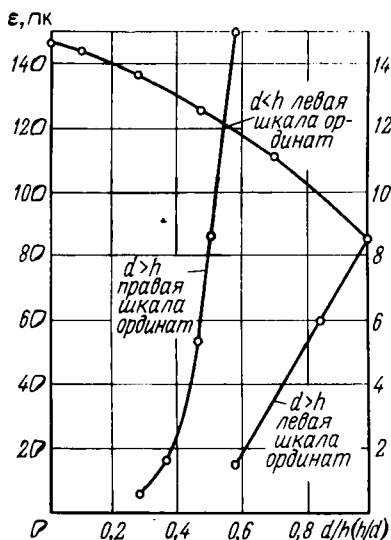
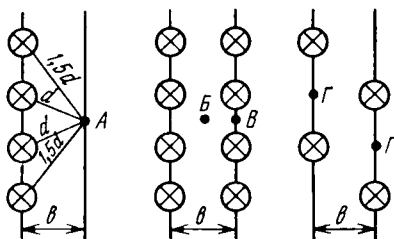


Рис. 3.12. Кривые относительной освещенности для светильника СПО-200

Рис. 3.13. Схема расположения светильников и точек минимальной освещенности (А, Б, В, Г)



щади, на ней намечают расчетную точку, где ожидают минимальную освещенность. На рис. 3.13 приведены схемы расположения светильников и точек минимальной освещенности (А, Б, В, Г) при освещении дорог. По схеме расстановки светильников (для точки А) определяют расстояние d от расчетной точки до ближайших светильников (b — ширина освещаемой площади). По графику относительных освещенностей (см. рис. 3.12) находят для каждого из расстояний соответствующие значения относительных освещенностей и определяют $\Sigma \varepsilon$. Необходимый световой поток ламп

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{1000 \cdot E_{\text{н}} k_3 \cdot h^2}{\mu \Sigma \varepsilon}, \quad (3.9)$$

где $E_{\text{н}}$ — заданная по нормам освещенность, лк.

По световому потоку $\Phi_{\text{л}}$ по справочнику или каталогу подбирают соответствующую мощность лампы.

Метод коэффициента использования более точно учитывает влияние на освещенность потока, отраженного от стен, потолка и окружающих предметов. Отношение полезного потока, падающего на освещаемую поверхность, ко всему потоку ламп называют коэффициентом использования

$$\eta_{\text{и}} = \frac{\Phi_{\text{п}}}{n \Phi_{\text{л}}}, \quad (3.10)$$

откуда полезный световой поток $\Phi_{\text{п}} = n \Phi_{\text{л}} \eta_{\text{и}}$.

Коэффициент использования $\eta_{\text{и}}$ определяется размерами помещения, высотой подвеса светильника, коэффициентами отражения потолка и стен, кривой светораспределения и к. п. д. све-

тильника. Влияние геометрических размеров помещения оценивают одной величиной — индексом помещения i :

$$i = \frac{a \cdot b}{h(a + b)}, \quad (3.11)$$

где a , b — соответственно длина и ширина помещения, м; h — высота подвеса светильника над освещаемой поверхностью, м.

Полезный световой поток $\Phi_{\text{п}}$, распределяясь по площади S , создает на ней среднюю освещенность $E_{\text{ср}}$:

$$E_{\text{ср}} = \frac{n \Phi_{\text{л}} \eta_{\text{п}}}{S}. \quad (3.12)$$

Так как нормируется не средняя, а минимальная освещенность, то для перехода к E_{min} вводят коэффициент минимальной освещенности $z = E_{\text{ср}}/E_{\text{min}}$, значение которого принимают равным 1,1—1,15.

С учетом коэффициентов запаса k_3 и минимальной освещенности z , окончательная формула принимает вид:

$$E_{\text{min}} = \frac{n \Phi_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{п}}}{k_3 \cdot S \cdot z}. \quad (3.13)$$

Расчет освещенности сводится к определению светового потока лампы или числа светильников:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{E_{\text{min}} S \cdot z \cdot k_3}{n \cdot \eta_{\text{п}}}; \quad (3.14)$$

$$n = \frac{E_{\text{min}} S z \cdot k_3}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{п}}}. \quad (3.15)$$

По найденному значению светового потока по справочнику или каталогу подбирают лампу соответствующей мощности.

Метод удельной мощности применяют для приближенных расчетов числа светильников и определения мощности осветительных установок на начальных стадиях проектирования.

Удельной мощностью w (Вт/м²) называют отношение суммарной установленной мощности источников света (Вт) к площади освещаемой поверхности S (м²):

$$w = n \cdot P / S. \quad (3.16)$$

Для расчета используют таблицы удельной мощности, приводимые в справочниках. Найденное из таблиц значение удельной мощности, умноженное на площадь помещения, дает общую мощность; поделив общую мощность на число светильников, определяют мощность каждой лампы

$$P_{\text{л}} = w \cdot S / n. \quad (3.17)$$

Если значение $P_{\text{л}}$ превышает максимально возможную для принятого светильника мощность лампы, то увеличивают число светильников.

Расчет прожекторного освещения имеет целью определение числа прожекторов, необходимых для создания на освещаемой

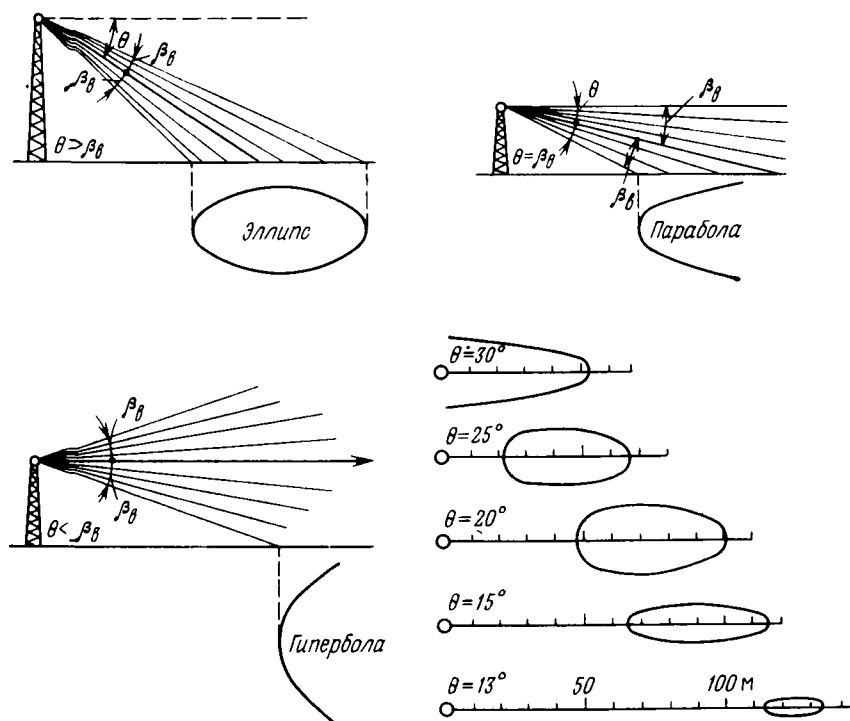


Рис. 3.14. Форма и размеры светового пятна в зависимости от угла наклона прожектора

площади заданной расчетной освещенности мест, высоты установки и углов наклона прожекторов.

Высота установки прожектора определяется рядом факторов, основными из которых являются: ограничение слепящего действия, устранение тенеобразования, получение необходимых соотношений горизонтальной и вертикальной освещенностей, условия местности и экономические соображения. Высота установки прожектора H (м) по условиям ограничения слепящего действия определяется из уравнений

$$H_{\max} = \sqrt{I_{\max}/300} \quad (3.18)$$

$$\text{или } H = 0,058 \sqrt{I_{\max}}, \quad (3.19)$$

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

При размещении прожекторов их оптическая ось направляется под некоторым углом к горизонту. При изменении угла наклона прожектора значительно изменяются освещенность, форма и площадь светового пятна (рис. 3.14). При угле наклона прожектора Θ , превышающем половину угла рассеяния в вертикальной

плоскости ($\Theta > \beta_b$), световое пятно имеет форму эллипса, при равенстве этих углов — параболы и при $\Theta < \beta_b$ — гиперболы. В первом случае коэффициент использования прожектора будет наибольшим, так как весь его световой поток в пределах угла рассеяния попадает на освещаемую поверхность.

Угол наклона прожектора Θ° , при котором площадь светового пятна, ограниченная кривой с заданной освещенностью, будет максимальной, называют наивыгоднейшим (оптимальным) и определяют по формуле

$$\theta = \arcsin \sqrt{m + n(E_p H^2)^{2/3}}, \quad (3.20)$$

где m, n — постоянные коэффициенты, зависящие от углов рассеяния прожектора в горизонтальной и вертикальной плоскостях; E_p — расчетная (пограничная) освещенность, лк.

Значение расчетной освещенности E_p зависит от нормированной освещенности E_n , коэффициента запаса k_3 и размещения световых пятен прожекторов по освещаемой территории. Если вся площадь освещается одним прожектором, то расчетная освещенность $E_p = E_n \cdot k_3$. Если же освещаемый участок перекрывается световыми пятнами двух и более прожекторов, то расчетная освещенность $E_p = E_n \cdot k_3 / 2$.

При освещении вертикальных поверхностей наивыгоднейший угол наклона

$$\theta = \arctg \sqrt{\frac{I_{\max}}{E_p H^2}}, \quad (3.21)$$

где E_p — значение расчетной освещенности в вертикальной плоскости.

Необходимое число прожекторов при расчете по методу коэффициента использования светового потока

$$n = \frac{E_n \cdot k_3 \cdot S}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot z}, \quad (3.22)$$

где $k_3 = 1,5 \div 1,7$ — коэффициент запаса; $\eta_{\text{пр}}$ — к. п. д. прожекторов (принимается для прожекторов типов ПЗС — 0,2; ПСМ — 0,35—0,4; для ПКН — 0,6; для ОУКСН — 0,7); $\eta_{\text{н}} = 0,4 \div 0,95$ — коэффициент использования светового потока прожекторов; $z = E_{\text{мин}} / E_{\text{ср}}$ (0,7 ÷ 0,8) — коэффициент неравномерности освещения.

Для упрощения расчета формулу (3.22) можно представить в виде

$$n = \frac{E_p \cdot S}{\Phi_{\text{л}} \cdot c}, \quad (3.23)$$

где $E_p = E_n k_3$ — расчетная освещенность; $c = \eta_{\text{пр}} \eta_{\text{н}} z$ — расчетный коэффициент, который для прожекторов типов ПЗС, ПСМ с лампами накаливания принимается 0,27; с лампами ДРЛ — 0,16; для прожектора типа ПКН — 0,3; для ксеноновых ламп — 0,12 ÷ 0,2.

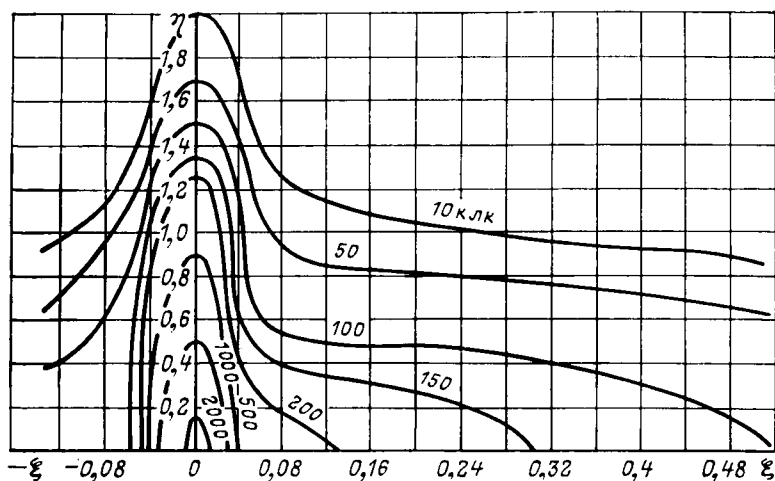


Рис. 3. 15. Кривые относительных изолукс светильника ОУКСН-50000

Для расчета числа прожекторов можно воспользоваться методом удельной мощности. Удельная мощность прожекторного освещения (Вт/м^2)

$$p = P_o / S, \quad (3.24)$$

где P_o — общая мощность ламп всех прожекторов, установленных для освещения площади S , Вт.

Общее число прожекторов

$$n = pS / P_{\text{л}}, \quad (3.25)$$

где $P_{\text{л}}$ — мощность лампы принятого прожектора.

За последние годы для общего освещения территорий карьеров и других больших открытых пространств наибольшее применение получили светильники с ксеноновыми лампами ДКСТ. Расчет освещенности карьера светильниками с ксеноновыми лампами производится методом, основанным на применении кривых относительного изолукс и вспомогательных расчетных таблиц.

Кривые относительных изолукс (рис. 3.15) представляют собой кривые, соединяющие точки с равной расчетной освещенностью в плоскости, перпендикулярной к оптической оси светильника или прожектора, находящейся на расстоянии 1 м от светового центра прожектора. Координатами каждой точки кривых относительных изолукс приняты ξ и η , численно равные тангенсам углов, причем ось ξ соответствует оси X в системе прямоугольных координат, а ось η — оси Y .

Определение освещенности в точке горизонтальной плоскости и построение кривых равной горизонтальной освещенности (изолукс) светильника с ксеноновой лампой производится в следую-

щем порядке. Сначала строят координатные оси X и Y . Ось X совмещают с направлением максимальной силы света светильника и на ней в масштабе плана карьера (1:2000 или 1:5000) откладывают произвольные значения расстояний X (10, 20, 30, . . . и т. д.) от нуля. За нуль принимают место установки светильника. Затем принимают высоту H установки светильника над освещаемой поверхностью и угол наклона θ светового потока к горизонту.

Зная угол θ и задаваясь отношением X/H , находят значение координаты ξ по формуле

$$\xi = \frac{\cos \theta - \frac{X}{H} \sin \theta}{\rho}, \quad (3.26)$$

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

$$\rho = \sin \theta + \frac{X}{H} \cos \theta. \quad (3.27)$$

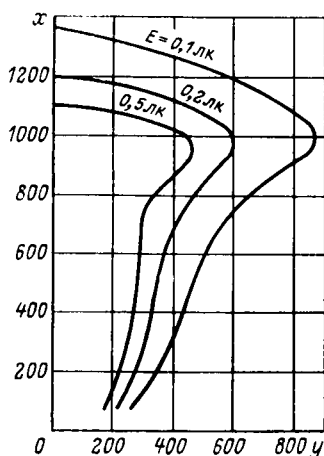
Задаваясь горизонтальной освещенностью E_r , определяем относительную освещенность

$$\varepsilon = E_r \cdot \rho^3 \cdot H^2 k_3, \quad (3.28)$$

где ε — относительная освещенность, клк; $k_3 = 1,5$ — коэффициент запаса.

Определив значение ξ и ε , по графику кривых относительных изолукс применяемого светильника или прожектора находят координату η . Для этого от точки полученного значения ξ проводят вертикальную линию до пересечения с кривой полученной относительной освещенности и точку пересечения проектируют на ось ординат η . Имея значения η , ρ и H , можно определить вторую координату Y :

$$Y = \rho \cdot \eta \cdot H. \quad (3.29)$$



Координаты X и Y определяют положение точки с заданной горизонтальной освещенностью E_r . Задаваясь последовательно рядом значений X/H , при тех же значениях H , θ и E_r рассчитывают другие значения Y и получают достаточное число точек для построения кривой равных значений горизонтальной освещенности (изолукс). На рис. 3.16 показаны кривые равной горизонтальной

Рис. 3.16. Кривые равной горизонтальной освещенности (изолукс) светильника ОУКсН-50000 ($\theta = 5^\circ$; $H = 100$ м)

освещенности (изолуксы) светильника ОУКсН-50000 для угла $\Theta = 5^\circ$, $H = 100$ м.

При определении числа прожекторов по способу компоновки изолукс сначала на освещаемой территории намечают место установки прожекторных мачт с учетом имеющихся естественных возвышенностей или высотных сооружений. Затем, применяя изготовленные шаблоны, имеющие форму выбранной кривой одинаковой освещенности (изолуксы) при высоте H и угле наклона Θ , размещают их на плане освещаемой территории. Путем компоновки изолукс добиваются полного перекрытия всей освещаемой площади при возможно меньшем числе прожекторов (рис. 3.17). При заданном числе прожекторов и высоте их установки освещенность в любых точках освещаемой площадки определяют точечным методом.

Расчетная мощность трансформатора для питания осветительных установок

$$S_{\text{тр. ос}} = \frac{\Sigma P_{\text{л}}}{1000 \cdot \eta_{\text{о. с}} \cdot \eta_{\text{св}} \cdot \cos \varphi_{\text{св}}}, \quad (3.30)$$

где $\Sigma P_{\text{л}}$ — суммарная мощность ламп, Вт; $\eta_{\text{о. с}}$ — к. п. д. осветительной сети ($\eta_{\text{о. с}} = 0,95 \div 0,96$); $\eta_{\text{св}}$ — к. п. д. светильников (с ЛН $\eta_{\text{св}} = 1$, с ЛЛ $\eta_{\text{св}} = 0,83$); $\cos \varphi_{\text{св}}$ — коэффициент мощности светильников.

3.6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ НАРУЖНЫМ ОСВЕЩЕНИЕМ

Управление наружным освещением может осуществляться автоматическими устройствами, выполненными на основе часовых механизмов, фотоэлементов и фоторезисторов. К устройствам с часовыми механизмами относят программные реле времени 2РВ и 2РВМ. Реле 2РВ предназначено для автоматического включения и отключения осветительной установки по одной программе. Оно позволяет задавать точное время включения и отключения освещения промышленного объекта. Реле 2РВМ — двухпрограммное, оно предназначено для автоматического управления двумя независимыми осветительными сетями по различным суточным программам в зависимости от времени года. Реле можно использовать также при автоматизации управления несколькими мощными осветительными устройствами, если они расположены недалеко друг от друга. Задание программы осуществляется установкой соответствующих штифтов на программном диске.

Более удобны в эксплуатации фотоэлектрические устройства, автоматически включающие освещение вечером и выключающие его с наступлением рассвета в зависимости от заданной интенсивности естественного освещения. Некоторые типы таких автоматических устройств выпускаются серийно.

Фотореле ФР-2УЗ (рис. 3.18) нашло широкое применение в схемах управления наружным освещением и предназначено для

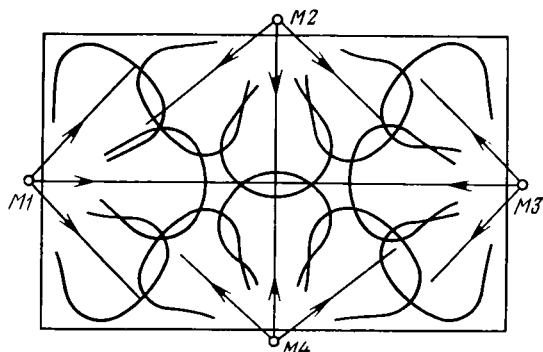


Рис. 3.17. Компоновка изолукс: $M1-M4$ — прожекторные мачты

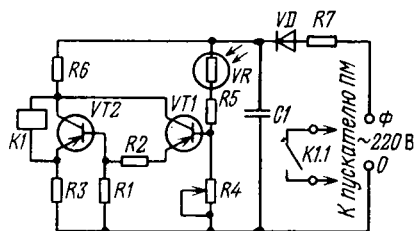


Рис. 3.18. Схема фотореле ФР-2УЗ

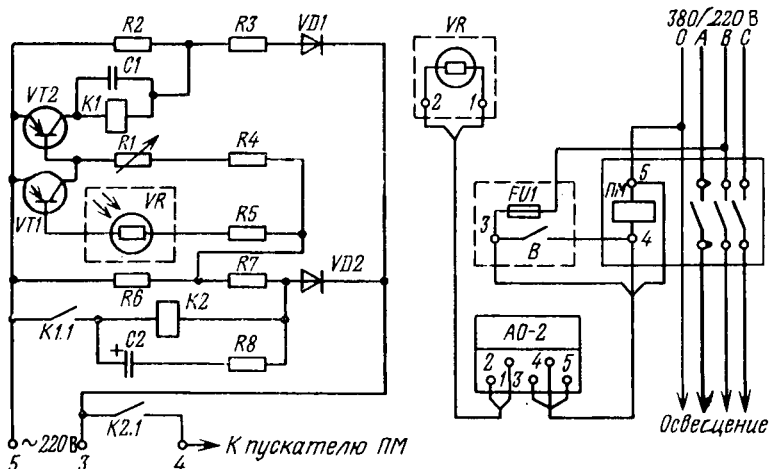


Рис. 3.19. Схема фотозлектронного автомата АО-2 для автоматического управления наружным освещением

автоматического включения и отключения освещения в зависимости от освещенности. Фотореле состоит из чувствительного органа (датчика освещенности), усилительного элемента (транзисторов $VT1$, $VT2$) и исполнительного реле $K1$. В качестве датчика освещенности применяют герметизированный сернисто-кадмиевый фоторезистор ФСК-Г1, сопротивление которого изменяется в зависимости от освещенности. При увеличении освещенности (рассвет) сопротивление датчика VR в цепи базы транзистора $VT1$ уменьшается, что приводит соответственно к увеличению токов в цепях эмиттер—коллектор $VT1$, $VT2$. Они открываются, а транзистор $VT2$ шунтирует обмотку катушки реле $K1$. Реле срабатывает, и его контакты размыкают цепь питания катушки контактора, управляющего освещением. Освещение отключается. Уменьшение освещенности в вечернее время приводит к увеличению сопротив-

ления датчика VR . Следовательно, уменьшаются токи базы и в цепи эмиттер-коллектор транзисторов $VT1$, $VT2$ и они закрываются. Реле срабатывает и замыкает цепь включения освещения. Порог срабатывания схемы регулируется переменным резистором $R4$.

Фотоэлектронный автомат типа АО (рис. 3.19) предназначен для автоматического управления наружным освещением различных территорий. Автомат состоит из трех основных узлов: датчика освещенности, блока управления и магнитного пускателя. Освещение включается при освещенности 5 ± 2 лк, а отключается при освещенности 8—15 лк. Напряжение питания блока управления 220 В.

Датчик освещенности — фоторезистор ФСК-Г1 — заключен в специальный корпус и устанавливается отдельно от блока управления в том месте, где удобно контролировать уровень освещенности. Фоторезистор включен в цепь базы транзистора $VT2$, являющегося управляющим элементом для мощного транзистора $VT1$. Транзистор $VT1$ управляет реле $K1$, которое своими контактами включает и отключает выходное реле $K2$, к замыкающим контактам которого подключена катушка магнитного пускателя $ПМ$. Схема питается выпрямленным напряжением через диоды от делителей напряжения $R1$ — $R2$ и $R6$ — $R7$, настраивается резистором $R4$. Для предотвращения срабатывания автомата при случайных кратковременных изменениях освещенности (освещение датчика лучом прожектора электровоза, вспышка молнии и т. п.) в схеме имеются элементы временной задержки срабатывания — $C2$, $R8$ совместно с замедленным реле $K2$. Пускатель автомата АО-2 допускает наибольший ток 20 А. При больших осветительных нагрузках следует устанавливать дополнительные магнитные пускатели или контакторы, управляемые с помощью основного пускателя автомата.

В схемах питания и управления наружным освещением наряду с автоматическим управлением должно быть предусмотрено ручное управление на случай отказа автоматов.

4. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

4.1. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ

На открытых горных разработках применяют электрооборудование и способы распределения электроэнергии, отвечающие специфическим особенностям, которые были подробно изложены ранее в разделе 2.

К карьерному электрооборудованию предъявляют повышенные требования в отношении надежности оборудования и безопасно-

сти его обслуживания. Для удовлетворения этих требований электрооборудование открытых разработок должно отличаться повышенной механической прочностью оболочек; применением влаго- и теплостойкой изоляции для электродвигателей и аппаратов; использованием электродвигателей с высокой перегрузочной способностью. Большая разбросанность работ, применение наряду со стационарными передвижных подстанций и распределительных устройств создают определенные трудности для устройства защитных заземлений, контроля состояния сети, защитных средств.

Для подвода электроэнергии к экскаваторам и другим горным машинам сооружают разветвленные воздушные и кабельные линии, а также значительное число подстанций и распредпунктов. Трассы воздушных и кабельных линий могут проходить как в продольном, так и в поперечном направлении отрабатываемых уступов. Такое размещение электроустановок усложняет их эксплуатацию (ремонт, монтаж и демонтаж при передвижке и переноске). При производстве взрывных работ распределительные воздушные и кабельные линии, а также оборудование и механизмы подвержены воздействию взрывной волны и ударов коемьями породы и полезного ископаемого. При этом возникают различные повреждения электрического оборудования и сетей (обрыв проводов воздушных линий, падение опор, механические повреждения шлангов гибких кабелей, корпусов и изоляции двигателей и аппаратов).

Все электрооборудование карьера или разреза должно иметь конструкцию, схему и специальные блокировки, защиты, обеспечивающие полную безопасность обслуживающего персонала. Одним из главных требований, предъявляемых к построению системы электроснабжения открытых горных разработок, является обязательное устройство электрической защиты от однофазных замыканий на землю в электрических распределительных сетях.

4.2. ОБОРУДОВАНИЕ И СХЕМЫ ГЛАВНЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ*

Главные понизительные подстанции (ГПП) карьеров и разрезов могут быть закрытого или открытого типа. В подстанциях открытого типа, т. е. с открытыми распределительными (ОРУ), все или основное оборудование расположено на открытом воздухе, в подстанции закрытого типа (ЗРУ) оборудование установлено в здании. Закрытые подстанции подразделяют на отдельно стоящие, пристроенные, встроенные и внутрицеховые. Как закрытые, так и открытые трансформаторные подстанции могут быть комплектными внутренней (КТП) или наружной (КТПН) установки. Такие подстанции состоят из трансформаторов и блоков комплектных распределительных (КРУ, КРУН), поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. Применение комплектного оборудования сокращает сроки и стоимость монтажа.

* Написан совместно с Н. С. Волотковской.

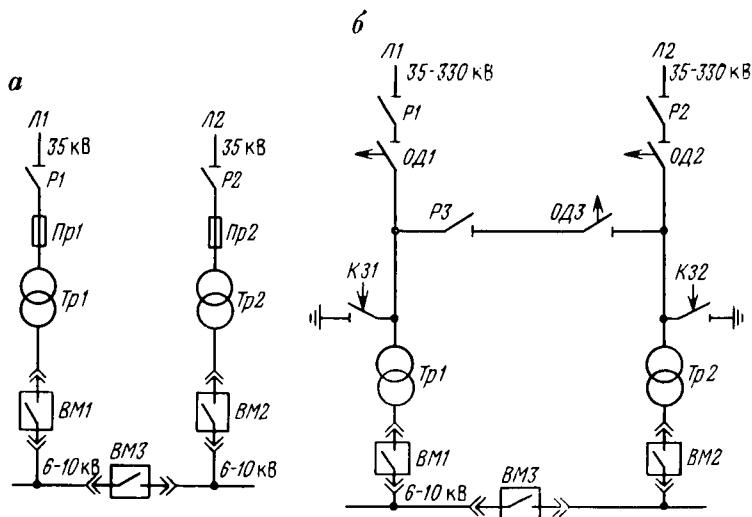


Рис. 4.1. Принципиальные схемы главных понизительных подстанций:
а — с плавкими предохранителями; б — с короткозамыкателями и отделителями

Для ГПП рекомендуется применять глубокий ввод напряжением 35—330 кВ. При выборе схемы подстанции стремятся к максимальному упрощению схем коммутации и применению минимума коммутационных аппаратов. Упрощение достигается за счет отказа от выключателей на стороне высшего напряжения (35—330 кВ) и применения более простой и дешевой аппаратуры, оперативного переменного тока, отказа от щитов управления, сборных шин на первичном напряжении и т. д. Как правило, предусматривают раздельную работу линий и трансформаторов.

Наиболее просты подстанции с плавкими предохранителями (рис. 4.1, а). Плавкие предохранители стреляющего типа ПСН выпускают с предельным током плавкой вставки: 100 А при напряжении 35 кВ, 50 А при напряжении 110 кВ. Поэтому предохранитель ПСН-35 может защитить трансформатор мощностью не более 4000 кВ·А, а предохранитель ПСН-100 — не более 6300 кВ·А.

Подстанции с короткозамыкателями и отделителями (рис. 4.1, б), в отличие от подстанций с предохранителями, могут быть сооружены на напряжение до 330 кВ.

Сборные шины на первичном напряжении 35—330 кВ допускается применять только при наличии нескольких отходящих линий этого напряжения и невозможности применения блочных схем. В таких случаях принимают одинарную систему сборных шин, разделенную на секции по числу трансформаторов или вводов 35—330 кВ.

Распределительное 6—10 кВ ГПП должно иметь одинарную систему сборных шин, секционированную по числу вводов 6 кВ.

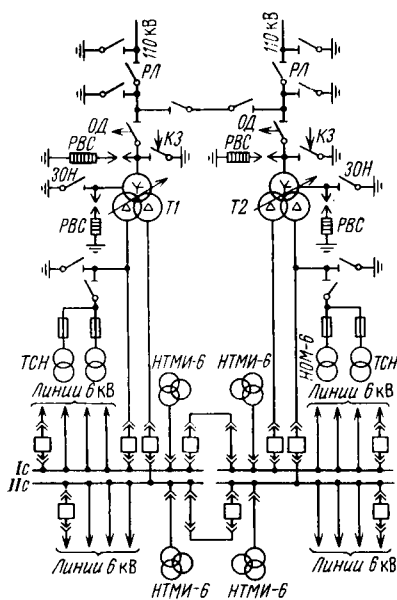


Рис. 4.2. Схема ГПП 110/6—10 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 25—63 МВ·А

нормально разомкнутом секционном выключателе, оборудованном устройством АВР. На одното трансформаторных подстанциях сборные шины не секционируются.

В качестве примера рассмотрим принципиальную схему типовой ГПП 110/6—10 кВ для железорудного карьера с двумя трансформаторами напряжением 110/6 кВ и мощностью по 25—63 МВ·А (рис. 4.2). В данной схеме с целью ограничения токов к. з. и уменьшения тока замыкания на землю в качестве основных трансформаторов применены трансформаторы серии ТРДН (ТРДНС) с расщепленными обмотками. На стороне 110 кВ установлены отделители и короткозамыкатели с перемычкой между ними. Трансформаторы питают каждый две секции шин РУ 6 кВ. Нормально разомкнутые секционные выключатели размещены между секциями, получающими питание от разных трансформаторов, что позволяет резервировать две секции при выходе из работы одного трансформатора. Непосредственно от каждого силового трансформатора питается трансформатор собственных нужд (ТСН) типа ТСМА, благодаря чему сохраняется источник питания силовой и осветительной нагрузок подстанции при ремонте на любой секции шин. Вторичная сторона ТСН имеет напряжение 0,4/0,23 кВ.

Трансформаторы собственных нужд обеспечивают энергией цепи защиты и сигнализации, внутреннее освещение подстанции.

На стороне 6—10 кВ предусматривают отдельную работу трансформаторов с целью ограничения токов короткого замыкания (к. з.). Для снижения токов к. з. применяют силовые трансформаторы с расщепленными обмотками или устанавливают реакторы (одинарные или сдвоенные), включаемые между трансформатором и сборными шинами РУ либо на отходящих линиях.

На стороне низшего напряжения схемы распредустройства 6—10 кВ двухтрансформаторных ГПП и ПГВ секционированы и имеют, как правило, одну систему шин. На крупных ГПП с большим числом присоединений выполняют две секционированные системы шин. Число секций определяется схемой электроснабжения и мощностью подстанции. Секция питается от отдельного трансформатора при

Трансформатор напряжения НОМ-6 используют для питания оперативных цепей. Трехобмоточные трансформаторы напряжения НТМИ-6 служат для питания обмоток напряжения измерительных приборов и реле, питания устройств контроля состояния изоляции сети, приведения в действие АВР, питания счетчиков электроэнергии.

При необходимости иметь на ГПП несколько вторичных напряжений, например 35 и 10 кВ, устанавливают трехобмоточные трансформаторы и выполняют разделные распредустройства.

Для заземления участков электрических цепей при их ремонтах и осмотрах в соответствии с Правилами безопасности в схеме применены специальные заземляющие разъединители. Отдельный однополюсный разъединитель ЗОН установлен для заземления нейтрали обмотки 110 кВ главного трансформатора. Защита от волн грозовых перенапряжений, приходящих с линий электропередачи, осуществлена с помощью вентильных разрядников РВС, установленных на вводе 110 кВ и в нейтрали главного трансформатора.

На рис. 4.3 показаны план и разрез открытой части ГПП, схема которой приведена выше. В помещении закрытой части подстанции размещены ячейки распредустройства. Число РУ определяется числом присоединений. Трансформаторы собственных нужд устанавливают в закрытых камерах с отдельными выходами наружу.

4.3. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДУСТРОЙСТВА*

Комплектные распредустройства (КРУ) состоят из набора типовых шкафов (ячеек), в которых смонтированы измерительные и защитные приборы и различные аппараты (выключатели, разъединители и т. п.) с цепями первичной и вторичной коммутации. Шкафы КРУ поставляют с полностью собранным и готовым к работе оборудованием. На месте установки соединяют лишь шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ значительно сокращает объем проектирования, сроки и стоимость строительно-монтажных работ.

КРУ изготавливают для внутренней и наружной (КРУН) установки, стационарной и выкатной конструкции. Стационарные КРУ серии КСО (камеры стационарные одностороннего обслуживания) изготавливаются лишь для внутренней установки. Наибольшее распространение получили камеры КСО-285 с масляными выключателями высокого напряжения ВМГ-10 с приводами ПП-67, ПЭ-11 и ППВ-10; они также могут быть выполнены с выключателями нагрузки. В стационарных КРУ вся аппаратура установлена на металлических конструкциях шкафов. Каждое присоединение может занимать один или два шкафа.

Стационарные камеры серии КСО рекомендуется применять в простых схемах, особенно при малых токах присоединений, когда

* Написан совместно с Н. С. Волотковской.

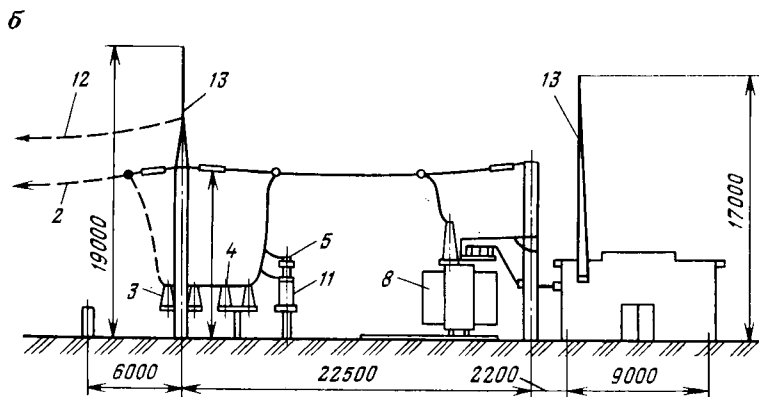
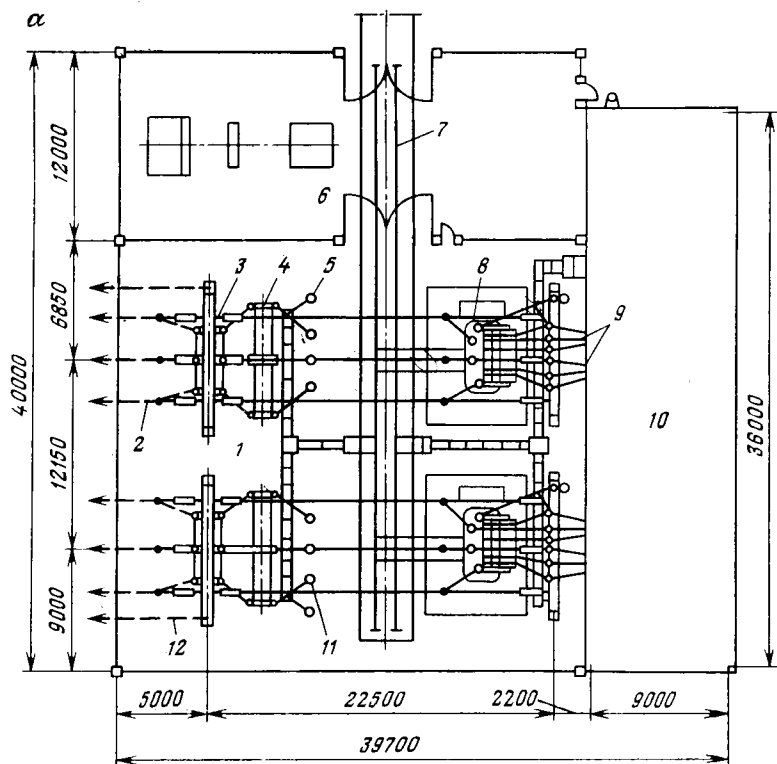


Рис. 4.3. План (а) и разрез (б) открытого распределительного устройства подстанции 110/6—10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 25—40 МВ·А: 1 — ОРУ 110 кВ; 2 — ВЛ 110 кВ; 3 — разъединитель; 4 — отделитель; 5 — короткозамыкатель; 6 — ремонтная площадка; 7 — железнодорожный путь; 8 — трансформатор; 9 — выводы с расщепленных обмоток; 10 — ЗРУ 6—10 кВ; 11 — разрядник; 12 — молниезащитный трос; 13 — молниеотвод

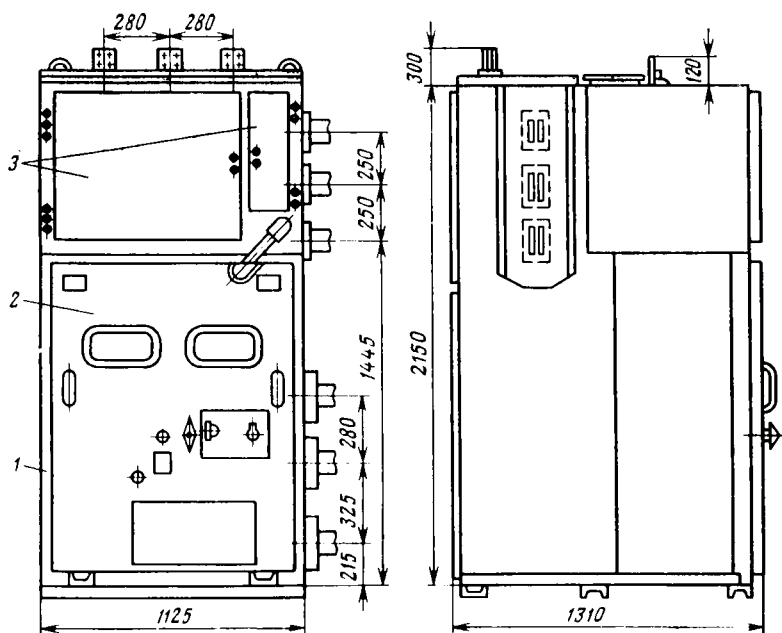


Рис. 4.4. Комплектное распределительное устройство типа КМ-1

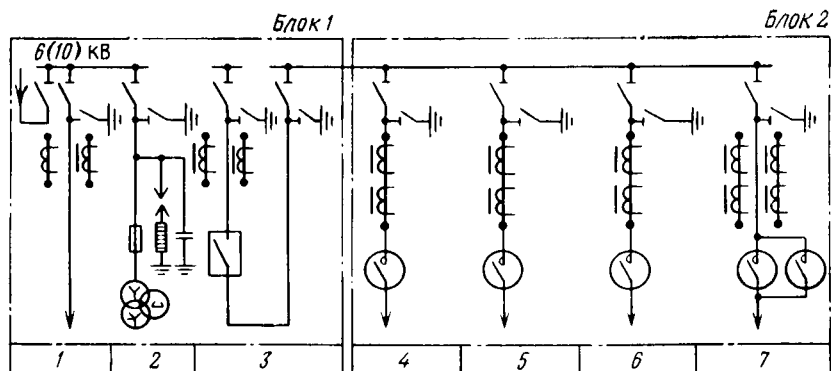


Рис. 4.5. Принципиальная электрическая схема распределительного устройства КРУНБ-6-10

целесообразно использование выключателей нагрузки, а также для временных установок и в случае, если по условиям общей компоновки подстанции из-за ограниченной площади будут затруднены установка и двустороннее обслуживание выкатных КРУ.

В выкатных КРУ основные аппараты размещены на выкатной тележке, что обеспечивает возможность взаимозаменяемости

выкатных частей при авариях. Выкатные КРУ внутренней установки широко применяют на подстанциях горных предприятий. На рис. 4.4 показан общий вид современного малогабаритного КРУ типа КМ-1 на номинальные токи 2000 и 3200 А для приема и распределения электрической энергии в сетях с изолированной нейтралью. Металлический корпус шкафа разделен на три отсека: 1 — распределительный, 2 — выкатной тележки и 3 — релейный. Тележка КРУ, на которой смонтирован выключатель с приводом, перемещается на четырех катках. Токоведущие части 6—10 кВ тележки и корпуса соединены штепсельными контактами, неподвижная часть которых размещена на корпусе шкафа, а подвижная — на тележке. При выкатывании тележки из шкафа автоматически металлическими шторами перекрывается доступ к неподвижным частям контактов шинного и линейного разъединителей, остающихся под напряжением.

Комплектные распреустройства наружной установки (КРУН) предназначены для открытых РУ-6-10 кВ. Они входят в состав комплектных трансформаторных подстанций (КТП) напряжением 35/6-10 и 110/6-10 кВ, которые применяются в горнорудной промышленности. Шкафы КРУН защищены от попадания внутрь атмосферных осадков и пыли.

Комплектное распреустройство КРУНБ-6-10 (исполнение VI) (рис. 4.5) предназначено для питания, управления и защиты электроприводов основных и вспомогательных механизмов буровых установок. Устройство снабжено масляным выключателем (номинальный ток отключения 20 кА) или вакуумным контактором (4,5 кА).

Выбор КРУ производят по роду установки (внутренняя, наружная), номинальному напряжению и номинальному току сборных шин.

4.4. ПЕРЕДВИЖНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

При современных масштабах горных работ питание экскаваторов и другого горно-технологического оборудования большой мощности от стационарных трансформаторных подстанций 35-220/6-10 кВ обуславливает значительную протяженность электрических сетей 6-10 кВ максимально допустимых сечений, что связано с большими затратами на сооружение и эксплуатацию ЛЭП, ростом потерь электроэнергии и ухудшением качества напряжения, подаваемого к электроприемникам. Быстрое изменение положения экскаваторов в карьере требует применения передвижных комплектных трансформаторных подстанций (ПКТП), благодаря которым возможен глубокий ввод напряжения 35 кВ на рабочие уступы без промежуточных ступеней трансформации. Например, подстанции ПКТП 35/6-10 кВ с мощностью трансформатора 2500—10 000 кВ·А могут быть использованы для питания экскаваторов ЭКГ-8И, ЭКГ-12,5, ЭШ-15/90А, ЭШ-25/100 и др. На от-

крытых горных разработках широкое применение должны найти подстанции ПКТП 35-220/6-10 кВ для электроснабжения не только одноковшовых экскаваторов, но и других передвижных горнодобывающих и горнотранспортных машин большой мощности, а также для электроснабжения других карьерных потребителей при значительной протяженности карьерных линий.

В настоящее время на открытых горных разработках СССР находят применение сборно-разборные комплектные трансформаторные подстанции типа СКТП с трансформаторами мощностью 1600—4000 кВ·А напряжением 35/6 кВ.

Передвижные подстанции ПКТП мощностью до 10 000 кВ·А на различные уровни напряжения выпускаются в ЧССР, ПНР, США, Франции, Японии. В СССР на угольных разрезах применяют ПКТП 35/6 кВ типа «Юлия» (ЧССР) на пневматическом ходу мощностью 1000—3150 кВ·А. От ЛЭП-35 напряжение подается на опорные изоляторы и через трехполюсный разъединитель наружной установки и предохранители — на силовой трансформатор. После трансформатора низшее напряжение 6,3 кВ подается по сборным шинам в распределительное устройство. В РУ низшего напряжения расположены шинный разъединитель, трансформаторы тока, высоковольтные выключатели и линейные разъединители. С РУ-6 кВ электроэнергия поступает к токоприемникам.

Передвижная трансформаторная подстанция ПТЛА-10000-35/6-10 (исполнение ХЛ1) состоит из двух отдельных тележек, соединенных между собой механически и электрически. В одном отделении помещается силовой трехфазный трансформатор ТДП-10000/35, в другом — сборные шины распределительного устройства, состоящего из шести КРУН-6-10 кВ.

Подстанции также оснащены требуемыми ПТБ защитами и блокировками, а также устройствами контроля целостности заземляющих цепей отходящих фидерных кабелей. Напряжение 35 кВ через отделитель трехполюсный *QR1* (рис. 4.6) поступает на силовой трансформатор *T1*. Со стороны 35 кВ применены вентильный разрядник *FV1—FV3* и короткозамыкатель *QK2*.

От трансформатора по токопроводу через вводную ячейку напряжение 6 кВ поступает на сборные шины распределительного

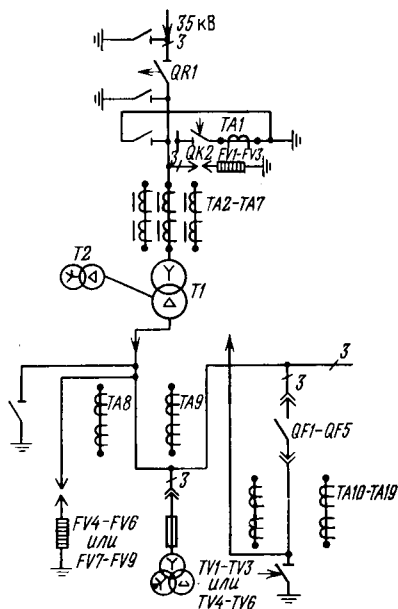


Рис. 4.6. Принципиальная электрическая схема подстанции ПТЛА-10000-35/6-10

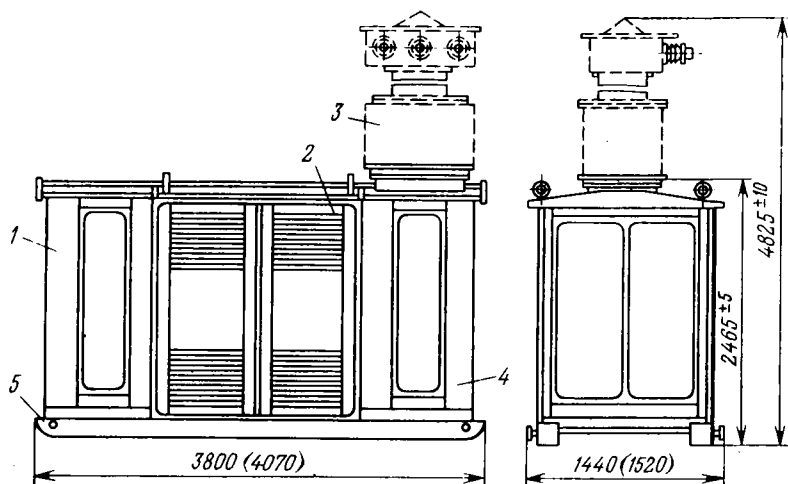


Рис. 4.7. Общий вид передвижной подстанции ПКТП 400-6-10/0,4, в скобках даны размеры ПКТП 630-6-10/0,4

устройства, состоящего из пяти выключателей $QF1—QF5$ (тип выключателя ВК-10-630). В схеме имеется трансформатор собственных нужд $T2$ мощностью $25 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и напряжением $6,35/0,23 \text{ кВ}$, а также различные трансформаторы тока и напряжения (TA и TV). На стороне низшего напряжения применены вентильные разрядники $FV4—FV6$.

Подстанция ПТЛА-10000-35/6-10 предназначена для использования в системах электроснабжения открытых горных разработок для питания экскаваторов и других технологических машин напряжением $6—10 \text{ кВ}$, а также для электроснабжения строительных и других временных площадок. С целью осуществления глубокого ввода эти подстанции могут размещаться в непосредственной близости от электропотребителей, в том числе на уступах разрезов или карьеров.

Для электроснабжения участков горных машин и приводов небольшой мощности ($20—300 \text{ кВт}$) (буровых станков, насосов водоотлива, передвижных компрессорных установок, небольших конвейеров, осветительных установок и т. п.) на открытых горных разработках обычно применяют передвижные комплектные подстанции ПКТП $6—10/0,4 \text{ кВ}$ с трансформаторами мощностью от 25 до $630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Передвижная комплектная подстанция ПКТП $400-6-10/0,4 \text{ кВ}$ (рис. 4.7) состоит из распределительного устройства $0,4 \text{ кВ}$ 1, камеры силового трансформатора 2, блока воздушного ввода 3, высоковольтного блока 4, смонтированных на общей раме-салазках 5. Подстанция имеет механическую замковую блокировку, исключающую отключение высоковольтного разъединителя при включенном глав-

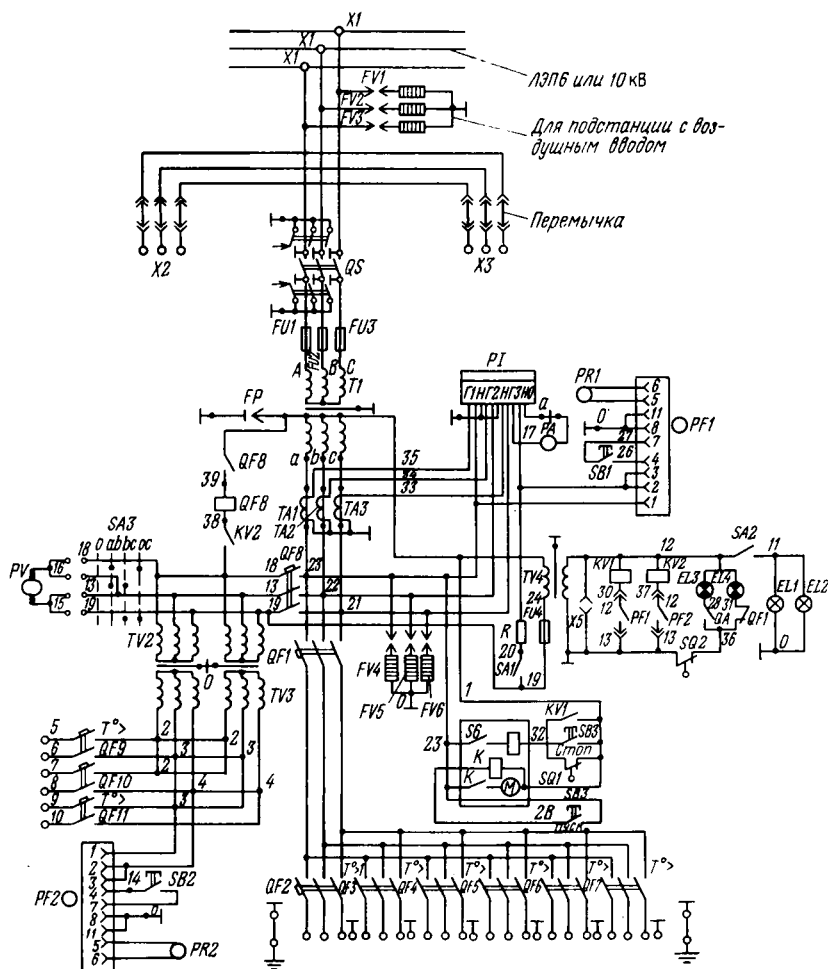


Рис. 4.8. Принципиальная электрическая схема ПКТП 630-6-10/0,4

ном выключателе низшего напряжения, а также предотвращающую доступ к высоковольтному оборудованию при включенном разъединителе. Имеется также блокировка, предотвращающая включение разъединителя при включенных заземляющих ножах, как со стороны ЛЭП, так и со стороны трансформатора.

Принципиальная электрическая схема передвижной подстанции ПКТП 630-6-10/0,4 кВ с трансформатором мощностью 630 кВ·А показана на рис. 4.8. Для подключения подстанции к высоковольтной линии электропередачи, защиты от токов к. з. и атмосферных перенапряжений применены разъединители QS типа РВЗ с заземляющими ножами, предохранители FV1—FV3 типа

защищает сети напряжением 0,4 кВ от токов утечки. Защита силового трансформатора *Т1* от перегрузки осуществляется тепловой защитой, в которой контролирующим элементом являются специальные датчик-реле (не показаны на схеме) с размыкающими контактами в цепи защиты. Эти датчик-реле закреплены на низковольтных отводах трансформатора. При перегреве трансформатора размыкаются контакты реле, в результате чего срабатывает промежуточное реле в одном из блоков управления БУ и силовой трансформатор отключается. Трансформатор *ТВ4* с обмотками на 36 и 127 В питает цепи защиты, а трансформаторы *ТВ2* и *ТВ3* с обмотками 220 В питают цепи освещения.

Следует отметить, что в подстанции с трансформатором мощностью 100 кВ·А, которая широко применяется для карьерных осветительных установок, имеется устройство автоматического включения освещения (фотореле).

В систему внутреннего электроснабжения карьера или разреза входят также мачтовые трансформаторные подстанции (МТП) с силовым трансформатором до 35 кВ мощностью 400 кВ·А, установленным на столбе ЛЭП на высоте более 4 м. Схемы этих подстанций аналогичны схемам рассмотренных выше передвижных подстанций.

4.5. ПРИКЛЮЧАТЕЛЬНЫЕ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ

Приключательные пункты (ПП) применяют для подключения передвижных потребителей карьеров или разрезов к воздушным или кабельным линиям. Приключательные пункты могут быть с разъединителями, выключателями нагрузки и масляными выключателями. В качестве приключательного пункта могут быть использованы ячейки наружной установки типов ЯКНО-6ЭП и ЯКНО-10ЭП с пружинным приводом ПРБА. Ячейки ЯКНО-6 применяют при напряжении 6 кВ, а ячейки ЯКНО-10 — при напряжении 6 и 10 кВ. В приключательных пунктах используют также распределительные устройства ПКРН-6В и РВНО-6. В качестве примера рассмотрим устройство (рис. 4.10) и принципиальную электрическую схему (рис. 4.11) ячейки наружной установки ЯКНО-10 (исполнение У1).

Ячейки ЯКНО-10У1 изготавливаются в следующих исполнениях: I — предназначено для установки в ответственных и магистральных сетях разрезов, а также в местах присоединения к внутрикарьерным воздушным линиям электропередач (рис. 4.10, а); II — предназначено для питания электрооборудования карьерных роторных комплексов (рис. 4.10, б).

Ячейка ЯКНО-10У1 (см. рис. 4.10, а) состоит из металлического шкафа 1, установленного на салазках 2. Воздушный ввод 3 выполнен на раме, расположенной на крыше шкафа. Шкаф ячейки разделен на четыре отсека: трансформатора напряжения, управления и разъединителя, масляного выключателя.

В отсеке масляного выключателя установлены выключатель ВМП-10К и два трансформатора тока ТПЛМ-10, предназначен-

ные для питания реле максимального тока. Здесь же расположены трансформатор тока нулевой последовательности для питания реле защиты от однофазного замыкания на землю (РТЗ-50) и механическая блокировка между разъединителем и выключателем. Отсек закрывается сплошной металлической дверью. Доступ в отсек возможен лишь при отключенном положении масляного выключателя и разъединителя.

В отсеке трансформатора напряжения установлены трансформатор НТМИ-6, предназначенный для питания цепей вторичной коммутации, и высоковольтные предохранители ПКТ-10. Доступ в отсек возможен только при отключенном разъединителе.

В отсеке управления расположены панели учета, измерения и сигнализации, ручной привод разъединителя и заземляющих ножей, привод масляного выключателя, различная аппаратура защиты и управления.

В отсеке разъединителя размещены проходные изоляторы ПНБ-10 и разъединитель РВФЗ-6/400 с заземляющими ножами. Доступ в отсек возможен только при отключенном разъединителе.

Приключательный пункт ЯКНО-10У1 оборудован следующими видами защит, действующими на отключение выключателя: максимально-токовой, минимального напряжения, от однофазного замыкания на землю.

Максимально-токовая защита мгновенного действия выполнена на токовых реле прямого действия РТМ, встроенных в привод выключателя, и предназначена для защиты от к. з. участков цепи, расположенных за трансформатором тока. Защита минимального напряжения выполнена на реле РНВП-10, также встроенных в привод.

При однофазном замыкании на землю импульс на отключение масляного выключателя подается контактом реле *КН1*, включенного в цепь отключающей катушки *КВ1* (рис. 4.11). В свою очередь, реле *КН1* получает питание через контакты реле защиты от однофазных замыканий на землю *КВ* и *КАЗ*. Реле *К* включено на открытый треугольник трансформатора напряжения *ТВ1* (НТМИ-10) и реагирует на напряжение нулевой последовательности. Катушка реле *КАЗ* находится в цепи вторичной обмотки трансформатора тока *ТАЗ* и реагирует на ток нулевой последовательности. Этим достигается направленность действия схемы фиксации однофазного замыкания на землю. Указательное реле *КН2* срабатывает, замыкая свой контакт в цепи сигнальной лампы *НЛЗ* с желтым фильтром, которая извещает об отключении масляного выключателя от действия данного вида защиты. После снятия напряжения на работу данного вида защиты указывает блинкер реле *КН2*.

В ячейке предусмотрена световая сигнализация положения масляного выключателя с помощью сигнальных ламп. При включенном масляном выключателе горит красная лампа *НЛ1*, при отключенном — зеленая *НЛ2*.

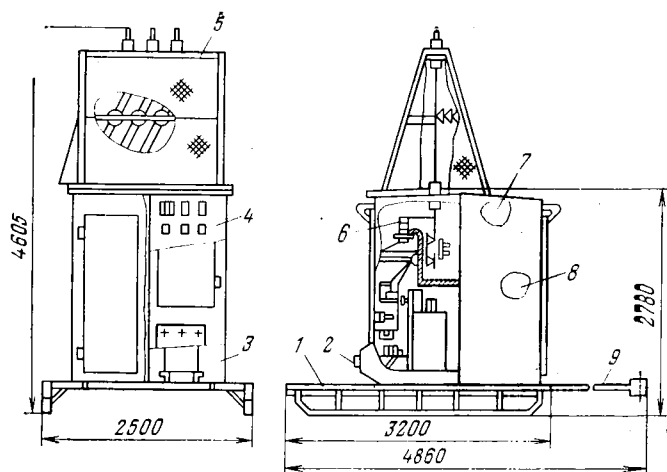


Рис. 4.12. Приключательный пункт КРУПП-1-6-10/630 с вакуумным выключателем

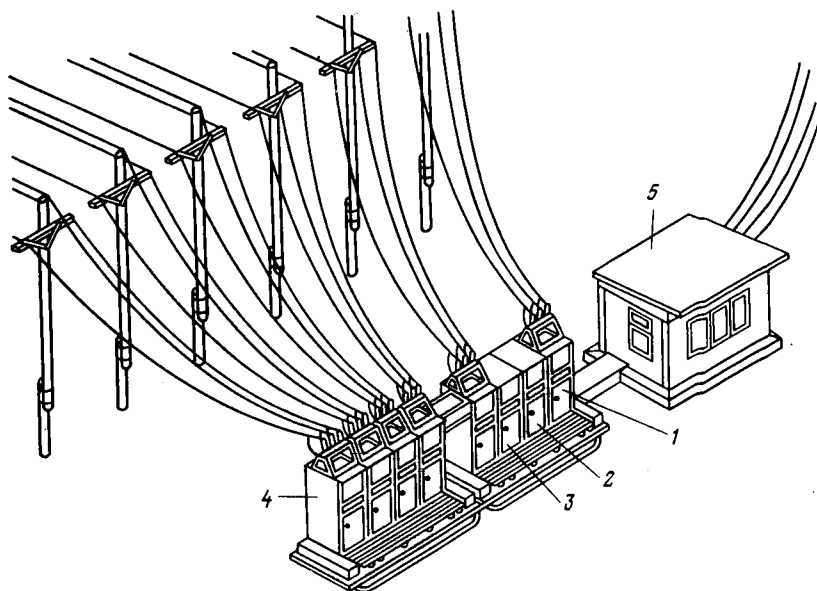


Рис. 4.13. Общий вид карьерного распределительного пункта КРП

Трансформатор *TV2* питает лампы *EL1—EL4* освещения отсеков и розетку *XS*. Обогрев ячейки при холодной температуре обеспечивают термонагревательные элементы *EK1* и *EK2*.

Приключательный пункт серии КРУПП с вакуумным выключателем выпускается на напряжение 6—10 кВ и номинальный ток 630 А (исполнение У1 и ХЛ1) и предназначен для подключения,

питания и защиты электрооборудования мощных карьерных потребителей. Приключательный пункт КРУПП-1-6(10)/630 представляет собой комплектное распредустройство, состоящее из двух шкафов, установленных на салазках 1 с прицепным устройством 9 или раме (рис. 4.12). Шкафы разделены на релейный отсек 4, отсеки трансформатора собственных нужд 3, разрядников 6, разъединителя 7, вакуумного выключателя 8. При использовании воздушного ввода на блоке с аппаратурой устанавливают мачту 5. Кабели введены в приключательный пункт через сальники 2. Приключательный пункт оборудован: максимально-токовой защитой, от однофазных замыканий на землю, минимального напряжения, устройством контроля целостности заземляющей жилы кабеля, устройством однократного АПВ в случае ложного срабатывания защиты от замыканий на землю.

Конструкция приключательного пункта обеспечивает свободный доступ к аппаратуре, возможность быстрой замены ее при выходе из строя, максимальные удобства при техническом обслуживании и ремонте.

Передвижные карьерные распределительные пункты (КРП) на 6—10 кВ предназначены для питания потребителей на карьерах и разрезах, а также на отвалах. Передвижные КРП комплектуются из ячеек наружной установки типа ПКРН и ЯКНО, а также из комплектных распредустройств наружной установки КРН-10, монтируются на салазках и оборудуются воздушными вводами для быстрого перемещения их по мере развития горных работ.

КРП собирают из комплектных распредустройств в составе: шкафов ввода 1, трансформаторов собственных нужд 2, трансформатора напряжения и разрядников 3, отходящих линий 4, помещения для установки аппаратуры телемеханического управления 5 (рис. 4.13). Число шкафов для отходящих линий определяется схемой электроснабжения. При питании крупных участков горных работ, а также карьеров с потребителями первой категории применяют КРП с двумя и более вводами и секционирование шин.

4.6. ОСОБЕННОСТИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТКАХ

Внутреннее электроснабжение карьеров и разрезов выполняют при помощи воздушных (ВЛ) и кабельных (КЛ) ЛЭП. Воздушные ЛЭП подразделяют на постоянные и временные. К постоянным относят стационарные ЛЭП всех напряжений, которые сооружают как на поверхности карьера, так и непосредственно в карьере и на отвалах. Временными ЛЭП называют передвижные и переносные линии, которые периодически перемещаются вслед за продвижением горных работ. При расположении внутри карьера стационарные ЛЭП располагают на нерабочих уступах, временные — на рабочих.

Постоянные кабельные ЛЭП сооружают для электроснабжения стационарных установок, а временные (передвижные и переносные) — для питания передвижных машин и механизмов. Преимущественное распространение на карьерах и разрезах получили ВЛ, отличающиеся простотой устройства и эксплуатации, а также экономичностью по сравнению с кабельными линиями.

Для стационарных и передвижных ВЛ применяют голые многопроволочные алюминиевые провода марки А, сталеалюминиевые провода марок АС и АСУ и стальные — марок ПС и ПМС. Алюминиевые провода сечением не более 120 мм^2 используют для передвижных линий напряжением 6—10 кВ, сталеалюминиевые провода — обычно для ВЛ 35 кВ и выше и на линиях 6 кВ с пролетами большой длины. Стальные провода применяют для грозозащитных и заземляющих тросов. Заземляющий трос должен подвешиваться на расстоянии до земли не менее 4,5 м, а от нижних проводов — 1,25 м.

Для подвески проводов принимают типовые стационарные и передвижные опоры (рис. 4.14). Для стационарных используют металл, железобетон и дерево, для передвижных — дерево или комбинацию деревянного столба с железобетонным пасынком. Расстояние между опорами определяют расчетным путем в зависимости от климатических условий, но в любом случае для передвижных опор оно не должно превышать 50 м.

Для экономии материалов и сокращения затрат труда на сооружение и перемещение ВЛ в карьерах (разрезах) и на отвалах применяют опоры специальной конструкции промежуточные (рис. 4.14, а) и угловые (рис. 4.14, б) для совместной подвески на траверсах или крюках проводов линии электропередачи 1 напряжением 6—10 кВ, проводов осветительной или силовой линии 2 напряжением до 1000 В. По этим же опорам прокладывают и провода 3 заземляющей сети. Деревянные стойки опор устанавливают на железобетонном основании 4.

Для секционирования стационарных и передвижных линий применяют разделительные пункты, которые оборудуют на опорах. Разделительные пункты для воздушных линий напряжением 6—10 кВ представляют собой стационарную или передвижную опору, на которой, кроме линейных изоляторов для крепления проводов, установлен трехполюсный разъединитель, соединенный траверсой с ручным приводом. Привод закреплен на этой же опоре на доступной для обслуживающего персонала высоте.

Стационарные кабельные линии выполняются бронированными кабелями. Преимущественное применение получили кабели с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке, бронированные стальными лентами. Их прокладывают по промплощадке в кабельных траншеях. Спуски на рабочие горизонты выполняют открыто — в желобах, по металлическим решеткам, с помощью кран-укосин и т. п. Такой способ прокладки кабелей лучше предохраняет их от механических повреждений.

Для передвижных электроустановок применяют гибкие кабели

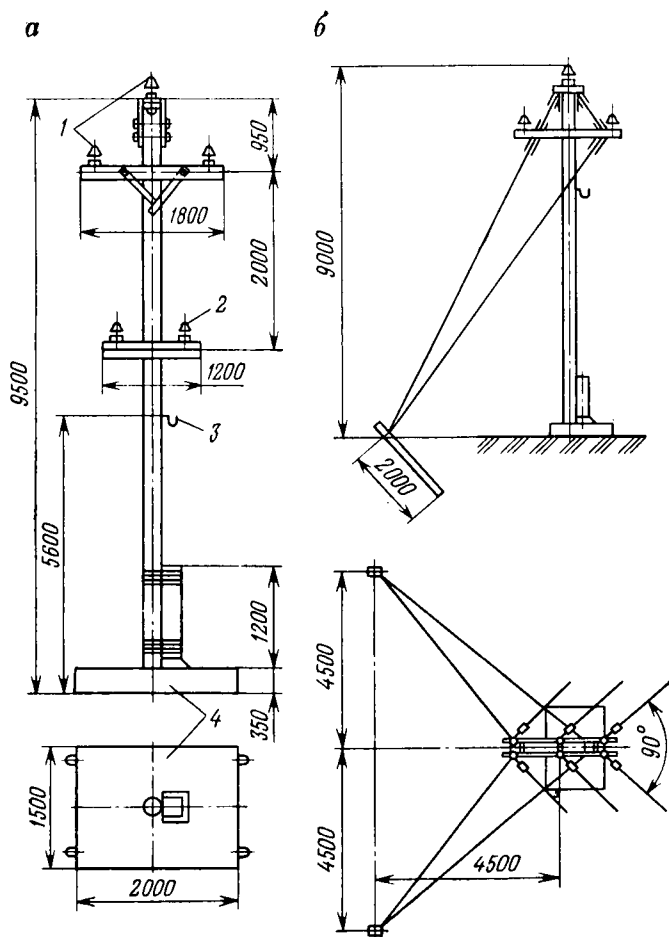


Рис. 4.14. Передвижные опоры:

а — промежуточная; *б* — угловая; 1 — провода ВЛ 6-10 кВ; 2 — провода ВЛ до 1 кВ; 3 — заземляющий провод; 4 — железобетонное основание

в резиновом шланге с медными жилами. Для предохранения кабеля от завала породой, наездов машин его по возможности укладывают на деревянных или металлических стойках (козлах, салазках). Это требование не распространяется на случаи, когда конструкцией передвижных электрифицированных механизмов предусматривается запас гибкого кабеля под напряжением на специальном кабельном барабане. Кабели передвижных и стационарных линий не должны находиться в воде или на сильно увлажненном грунте, так как поглощение влаги ухудшает их изоляцию.

Налажено серийное производство гибких кабелей марок КШВГВ, КШВГЭВ и КГЭ, предназначенных для распределительных кабельных сетей разрезов и карьеров, для питания экскаваторов, буровых станков и других передвижных машин напряжением

выше 1000 В. Кабели с вспомогательной контрольной жилой обеспечивают совместно с новыми приключательными и распределительными пунктами, передвижными подстанциями, оснащенными специальными устройствами, непрерывный автоматический контроль целостности заземляющих цепей, а также электрическую блокировку от рассоединения кабельных соединителей (разъемов) под напряжением. Кабели имеют климатическое исполнение УХЛ1 (для температур от +40 до -60 °С). Конструкция экрана кабеля КШВГВ — металлическая, кабелей КШВГЭВ и КГЭ — из электропроводящей резины. Сечение силовых жил кабелей от 10 до 150 мм².

Для питания буровых станков и других передвижных машин напряжением до 1000 В выпускают гибкие кабели марки КГ (типа КРПТ) на номинальное напряжение 660 В.

Для соединения отрезков кабелей между собой и присоединения кабеля к электрооборудованию и машинам предусмотрены специальные электрические соединители типа СВК(СВП)-10/500 (кабельные штепсельные разъемы). Соединители выполняются разборными, многоразового пользования, линейными и встраиваемыми (приборные). Такими соединителями (разъемами) оснащаются приключательные и распределительные пункты, передвижные комплектные трансформаторные подстанции.

При необходимости передачи больших мощностей при напряжениях 35—6 кВ на территории горно-обогатительных предприятий, в частности на поверхности мощных карьеров или разрезов, прокладываются большие потоки кабелей, что приводит к значительным затратам и снижению надежности эксплуатации сетей. Поэтому в таких случаях применяют круглые неизолированные токопроводы большего сечения или же жесткие прямоугольные шинопроводы. Преимущественное применение находят алюминиевые шины. Токо- и шинопроводы более надежны в эксплуатации ввиду отсутствия муфт и позволяют экономить дефицитные кабели. Они наглядны, доступны и удобны для осмотра и ремонта. Следует отметить, что шинопроводы широко применяются и в закрытых распределительных устройствах для соединения между собой аппаратов главных цепей. Для прокладки и подвески токо- и шинопроводов используют специальные изоляторы и кронштейны.

5. ВНУТРЕННЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Система внутреннего электроснабжения рудного карьера или угольного разреза представляет собой совокупность главных понизительных подстанций и распределительных сетей (РС). Распределительные сети системы внутреннего электроснабжения

включают стационарные и передвижные воздушные и кабельные линии электропередач, комплектные трансформаторные подстанции стационарного и передвижного типа (КТП, ПКТП), стационарные и передвижные распределительные пункты (РП и ПРП), передвижные приключательные пункты (ПП), секционные линейные разъединители наружной установки (РЛН), соединительные кабельные коробки (СКК), кабельные барабаны (КБ) и другие установки.

Построение распределительных сетей схемы внутреннего электроснабжения карьера или разреза определяется размерами и конфигурацией площади открытых разработок, мощностью и числом горных машин и механизмов, высотой и числом одновременно отрабатываемых уступов, технологической схемой развития горных работ.

Номинальное напряжение потребителей переменного тока на открытых разработках может быть 10—6 кВ, 3 кВ, 660, 380, 220 и 127 В. Потребители постоянного тока питаются по системе Г—Д (или ТП—Д) напряжением от 110 до 700 В. Для электровозной тяги применяется постоянный ток напряжением 1650, 3300 В и переменный ток напряжением 10,5 и 27,5 кВ.

5.2. ТИПОВЫЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ И РАЗРЕЗОВ

Схемы распределительных сетей карьеров подразделяют на радиальные, магистральные и смешанные. Из них наибольшее применение получили смешанные (комбинированные) схемы.

Радиальные схемы выполняют одноступенчатыми при непосредственном питании электроприемников от ГПП (рис. 5.1, а) или двухступенчатыми с применением промежуточных РП (рис. 5.1, б и в) или ПКТП (рис. 5.1, в) и т. п.

Магистральные схемы выполняют одиночными магистралями, имеющими одностороннее (рис. 5.1, д) и двустороннее (рис. 5.1, е) питание, или кольцевыми магистралями, также имеющими одностороннее (рис. 5.1, ж) или двустороннее (рис. 5.1, з) питание.

В зависимости от расположения линий электропередачи относительно фронта горных работ (вдоль или поперек) схемы электроснабжения подразделяют на продольно-фронтальные, поперечно-фронтальные и комбинированные.

Продольно-фронтальная схема (рис. 5.2). Питание нескольких потребителей или распределительных пунктов осуществляется по одной линии и характеризуется направлением линий питания вдоль фронта работ. Воздушные ЛЭП могут быть стационарными при малой ширине карьера и переносными при большой ширине.

Передвижные электроприемники, например экскаваторы, питаются от воздушных ЛЭП гибкими кабелями через стационарные или передвижные приключательные пункты, которые располагают вдоль линии через 200—300 м. По мере удаления от приключательных пунктов на расстояние, определяемое длиной гибкого кабеля, передвижные электроприемники присоединяют к следую-

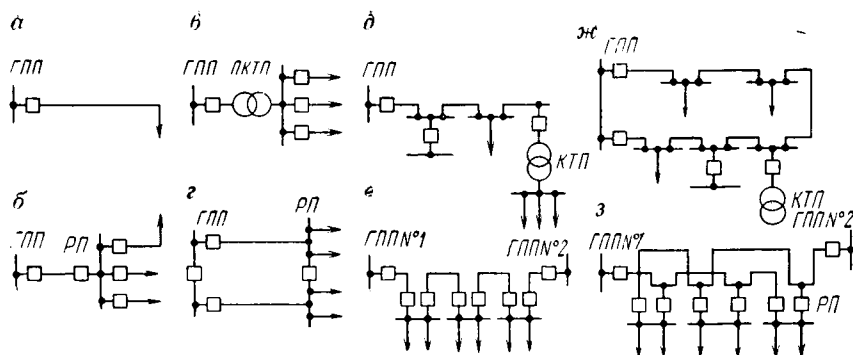


Рис. 5.1. Схемы распределительных сетей карьеров

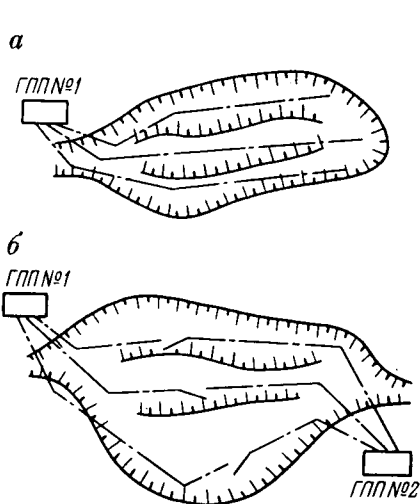


Рис. 5.2. Продольно-фронтальная схема распределения электроэнергии на открытых разработках:

а — с односторонним питанием; б — с двусторонним питанием

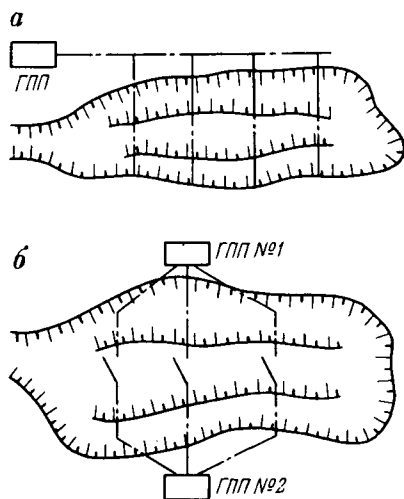


Рис. 5.3. Поперечно-фронтальная схема распределения электроэнергии на открытых разработках:

а — с односторонним питанием; б — с двусторонним питанием

щему линейному прикючательному пункту. Длина гибкого кабеля, питающего одноковшовые экскаваторы, составляет 100—250 м по условиям удобства их подтягивания и переноски. Напряжение 380 В для силовых приемников подается от передвижных подстанций ПКТП, для освещения — через общий или местные осветительные трансформаторы. Продольное расположение воздушных линий (ВЛ) не создает помех при перемещении экскаватора вдоль уступа и при работе; упрощает подключение других приемников на рабочих площадках. Недостатки этих схем электроснабжения — необходимость частой передвижки и высокая повреждаемость при взрывных работах.

По перечно-фронтальная схема (рис. 5.3). По этой схеме передвижные электроприемники и трансформаторные пункты карьера питаются через приключательные пункты от поперечных распределительных линий, которые получают питание от стационарных ЛЭП, проложенных вдоль бортов карьера вне границы поля разрабатываемого месторождения (рис. 5.3, а). Схема поперечной распределительной сети может выполняться и без бортовой магистральной ВЛ, а непосредственным спуском в карьер нескольких ВЛ, отходящих от источника питания (рис. 5.3, б). Расстояние между ПП, присоединенными к бортовой ВЛ, а также между поперечными ВЛ, спускающимися в карьер, выбирается в пределах 200—400 м в зависимости от принятой на карьере длины экскаваторного кабеля. Чтобы исключить при работе касание стрелой экскаватора поперечной ВЛ, питание осуществляют попеременно от двух ближайших приключательных пунктов, расположенных на границах блока.

Преимущество поперечно-фронтальной схемы электроснабжения — отсутствие передвижных линий электропередач. Применение такой схемы по сравнению с продольно-фронтальной приводит обычно к увеличению капитальных затрат за счет большей суммарной протяженности линий. Однако в процессе эксплуатации укорачивание или наращивание поперечных линий производится сравнительно быстро и просто, что снижает эксплуатационные расходы и уменьшает простой оборудования.

Комбинированная схема (рис. 5.4). Эта схема электроснабжения карьера представляет собой открытую бортоколыцевую систему с воздушными и кабельными ЛЭП, проложенными в продольном и поперечном направлениях по отношению к фронту работ. Такая схема может иметь одностороннее или двустороннее питание с включением ЛЭП на параллельную работу. При комбинированной схеме отсутствует необходимость в периодическом перемещении основной карьерной сети, расположенной на дневной поверхности. Эта схема электроснабжения устойчива к повреждаемости воздушной сети при взрывных работах на карьере и наиболее надежна, поэтому она получила на открытых разработках широкое применение.

Выбор рациональной системы распределения электроэнергии на эксплуатационный период зависит прежде всего от параметров горной технологии (скорость продвижения экскаваторного забоя; ширина и суммарное число экскаваторных заходов, необходимое для полной отработки площади горных работ; скорость продвижения фронта горных работ основного и смежного уступов и т. п.) и максимальных границ открытой разработки месторождения.

Приведенные факторы позволяют определить тип (стационарные, передвижные) и местоположение карьерных распределительных сетей (борт карьера, рабочие горизонты). Местоположение и тип воздушных линий в пределах границ разработки месторождения открытым способом обуславливают систему внутреннего электроснабжения карьера или разреза. Стремятся к наименьшему

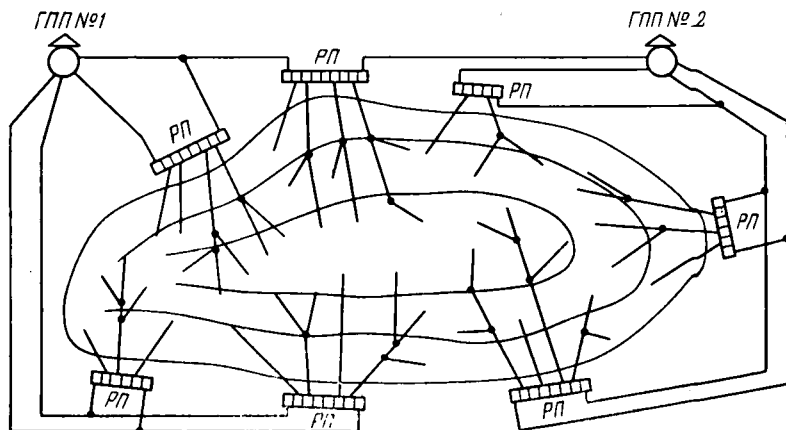


Рис. 5.4. Комбинированная схема распределения электроэнергии на открытых разработках

числу промежуточных звеньев и ступеней системы электроснабжения и к минимальной протяженности линий электропередачи. Намеченные варианты сравниваются по технико-экономическим показателям, учитывающим не только факторы, относящиеся к системе электроснабжения, но и простоту оборудования при переключениях и т. п.

5.3. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВСКРЫШНЫХ И ДОБЫЧНЫХ РАБОТ

На рис. 5.5 приведена примерная схема электроснабжения одного из мощных угольных разрезов на Востоке нашей страны (районы Экибастуза и КАТЭКа). На вскрышном уступе разреза работают роторный экскаватор ЭРШРД-5250 (общая мощность установленного оборудования 3895 кВт) и отвалообразователь ОШР-5250/190 (мощность 1900 кВт). На угольном уступе работает роторный экскаватор ЭРШРД-5250. Для электроснабжения этих мощных передвижных электроприемников применен принцип глубокого ввода, т. е. подача напряжения 35 кВ непосредственно на рабочие горизонты с установкой трех передвижных комплектных подстанций 35/10 кВ мощностью соответственно 4000 (одна подстанция) и 10 000 кВт·А (две подстанции). Принятая схема внутри карьерного электроснабжения от ПКТП-35/10 в сечении с самоходными кабельными передвижниками СКП-1200/100 обладает высокой надежностью и простотой конфигурации карьерной распределительной сети. Для подключения подстанций к воздушным сетям 35 кВ на ближайших опорах устанавливают разъединители РЛ. Для освещения разреза по его периметру прокладывается магистральная линия, питающая осветительные установки с ксеноновыми све-

тильниками ОУКсН-20000 через передвижные трансформаторные подстанции ПКТП-10/0,4. Кабельные ЛЭП, по которым осуществляется питание разреза, оборудованы кабелями марки КШВГ. Для спуска кабелей на уступы используют кран-укосины. Кроме основных добычных и вскрышных машин на участке обычно имеются второстепенные потребители электроэнергии, получающие питание либо от отдельной передвижной трансформаторной подстанции, либо от той же подстанции, которая питает основные горные машины. На рис. 5.6 и 5.7 представлены схемы электроснабжения соответственно добычного и вскрышного участков разреза «Богатырь» ПО Экибастузуголь. Наименования всех потребителей указаны на схемах.

Роторный экскаватор ЭРШРД-5000 (рис. 5.6) питается от отдельной подстанции ПКТП-35/6 кВ мощностью 10 000 кВ·А через приключательный пункт ПП с ячейкой ЯКНО-6ЭР. Остальные потребители добычного участка (экскаваторы ШРС-470, ШРС-2000, ЭРП-1250, ЭКГ-4У, буровой станок СБР-160 и др.) питаются от двух трансформаторов ПКТП-35/6 кВ мощностью 4000 кВ·А. Следует также отметить, что освещение участков осуществляется группами из трех светильников ДКСТ-20, питаемых от ПКТП-6/0,4 кВ мощностью 100 кВ·А.

Потребители вскрышного участка (рис. 5.7), среди которых наиболее энергоемкие — экскаваторы ЭКГ-12,5, ЭКГ-6,3У, ЭКГ-4У, буровые станки 2СБШ-200Н, питаются от ПКТП-35/6 кВ с трансформатором мощностью 4000 кВ·А, которая подключена к ВЛ напряжением 35 кВ.

Перспективные разработки ряда проектных институтов (Гипро-руда, Центрогипрошахт, Кривбасспроект, Ленгипрошахт и др.) на ближайшие десять лет дают возможность учесть основные направления технического прогресса в области электроснабжения открытых горных разработок. Основные принципы этих разработок следующие: централизованное электроснабжение карьеров и разрезов от сетей энергосистем и распределение энергии глубокими вводами на напряжение 35—330 кВ; повышение рабочего напряжения карьерных распределительных сетей (вместо 0,4 и 6 кВ — 0,7 и 10 кВ); внедрение высокопроизводительных энергоемких горнодобывающих и горнотранспортных машин по типу одноковшо-

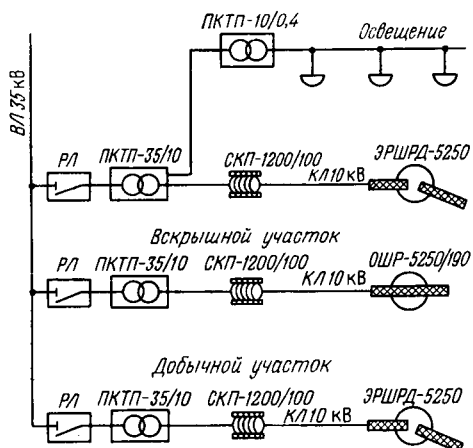


Рис. 5.5. Схема электроснабжения мощного угольного разреза

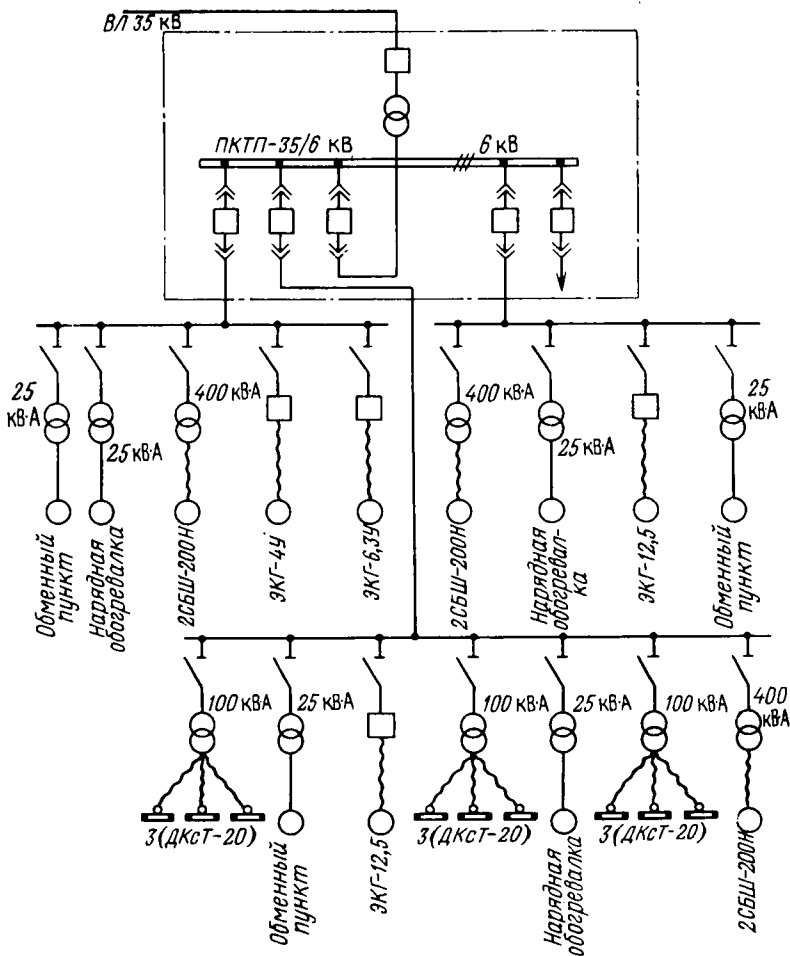


Рис. 5.7. Схема электроснабжения вскрышного участка разреза «Богатырь»

сти цепи заземления рекомендовано размещать в линейной ячейке 10 кВ передвижной трансформаторной подстанции.

5.4. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, ПОВЕРХНОСТИ И ВНЕШНИХ ОТВАЛОВ

К объектам технологического комплекса и поверхности карьера относятся: сортировка, железнодорожные бункера, обогатительная фабрика, резервные склады полезного ископаемого, электро-механические мастерские, административно-бытовой комбинат и другие сооружения промплощадки.

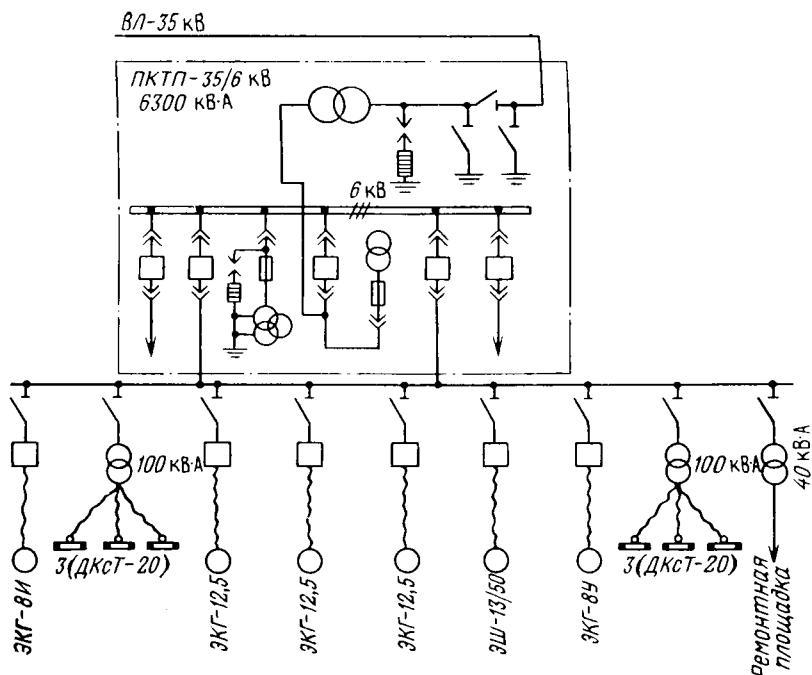


Рис. 5.8. Схема электроснабжения внешнего отвала разреза «Богатырь»

Основные потребители электроэнергии среди объектов технологического комплекса и поверхности карьеров — это дробильные и измельчительные отделения обогатительных фабрик, которые потребляют около 60—70 % всей электроэнергии горно-обогатительных комбинатов. Потребители электроэнергии при напряжении 6 кВ — это синхронные и асинхронные приводы мельниц, дробилок, крупных насосов и вентиляторов. Установки технологического комплекса, имеющие электродвигатели напряжением 6 кВ, а также установки напряжением 0,4 кВ значительной мощности питаются от отдельных подстанций и распределительных устройств, которые устанавливают в отдельном здании в непосредственной близости от объекта или же в блоке со зданием объекта. Подстанции и РУ-6 кВ технологического комплекса получают электроэнергию от ГПП по кабельным или воздушным линиям.

Схема электроснабжения внешних отвалов зависит от расстояния до отвала, мощности карьера, применяемого оборудования и т. п. На отвалах небольших карьеров мощность потребителей электроэнергии невелика (компрессоры, освещение, электрифицированный инструмент и т. п.). При расстоянии до 1 км от подстанции карьера до отвала прокладывают воздушную ЛЭП напряжением 0,4—0,23 кВ, к которой через распределительный пункт подключают токоприемники. При расстоянии более 1 км от под-

станции карьера оборудуют высоковольтную линию напряжением 35 или 6—10 кВ, а на отвале устанавливают передвижную трансформаторную подстанцию. Схема электроснабжения внешнего отвала одного из участков карьера «Богатырь» представлена на рис. 5.8.

При наличии на отвалах мощных экскаваторов сооружают подстанции на 35/6 кВ или распределительные РУ-6 кВ. Электроэнергия от ГПП к подстанциям или РУ подводится по стационарным высоковольтным линиям. От подстанции или РУ до экскаваторов вдоль отвальных уступов сооружают линии электропередачи. Электроэнергия к экскаваторам и другим токоприемникам подводится так же, как и на карьере. Экскаваторы с помощью гибких кабелей ГТШ или КШВГ присоединяют к воздушным ЛЭП через приключательные пункты.

5.5. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ДРЕНАЖНЫХ ШАХТ И ВЫРАБОТОК

Условия электроснабжения и эксплуатации электрооборудования в дренажных шахтах характеризуются следующими основными особенностями: высокой степенью влажности, наличием капежа, воздействием химических реактивов (кислотных и щелочных вод), наличием взрывоопасного газа и горючей угольной пыли (на разработках угля), ограниченностью рабочего пространства из-за малых габаритов горных выработок. В дренажных шахтах в большинстве случаев применяют электрооборудование, предназначенное для угольных шахт и отличающееся специальными конструктивными исполнениями. Такой вид исполнения оборудования, как правило, носит название рудничного взрывозащищенного электрооборудования.

Под средством взрывозащиты электрооборудования (электрического устройства, изделия) понимают специальные конструктивные средства и меры, обеспечивающие невозгорание окружающей взрывоопасной газо- или пылевоздушной смеси от электрических искр, дуг, пламени или нагретых частей оборудования. Для обеспечения взрывозащиты наиболее часто электрическую аппаратуру включают во взрывонепроницаемые оболочки. Оболочка должна иметь взрывонепроницаемые соединения, которые могут быть плоскими или цилиндрическими. Ширина щелей в таком соединении составляет 0,1—0,3 мм в зависимости от объема оболочки (по ГОСТ 22782.6—81). Применяют также взрывозащищенные оболочки с кварцевым (сухим) заполнением, например для силовых трансформаторов.

В зависимости от уровня (степени) взрывозащиты рудничное электрооборудование, согласно ГОСТ 18311—80, делится на: нормальное (РН), не имеющее средств взрывозащиты и предназначенное для эксплуатации в условиях, не опасных в отношении газа, пара или пыли; повышенной надежности (РП) против

взрыва, в котором взрывозащита обеспечивается только в признанном* нормальном режиме его работы; взрывобезопасное (РВ), в котором взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств защиты; особовзрывобезопасное (РО), в котором по отношению к взрывобезопасному электротехническому изделию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты.

Рудничное электрооборудование обязательно должно иметь маркировку с обозначением уровня взрывозащиты и вида взрывозащиты. Под видом взрывозащиты понимается совокупность средств взрывозащиты, установленная нормативными документами.

Рассмотренные выше уровни взрывозащиты (РН, РП, РВ, РО) составляют первую часть маркировки и проставляются в окружности. Вторая часть маркировки представляет собой знак вида взрывозащиты и проставляется в прямоугольнике. Согласно ГОСТ 12.2.020—76, для видов взрывозащиты приняты следующие обозначения: 1В, 2В, 3В, 4В — взрывонепроницаемая оболочка; И — искробезопасная электрическая цепь; П — защита вида «е» (повышенная надежность); М — масляное заполнение оболочки; К — кварцевое заполнение оболочки; А — автоматическое защитное отключение; С — специальный вид взрывозащиты. Вторая часть маркировки располагается правее или ниже первой части. Следует отметить, что, согласно ГОСТ 22782.7—81, электрооборудование с защитой вида «е» может быть выполнено с уровнем взрывозащиты: «е» — повышенная надежность против взрыва и е_в — взрывобезопасное. Последнее должно иметь дополнительные конструктивные средства, выполнение которых обеспечивает уровень взрывозащиты не ниже уровня, создаваемого взрывонепроницаемой оболочкой.

В соответствии с ГОСТ 22782.6—81 рудничное электрооборудование с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» подразделяется на подгруппы 1В—4В.

Искробезопасным принято считать исполнение электрооборудования, в котором все цепи искробезопасные. Цепь считается искробезопасной, если искра, возникающая при обрыве провода, не способна воспламенить окружающую атмосферу.

Области применения всех видов исполнения рудничного электрооборудования регламентируются действующими ПБ.

Для осушения карьерного поля проходят стволы дренажных шахт, штреки и камеры подземных водоотливных установок, дренажные каналы на поверхности в карьере, вертикальные скважины для глубинных насосов и др.

* Слово «признанный» указывает на то, что режим приведен, где это необходимо, в стандартах на виды взрывозащиты электротехнического изделия.

Основные электроприемники дренажных шахт — насосные установки главного водоотлива, перекачные насосы (для перекачки воды из пониженной части штреков к подземному водосборнику), подъемные и вентиляторные установки на поверхности, проходческие комбайны, электровозная откатка и др. Расчетные нагрузки дренажных шахт составляют 300—600 кВт, и все электроприемники питаются напряжением до 1000 В, поэтому трансформаторные подстанции, как правило, сооружают на поверхности. Дренажную шахту относят к потребителям первой категории и обеспечивают резервным питанием от подстанции, расположенной вблизи ствола. Питание подземных электроустановок осуществляют двумя и более бронированными кабелями напряжением до 1000 В, проложенными в стволе шахты.

В дренажном штреке у скважины размещают распределительный пункт из аппаратуры рудничного нормального исполнения. От него к электроприемникам прокладывают преимущественно гибкие кабели из-за необходимости частой переноски.

Электроснабжение главной подземной водоотливной установки также осуществляется через скважину, но от двух трансформаторов. Трансформаторы обычно устанавливают на мачтовых подстанциях либо на передвижных установках — в подстанциях типа ПКТП. В камере водоотливной установки располагают два насосных агрегата. Мощность каждого трансформатора выбирают из условия работы одного агрегата и всех вспомогательных механизмов (например, расположенных вблизи перекачных насосов), освещения и др.

Схемы питания водоотливной установки выполняют с таким расчетом, чтобы оперативные переключения для ввода в работу резервного трансформатора можно было выполнить на подземном участковом РП, не выходя на поверхность к трансформаторной подстанции (рис. 5.9).

Трансформаторная подстанция имеет в своем составе два трансформатора ТМ-6/0,4 кВ, которые с помощью предохранителей и разъединителей *Р* подключены к ЛЭП 6 кВ. К обмоткам низшего напряжения с помощью автоматических выключателей *А* подключены шины 0,4 кВ. К каждой секции шин кабельными линиями подключены автоматические выключатели *АВ*, которые вместе с магнитными пускателями ПВИ составляют подземный участковый РП. С помощью пускателей управляют насосами, вспомогательными механизмами, пусковым агрегатом АП-4 для целей освещения. К выключателям *АВ* подключены аппараты защиты от поражения электрическим током *РУ*.

Для питания групп глубинных или перекачных насосов в карьере и на поверхности обычно строят воздушную магистральную линию напряжением 6 кВ и устанавливают подстанцию: на поверхности чаще применяют столбовую подстанцию, в карьере — передвижную типа КТП. Иногда можно обеспечить питание от действующих подстанций и линий электропередачи напряжением до 1000 В, расположенных вблизи насосных установок.

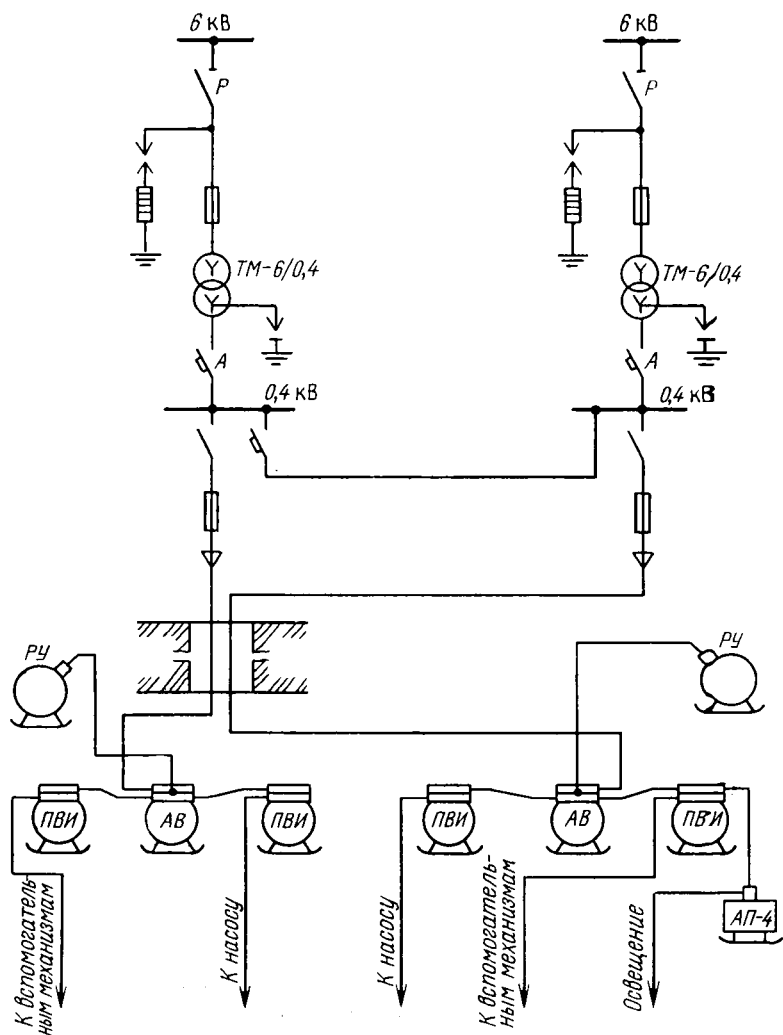


Рис. 5.9. Схема электроснабжения подземной водоотливной установки дренажной шахты

На рис. 5.10 представлена схема коммутации поверхностной подстанции дренажной шахты. Подстанция состоит из помещения распределительного устройства 6 кВ с 12 шкафами и 4 станами статических конденсаторов, 2 камер с трансформаторами мощностью до 400 кВ·А и помещения щита низкого напряжения. Распределительное устройство 6 кВ подстанции двухсекционное с нормально разомкнутым межсекционным разъединителем. Типы используемых комплектных шкафов — КСУ.

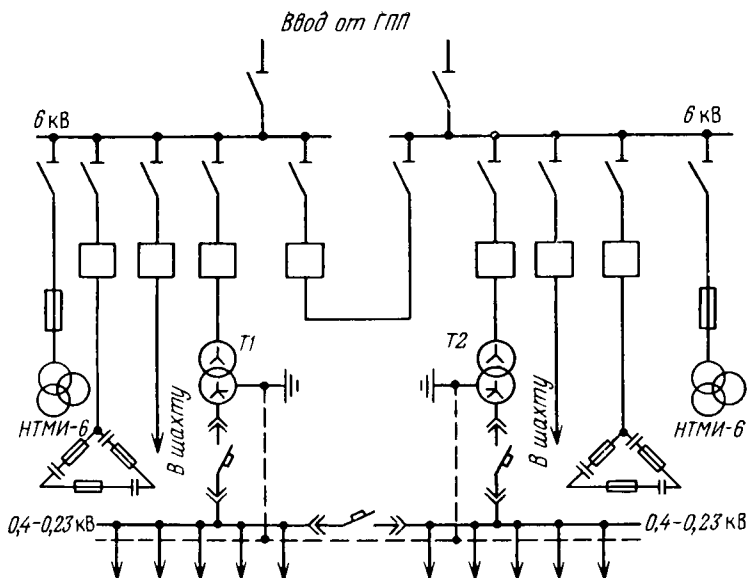


Рис. 5.10. Схема коммутации поверхностной подстанции дренажной шахты

Для дренажных шахт на крупных угольных разрезах применяют подстанции глубокого ввода 110/6-10 кВ, схемы которых аналогичны схеме, приведенной на рис. 4.2.

6. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОДНОКОВШОВЫХ ЭКСКАВАТОРОВ

6.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ ЭКСКАВАТОРОВ

На открытых горных разработках в основном применяются два типа одноковшовых экскаваторов, отличающихся сменным оборудованием: прямые лопаты (мехлопаты) — карьерные и вскрышные гусеничные экскаваторы типов ЭКГ, ЭВГ и ЭГ; шагающие экскаваторы — драглайны типа ЭШ. Одноковшовые экскаваторы — крупные потребители электроэнергии.

По числу установленных электродвигателей экскаваторы подразделяют на одно- и многодвигательные.

В однодвигательном экскаваторе главные рабочие механизмы вращаются от одного электродвигателя с помощью различных передач. Электрооборудование экскаваторов с групповым электроприводом переменного тока предусматривает основной приводной двигатель трехфазного тока мощностью до 140 кВт, напря-

жением 380 В, средства управления и защиты. Электрооборудование и схемы однодвигательных экскаваторов мало отличаются друг от друга. В качестве аппаратуры управления и защиты используют размещаемые на станциях и пультах управления пакетные и автоматические воздушные выключатели, контакторы, магнитные пускатели, реле времени, пусковые и регулировочные резисторы, полупроводниковые выпрямители и др.

В многодвигательных одноковшовых экскаваторах средней и большой производительности каждый основной механизм оборудуют индивидуальным электродвигателем постоянного тока с независимым возбуждением. Для питания этих двигателей применяют индивидуальные или групповые электромашинные или статические преобразователи постоянного тока (ППТ).

В нормальных эксплуатационных условиях мощные сетевые двигатели экскаваторов влияют на питающую карьерную сеть в связи как с возможными отклонениями и колебаниями напряжения при пусках и самозапусках сетевых двигателей (особенно при единичной мощности более 1000 кВт), так и с возрастанием при этом несимметрии напряжений. Помимо влияния на качество напряжения, броски тока при запусках и самозапусках двигателей затрудняют настройку и функционирование релейной защиты. Не менее существенно влияние мощных сетевых двигателей экскаваторов на питающую сеть в аварийных режимах (поддержание определенного напряжения в сети после отключения, подпитка места к. з. в сети), что уменьшает вероятность успешного действия АПВ и увеличивает размеры повреждения оборудования.

В условиях относительно слабых карьерных электрических сетей, от которых получают питание мощные электроприводы экскаватора с глубоким регулированием выпрямленного напряжения, проблема повышения коэффициента мощности и уменьшения отрицательного влияния регулируемого тиристорного электропривода на работу других электроприемников имеет особое значение. Для компенсации вредного влияния тиристорного преобразователя и улучшения качества напряжения (повышение коэффициента мощности и снижение уровня гармоник) на экскаваторе предусматриваются фильтрокомпенсирующие устройства, что также изменяет состав и характер электрооборудования экскаватора.

Схема распределения электроэнергии на одноковшовых экскаваторах приведена на рис. 6.1, из которого видно, что электроэнергия подводится от воздушной или кабельной линии электропередачи к экскаватору через наружное распределительное устройство НРУ (приключательный пункт ПП) посредством гибкого резинового кабеля КГЭ с заземляющей жилой.

На экскаваторах, не оборудованных навесным кабельным барабаном, кабель (рис. 6.1, а) непосредственно или через штепсельные разъемы подключается к вводному устройству ВУ (вводному ящику ВЯ), расположенному в одном из отсеков опорной неподвижной рамы (базы) экскаватора. Для передачи напряже-

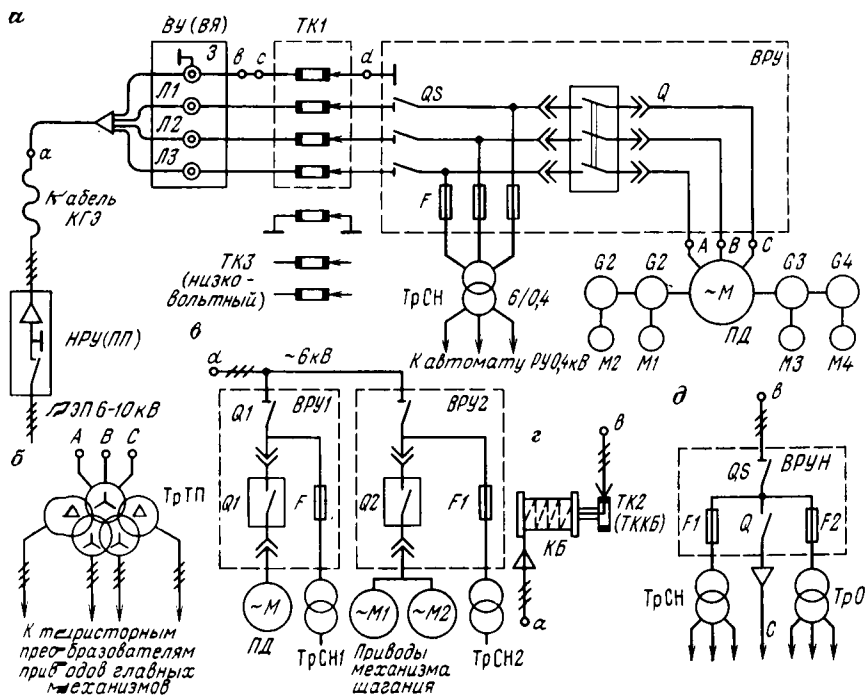


Рис. 6. 1. Схема распределения электроэнергии на одноковшовых экскаваторах

ния с базы экскаватора на поворотную платформу от зажимов ВУ через отверстие в центральной цапфе проложен кабель, который подключен к высоковольтному или комбинированному (высоковольтно-низковольтному) вертикальному кольцевому токоприемнику ТК1, расположенному на центральной цапфе поворотной платформы. От токоприемника напряжение подводится к внутреннему высоковольтному комплектному распределительному устройству (ВРУ), установленному на поворотной платформе экскаватора. Далее, после общего трехполюсного разъединителя QS ВРУ напряжение распределяется по двум направлениям: 1) через трубчатые предохранители F к силовому трехфазному трансформатору собственных нужд ТрСН (см. рис. 6.1, а), от которого питается электрооборудование вспомогательных механизмов и устройств; 2) через выключатель (масляный или вакуумный) Q к сетевому приводному (асинхронному или синхронному) электродвигателю ПД(М) главного преобразовательного агрегата или к главному сетевому трансформатору питания и силовых тиристорных преобразователей ТрТП (рис. 6.1, б). Сетевые электродвигатели приводят во вращение генераторы, от которых (или от тиристорных преобразователей) получают питание двигатели постоянного тока основных механизмов.

На поворотной платформе крупных шагающих экскаваторов устанавливаются два и более ВРУ (рис. 6.1, в): *ВРУ1* — для управления двигателями механизма шагания и трансформатора собственных нужд *ТрСН1*, *ВРУ2* — для управления синхронным электродвигателем преобразовательного агрегата и второго (резервного) трансформатора собственных нужд *ТрСН2* (при этом исключается параллельная работа этих трансформаторов). Например, на экскаваторе ЭВГ-35/65М расположены восемь ячеек КРУ для питания трансформаторов собственных нужд и трех синхронных двигателей преобразовательных агрегатов.

У экскаваторов, оборудованных для наматывания и разматывания питающего кабеля навесным кабельным барабаном, схема подачи напряжения несколько отличается от описанной. На таких экскаваторах устанавливаются два высоковольтных кольцевых токоприемника (кольцевой токоприемник кабельного барабана и токоприемник нижней рамы). Кабель от ПП (см. рис. 6.1, а) подключается к зажимам горизонтального кольцевого токоприемника кабельного барабана *ТК2* (рис. 6.1, г), установленного на ходовой тележке экскаватора. От токоприемника *ТК2* напряжение по кабелю, проложенному по ходовой тележке (нижней раме), подается непосредственно или через КРУ нижней рамы к зажимам высоковольтного (комбинированного) токоприемника *ТК1* (см. рис. 6.1, а).

Для питания электрооборудования, расположенного на нижней раме крупнейших экскаваторов с кабельными барабанами, предусмотрено специальное внутреннее распределительное устройство нижней рамы *ВРУН* (рис. 6.1, д). В этом случае напряжение через токоприемник *ТК2* (см. рис. 6.1, г) поступает на разьединитель *QS ВРУН* (см. рис. 6.1, д), от которого получают напряжение трансформаторы собственных нужд *ТрСН* для питания вспомогательных приводов нижней рамы и освещения *ТрО*, а также с нижней рамы на КРУ поворотной платформы напряжение подается через токоприемник *ТК1* (см. рис. 6.1, а).

На экскаваторах с многодвигательным приводом почти все электрооборудование размещается на поворотной платформе. На нижней раме экскаватора расположены электродвигатели ходового механизма, электромагниты и вводной ящик. На стреле и крыше кузова размещаются конечный выключатель, прожектор, вентиляторы кузова и вспомогательная лебедка.

Гидравлические карьерные экскаваторы с большой вместимостью ковша (ЭГ-12, ЭГ-20 и др.) оборудуются независимым гидравлическим приводом стрелы, рукояти и ковша, электроприводом поворота и хода. Для гидропривода на экскаваторах устанавливаются приводные аксиально-поршневые регулируемые насосы с двигателями единичной мощности 630 кВт. Подводимое к экскаватору напряжение — 6 кВ. На экскаваторе размещается КРУЭ 6 кВ, трансформаторы и станции управления. Вся разводка кабелей и проводов выполнена в специальных желобах под крышей кузова, что практически исключает их замасливание.

По составу и функциональному назначению электрооборудование экскаваторов можно подразделить на четыре группы: 1) для приема и распределения напряжения на экскаваторе; 2) приводов главных механизмов; 3) приводов вспомогательных механизмов; 4) вспомогательное.

6.2. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИЕМА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПЯЖЕНИЯ НА ЭКСКАВАТОРЕ

Электрооборудование токоподвода, приема и распределения напряжения на экскаваторе предусматривает вводной ящик, токоприемники, комплектные распределительные устройства и трансформаторы (см. рис. 6.1).

Вводной высоковольтный ящик, установленный в одном из отсеков нижней рамы, служит для присоединения питающего кабеля, проведения переключений фаз после переноса ЛЭП, наложения переносного заземления при проведении ремонтных работ на электрооборудовании экскаватора и предохранения кольцевого токоприемника от действия дуги в случае обрыва и замыканий. Ящик состоит из трех опорных фарфоровых изоляторов, установленных на планке. Жилы кабеля закрепляют на шпильках изоляторов, которые закрывают съемным кожухом, имеющим отверстие для подвода кабеля.

Токоприемники служат для передачи напряжения от неподвижных частей экскаватора (нижней рамы) к вращающимся (поворотной платформе) и наоборот. На экскаваторах устанавливают либо отдельные высоковольтные (типов ТК-6/400, ТКГ-6/630 и др.) и низковольтные (типов ТК-25, К-5А, К-3212 и др.), либо комбинированные (типов ТКЭ21-4, ТКВ-6/630 и др.) кольцевые токоприемники.

Комбинированный кольцевой токоприемник (рис. 6.2) состоит из высоко- и низковольтных токоприемников 2 и 5. Высоковольтный токоприемник установлен на несущей стальной трубе 4, которая крепится к центральной цапфе и к кожуху токоприемника, низковольтный токоприемник — на трубе 3. На трубах токоприемника, которые соединены между собой, смонтированы контактные кольца со щетками (башмаками), соеди-

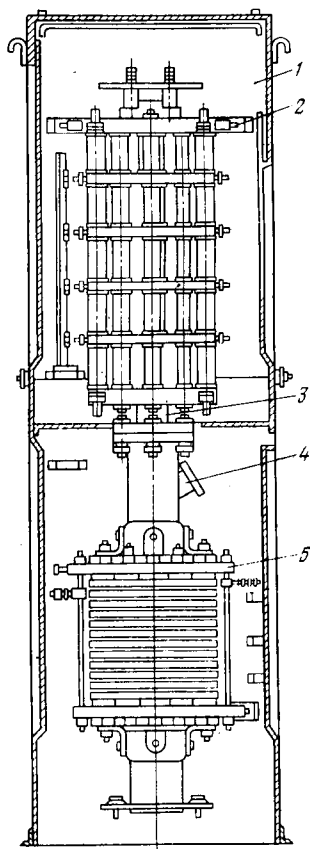


Рис. 6.2. Комбинированный кольцевой токоприемник

ненные при помощи тят с кожухом. Оба токоприемника закрыты металлическим разъемным кожухом 1. Для обзора токоприемников в их оболочке выполнены застекленные окна.

Высоковольтный кольцевой токоприемник содержит два изолятора. Первый изолятор — неподвижный — установлен на центральной цапфе. На нем закреплены неподвижные контактные кольца, к которым подводится высокое напряжение от вводного устройства экскаватора. Второй изолятор — подвижный — установлен на поворотной платформе. Подведенное к неподвижным кольцам высокое напряжение снимается скользящими (подвижными) полукольцами, соединенными с подвижным изолятором.

Токоприемное устройство напряжением 6—10 кВ состоит из трех фазных и одного заземляющего плоских стальных концентрических изолированных контактных колец (рассчитанных на токи 400—630 А), установленных на опорных изоляторах, и четырех щеткодержателей, смонтированных на трубах. Между стальными трубами и токоприемниками установлены диэлектрические цилиндры. Токосъем осуществляется подпружиненными бронзовыми башмаками, закрепленными на опорных изоляторах поворотной платформы.

Низковольтный кольцевой токоприемник состоит из одного или двух токоприемников, имеющих 8—12 изолированных колец, которые служат для питания цепей управления, двигателей гидронасоса и хода, катушек электротормозов, кнопки сигнала, обмоток возбуждения. Провода присоединены к шпилькам сверху и снизу токоприемника. Напряжение от токоприемника к двигателям и аппаратам передается по кабелям, проложенным внутри кожуха токоприемника на стенках.

Высоковольтный кольцевой токоприемник кабельных барабанов (типов ТКЭ4-КВ, ТКЭО-4У2 и др.) имеет четыре кольца — три фазных бронзовых и одно заземляющее. Токосъем осуществляется подпружиненными башмаками, установленными на опорных изоляторах. Для обзора токоприемника в его оболочке выполнены застекленные окна.

Экскаваторные комплекты распреустройства (шкафы КРУЭ) предназначены для работы на экскаваторах в сетях трехфазного тока напряжением 6—10 кВ и служат для приема и распределения напряжения, подключения, управления и защиты сетевого высоковольтного электрооборудования (асинхронных и синхронных электродвигателей главных преобразовательных агрегатов, насосов механизма шагания, трансформаторов и др.). КРУ состоят из одного или нескольких шкафов, установленных на борту экскаватора. Шкафы экскаваторных КРУ — специального назначения, каплезащитные, допускают определенный наклон относительно горизонтальной плоскости.

На экскаваторах ЭКГ-4,6; ЭКГ-5; ЭКГ-8И и других применяют экскаваторные ячейки 2КВЭ-6У, на экскаваторах ЭШ-10/70, ЭШ-15/90А, ЭКГ-12,5; ЭКГ-15; ЭКГ-10ус; ЭКГ-6,3У; ЭКГ-20 и других — ячейки КРУЭП-6П, на более мощных экскаваторах —

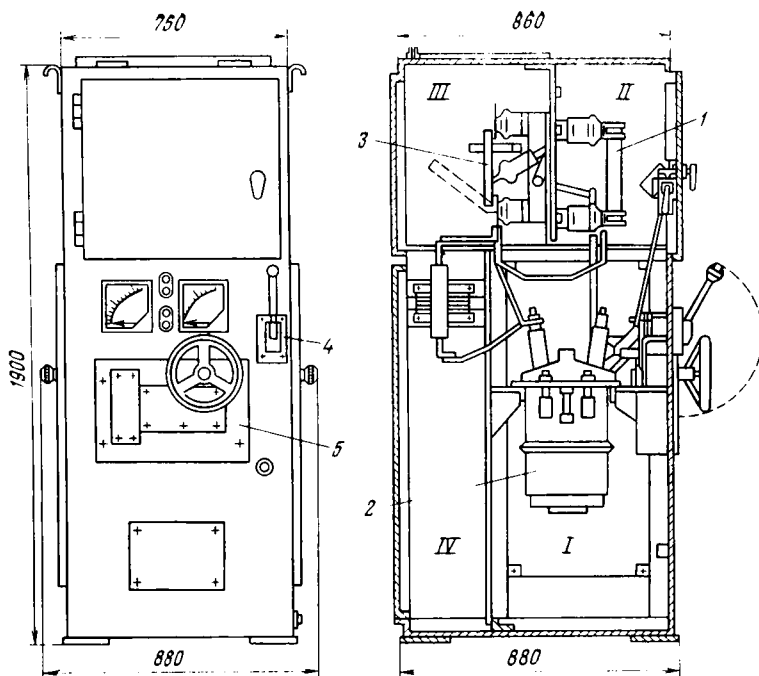


Рис. 6.3. Экскаваторная распределительная ячейка 2KBЭ-6У2

распределительные шкафы КРУЭ-10У2 с масляными выключателями и шкафы КРУЭ-10В-400-20 с вакуумными выключателями.

Распределительная ячейка 2KBЭ-6У2 (рис. 6.3) на напряжение 6 кВ и номинальный ток 200 А представляет собой жесткую бескаркасную металлическую конструкцию сварного типа. Корпус шкафа разделен стальными перегородками на четыре отсека: *I* — для масляного выключателя 2 типа ВМЭ-6, *II* — для трех предохранителей 1 с запирающим устройством типа ПКЭ-6, *III* — для разъединителя 3 типа РВ-6/400 и *IV* — для аппаратуры управления и защиты двигателей вспомогательных механизмов (автоматов, контакторов, осветительного трансформатора 220/12 В, а также трансформаторов тока). На фасадной стороне ячейки установлены ручные приводы разъединителя 4 и выключателя 5. Кроме того, здесь размещен блок с амперметром, вольтметром и сигнальными лампами.

На рис. 6.4 представлена принципиальная схема ячейки, которая обеспечивает максимальную токовую защиту (реле максимального тока *KA1* и *KA2*) и защиту минимального напряжения (реле минимального напряжения *KV*), действующие на отключение выключателя.

Комплектные распреедустройства экскаваторов КРУЭПЭ-6П (номинальные напряжение 6 кВ и ток 400 А) также представляют

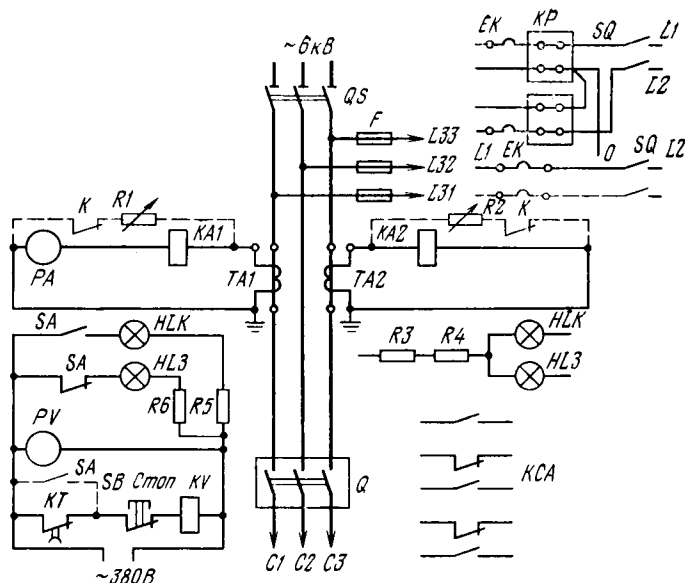


Рис. 6.4. Принципиальная схема экскаваторной ячейки 2KBЭ-6У2

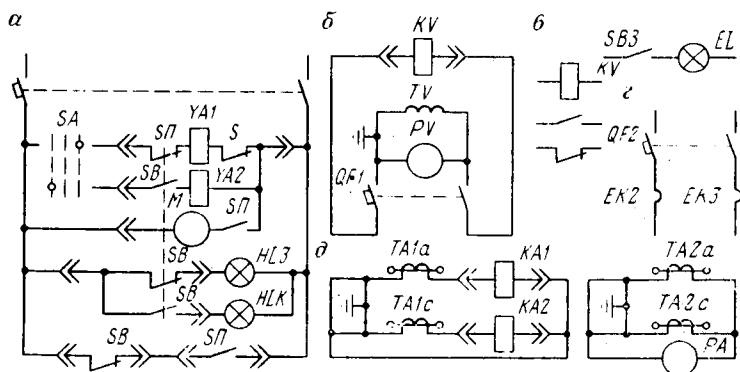


Рис. 6.5. Принципиальная схема КРУЭПЭ-6П-400/100;

а — управление и сигнализация; б — цепи напряжения; в — освещение; г — обогрев; д — токовые цепи

собой бескаркасный корпус из листовой стали, внутри которого размещена комплектующая аппаратура. Аппарат, подвергающийся наиболее частым ревизиям, — масляный выключатель — расположен на выкатной тележке в нижней части шкафа. В шкафу помимо выключателя находятся разъединитель, предохранители, трансформаторы тока и напряжения. Электрическая схема КРУЭПЭ-6П-400/100 (рис. 6.5) обеспечивает максимальную токовую и минимальную защиты. Схема работает следующим об-

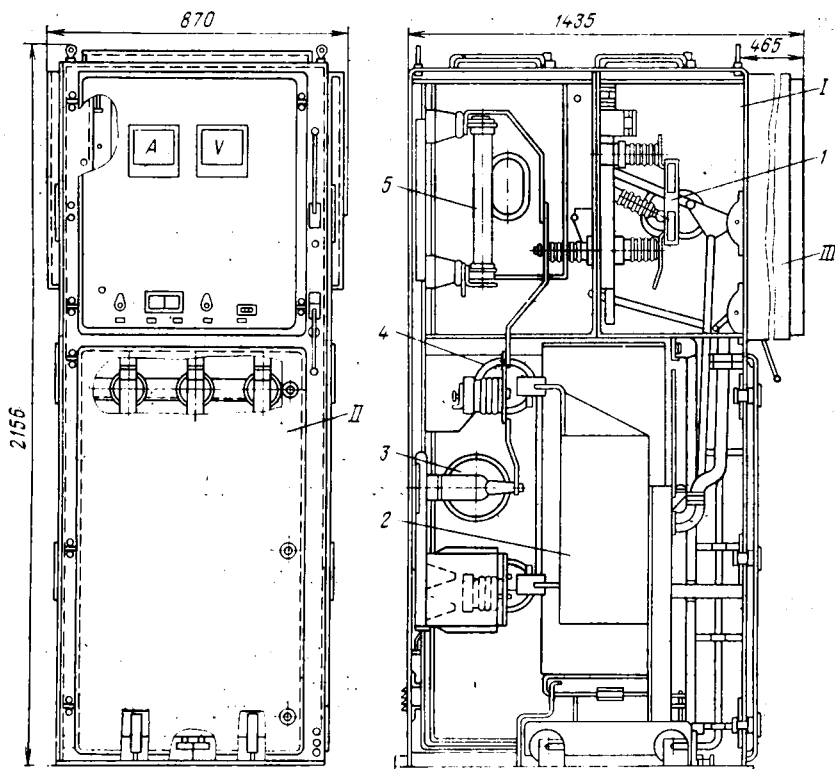


Рис. 6.6. Общий вид шкафа КРУЭ-10В-400-20 УХЛ с вакуумным выключателем

разом. Ключом *SA* подается напряжение на электромагнит *YA1*, который включает масляный выключатель. При этом замыкающим контактом *SB* подготавливается цепь электромагнита отключения *YA2* и электродвигатель *M* заводит отключающую пружину встроенного пружинного привода. При срабатывании одной из защит или при отключении ключом *SA* привод производит отключение выключателя.

Шкафы комплектных распределительных устройств КРУЭ-10 для установки на экскаваторах рассчитаны на напряжение 6—10 кВ и токи 400—630 А. Конструкция шкафа аналогична описанной выше, но схема первичных соединений КРУ предусматривает разъединитель с заземляющими ножами, а выключатель имеет встроенный электромагнитный привод.

Недостатки масляных выключателей, не допускающих частых коммутаций (коммутационная способность — не более семи включений в сутки), привели к созданию экскаваторных распределительных устройств с вакуумными выключателями. Шкаф КРУЭ-10В-400-20 УХЛ (рис. 6.6) представляет собой закрытую оболочку, разделен-

ную на три отсека: *I* — для размещения разъединителя *1* с заземляющими ножами; *II* — для размещения выдвижного элемента — блока с вакуумным выключателем 2 ВВТП-10-20/630 на тележке, трансформаторов тока *4* и напряжения *3*, силовых предохранителей *5*; *III* — для размещения приборов вторичной коммутации.

Трансформатор собственных нужд на экскаваторе предназначен для питания двигателей, вспомогательных механизмов, освещения и прочего электрооборудования. Обычно используется силовой трехфазный масляный трансформатор напряжением 6/0,4 (0,23) кВ специального исполнения типа ТМЭ, мощностью которого в зависимости от типа экскаватора составляет от 40 до 400 кВ·А. На крупных экскаваторах устанавливаются несколько (до четырех) трансформаторов. Трансформатор со схемой и группой соединения *Y/Y—0* имеет выведенную нулевую точку и изолированную нейтраль. Для защиты от перехода высокого напряжения на низшую сторону трансформатор оборудован защитным пробивным предохранителем.

6.3. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПРИВодОВ МЕХАНИЗМОВ ЭКСКАВАТОРОВ

Электрооборудование приводов главных механизмов. Основное электрооборудование на экскаваторах — электроприводы главных рабочих механизмов. Как уже указывалось, для питания двигателей постоянного тока этих приводов применяются электромашинные и тиристорные преобразователи.

В электромашинных преобразователях индивидуально управляемые генераторы постоянного тока комплектуются в одну генераторную группу, называемую главным преобразовательным агрегатом. Генераторы вместе с приводным двигателем агрегата соединяются между собой с помощью эластичных муфт и монтируются на общей фундаментной плите. В качестве высоковольтного сетевого приводного двигателя переменного тока главного агрегата на экскаваторах-лопатах с вместимостью ковша до 5 м³ используется асинхронный электродвигатель с к. з. ротором напряжением 6 кВ, на всех прочих одноковшовых экскаваторах — синхронный электродвигатель напряжением 6—10 кВ. Двигатель главного преобразовательного агрегата — наиболее крупный электроприемник, единичная мощность которого на различных экскаваторах составляет от 250 до 6300 кВт.

В зависимости от числа электрических машин, входящих в состав главного агрегата, они называются 5-машинными или 4-машинными преобразовательными агрегатами. На сверхмощных экскаваторах (ЭВГ-35/65, ЭШ-100/100 и т. п.) имеется несколько преобразовательных агрегатов для привода подъема, поворота и напора.

Приводные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором защищенного исполнения типа АЭ с самовентиляцией вклю-

чаются непосредственно в сеть 6 кВ. Предусматривается защита двигателя от снижения напряжения сети менее 85 % от номинального. Синхронные электродвигатели главных агрегатов (типов СДЭУ, СДЭ, МСЭ, МС и др.) имеют $\cos \varphi = 0,95 \div 0,9$ (опережающий), горизонтальное защищенное исполнение и самовентиляцию. Изоляция обмотки статора термореактивная влагостойкая класса В, обмотки ротора — класса F. Синхронные электродвигатели включаются в сеть масляным или вакуумным выключателем ячейки КРУ, пуск прямой при полном напряжении сети и при подключенной обмотке ротора двигателя к источнику возбуждения. На экскаваторах с мощными двигателями, имеющими расщепленную обмотку статора, пуск осуществляется под полным напряжением сети в две ступени. Схема управления синхронным двигателем от экскаваторных КРУ типовая.

В главных преобразовательных агрегатах применяют генераторы постоянного тока закрытого исполнения с принудительной вентиляцией по разомкнутому циклу. Изоляция обмоток генераторов — класса F.

Для питания якорных цепей и цепей возбуждения электродвигателей постоянного тока главных механизмов, цепей постоянного тока аппаратуры управления на экскаваторах с приводом по системе ДП—Д взамен электромашинных преобразовательных агрегатов используются комплектные тиристорные агрегаты (преобразователи) КТП-Э. Их электрооборудование можно подразделить на две функциональные группы: силовую и управления, которые расположены в соответствующих шкафах. В состав электрооборудования комплектных тиристорных агрегатов входят: главный силовой сухой многообмоточный трансформатор, установленный на борту экскаватора; комплектные силовые тиристорные преобразователи; система автоматического управления и регулирования со стабилизированным источником питания цепей возбуждения и управления; коммутационная, защитная и контрольно-измерительная аппаратура.

Главный силовой пятиобмоточный трансформатор (типа ТСЗП-2500/10ЭК мощностью 2500 кВ·А и др.) имеет напряжение сетевой обмотки 6 кВ, а напряжение каждой из четырех вторичных вентиляльных обмоток 440 В. Схема и группа соединения трансформатора Y/Y—0/Δ—11/Y—0/Δ—11.

Для компенсации искажений кривой напряжения и реактивной мощности в системах электроснабжения карьеров с мощными тиристорными преобразователями экскаватора предусматривают специальные схемы тиристорных преобразователей, а также установку на борту экскаватора автоматических фильтрокомпенсирующих устройств — статических источников реактивной мощности (ИРМ).

Для приводов насосов гидросистемы электрогидравлического механизма шагания (передвижения) драглайнов применяются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором напряжением 6 кВ мощностью до 260 кВт.

Приводные электродвигатели постоянного тока главных механизмов экскаватора имеют специальное экскаваторное исполнение (типов ДПЭ, ДПВ, ПМЭ, МПЭ, ДЭ, ДЭВ, ПБКЭ, ПЭ, МП, МПС, МПВ, МПВЭ и др.) и теплостойкую кремнийорганическую изоляцию. Электродвигатели механизмов поворота имеют вертикальное исполнение, а остальные электродвигатели — горизонтальное. Двигатели имеют независимую вентиляцию, которая осуществляется с помощью пристроенных к двигателям вентиляторов.

Электрооборудование приводов вспомогательных механизмов и устройств экскаватора можно подразделить на несколько групп, объединенных по назначению: приводные двигатели вентиляторных установок (вентиляторы обдува двигателей и генераторов основных механизмов, кузова и кабины), компрессора, гидро- и маслососов системы смазки, навесных кабельных барабанов, грузоподъемных устройств для подъема стрелы и проведения ремонтных работ (вспомогательных лебедок, мостовых кранов, передвижных электроталей), стеклоочистителей и др. Электродвигатели и другие электроприемники к трансформатору собственных нужд 6/0,4 (0,23) кВ подключаются воздушными выключателями. Для электроприводов вспомогательных механизмов экскаваторов, как правило, применяются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором напряжением 380 В. В основном используются двигатели защищенные общепромышленного исполнения единой серии типов АО2, АОЛ, АОС, АХ, АА, 4А100SA4, 4А80А, 4А90А, 4АС132S4, 4А90L4, 4АА63 и другие, а для механизмов подъемно-транспортных устройств (стреловой лебедки и мостового крана) применяют крановые двигатели типов МТ, МТВ, МТКФ, МТКН и др. Схемы управления приводами вспомогательных механизмов типовые.

Электродвигатели вентиляторов кузова и электронагреватели включаются с помощью автоматических выключателей. С целью сокращения количества аппаратуры применяется групповой запуск двигателей вентиляторов и смазки редукторов. Пуск вентиляторов генераторов главного преобразовательного агрегата производится контакторами, включение электродвигателей вентиляторов двигателей главных механизмов — контакторами и пакетными выключателями.

Механизм кабельного барабана имеет привод в виде электродвигателя постоянного тока небольшой мощности (3—4,5 кВт), питание производится выпрямленным напряжением 220 В от трехфазного диодного моста, который одновременно служит источником питания двигателя открывания днища ковша и двигателя стеклоочистителя (для последнего напряжения питания 9 В).

Силовые цепи всех электродвигателей вспомогательных механизмов и других электроприемников защищаются от к. з. и перегрузок автоматическими воздушными выключателями. Электродвигатели группового включения имеют также тепловые реле. Бортовые сети трехфазного тока напряжением 380 и 220 В защи-

щаются от замыканий на землю аппаратами защиты УАКН-380 и РУ-127/220, замыкающий контакт которых подключен к распределителю вводного автомата.

К вспомогательному электрооборудованию экскаваторов относят командоконтроллеры, командоаппараты, конечные выключатели, резисторы, аппаратуру внутреннего и наружного освещения, электропневмоавтоматические вентили и реле давления, сварочное электрооборудование, нагреватели, кондиционеры, электрооборудование системы пожарной защиты и др. Источником питания этих электроприемников также служит трансформатор собственных нужд 6/0,4 кВ.

Применяют кулачковые (типа ЭК, КП и др.) и сельсинные командоконтроллеры защищенного исполнения. Последние запитываются от стабилизированных источников напряжения 380/220 В. На экскаваторах используют командоаппараты и конечные выключатели (типа КУ, ВК и др.) водозащищенного исполнения. В качестве пусковых регулировочных и разрядных сопротивлений применяют ящики резисторов ЯС-3, УФ-6, НФ, НК и др.

Для работы экскаватора в зимнее время при низких температурах предусматриваются обогрев кабины и ног машиниста, кузова, подогрев масло- и пневмосистемы. Система жидкой смазки подогревается маслонагревателями, которые включаются магнитными пускателями автоматически при помощи температурных реле. Обогрев осуществляется при помощи электронагревательных печей, электронагревателей (типов ПЭТ, ТЭН, ПТЭ и др.) единичной мощностью 750—1600 Вт, электрокалориферов, кондиционеров, которые включаются на напряжение 220 и 380 В. Кабина машиниста в летнее время охлаждается при помощи кондиционера. Для производства сварочных работ при монтаже и ремонтах на экскаваторах устанавливаются сварочные агрегаты (генераторы и трансформаторы типов ПСО, ТДМ, ТД-360, ТСМ-2 и др.).

На экскаваторах применяется система рабочего и местного освещения. Освещение экскаваторов подразделяют на наружное, внутреннее и аварийное. Наружное освещение экскаватора (забоя, головных блоков стрелы и др.) осуществляется лампами накаливания, галогенными, ртутными и ксеноновыми лампами (мощностью до 10 кВт) с использованием светильников и прожекторов; внутреннее освещение помещений кузова и кабины машиниста — лампами накаливания, люминесцентными и ртутными лампами ДРЛ с использованием светильников.

Питание осветительных приборов (светильников и прожекторов) внутреннего и наружного освещения осуществляется от трехфазной сети напряжением 220 (127) В. На крупных экскаваторах установлено до 100 световых приборов, поэтому для освещения используют осветительные масляные трансформаторы напряжением 6/0,23 кВ, на экскаваторах меньшей производительности — трехфазные сухие трансформаторы напряжением 380/220 В типов ТС, ТО, ТСЗ, мощностью 10—50 кВ·А. Для снижения колебаний

напряжения на ряде экскаваторов питание осветительной сети осуществляется через стабилизаторы напряжения. Осветительная сеть 220/127 В имеет собственную защиту от утечек. Питание габаритных светильников, штепсельных розеток для переносных светильников местного освещения производится напряжением 12 В переменного тока от однофазных трансформаторов типов ТБС2, ОСО, ОСОВ, ОСВУ напряжением 380(220)/12 В. Для питания сети аварийного освещения используются аккумуляторные щелочные батареи напряжением 12, 24, 36 и 48 В. Для зарядки аккумуляторных батарей предусматриваются выпрямители. Включение аварийного освещения происходит автоматически при перерыве рабочего напряжения на экскаваторе или вручную.

Для управления электрооборудованием главных и вспомогательных механизмов, других устройств, наружным, внутренним и аварийным освещением, питания оперативных цепей, размещения контрольно-измерительных приборов и аппаратов оперативного управления на экскаваторах используют комплектные унифицированные устройства (блоки, станции, пульта и шкафы управления и др.) с пускорегулирующей релейно-контактной аппаратурой, преобразователями, усилителями и т. п. Аппаратура в этих устройствах в основном смонтирована по функциональному признаку.

6.4. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОДНОКОВШОВЫХ ЭКСКАВАТОРОВ

Одноковшовые экскаваторы относятся к категории электроприемников с резкопеременным характером нагрузки. Система электроснабжения карьера должна обеспечить поддержание напряжения при пуске наиболее мощных экскаваторов на уровне не ниже $0,7U_{ном}$. При нормальной работе отклонения напряжения на зажимах двигателей и аппаратов допускаются в пределах от -5 до $+10\%$ номинального значения.

Большие и резкопеременные нагрузки, создаваемые мощными одноковшовыми экскаваторами, приводят к резким колебаниям напряжения в КРС, поэтому особую важность приобретает вопрос регулирования напряжения.

Для поддержания напряжения в заданных пределах у экскаваторов со значительной составляющей реактивной мощности и низким коэффициентом мощности в карьерных сетях применяются установки продольной компенсации (УПК). Эти установки могут быть включены в сеть по схеме как продольного, так и поперечного включения с автоматическим и полуавтоматическим поддержанием режима по напряжению. Применение УПК позволяет осуществлять запуск сетевых электродвигателей мощных экскаваторов на расстоянии в 2 раза большем, чем при отсутствии УПК. Эти установки могут устанавливаться на анкерной опоре ВЛ или в передвижных закрытых пунктах.

В системах электроснабжения предусматривается серийно выпускаемое и перспективное электрооборудование. Основные пара-

метры систем электроснабжения (сечение, длина и число распределительных воздушных и кабельных линий, уровень напряжения и т. п.) выбираются с учетом технико-экономических факторов.

Расположение и конструкция сетей на участках карьера, а также принципиальная схема электроснабжения зависят от числа и мощности экскаваторов, характера разрабатываемых грунтов и др.

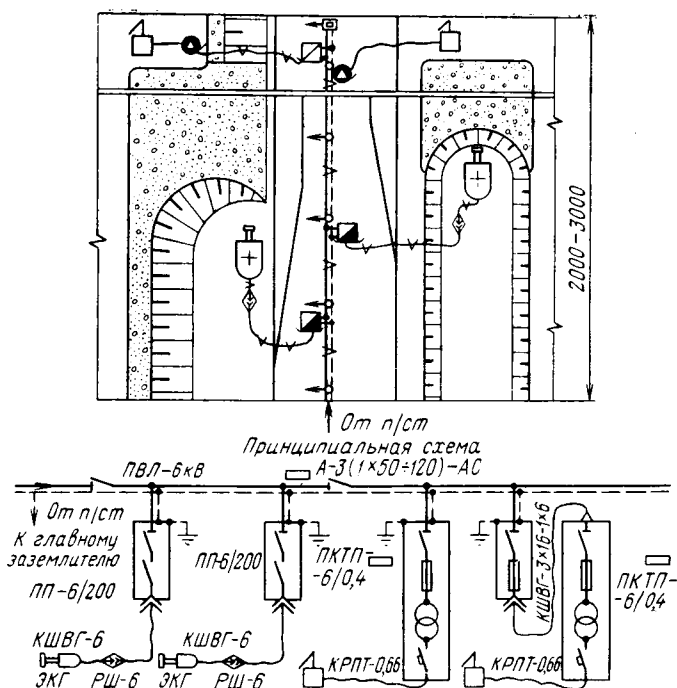
Одноковшовые экскаваторы в забое получают питание от воздушной, кабельной или воздушно-кабельной сети трехфазного переменного тока напряжением 6—10 кВ через одиночный передвижной приключательный пункт по переносному гибкому кабелю типа КГЭ сечением жил от 16 до 150 мм². В некоторых случаях мощный экскаватор (например, ЭВГ-35/65М) получает питание от сети 6 кВ по двум гибким кабелям КГЭ. Мощные экскаваторы (ЭШ-40/85, ЭШ-100/100) питаются от сети напряжением 10 кВ, а для разрабатываемых драглайнов (ЭШ-75/85) предусмотрено электроснабжение при напряжении 35 кВ с размещением понижающих трансформаторов 35/6-10 кВ на борту экскаватора. Рациональная длина экскаваторного кабеля выбирается на основе технико-экономических критериев.

В проектах электроснабжения для каждой технологической схемы (или группы однотипных схем) обычно приводятся: схема электрической распределительной сети на плане горных работ с расстановкой технологических машин и электросетевого оборудования; принципиальная схема электроснабжения с указанием типов применяемых технологических машин, электрического оборудования, сечений и длины воздушных и кабельных линий; спецификация электрооборудования (тип, завод-изготовитель, количество) и материалов (кабелей, проводов, опор и т. п.).

Схемы электроснабжения одноковшовых экскаваторов участков карьеров с цикличной технологией горных работ существенно зависят от принятой системы разработки (транспортная, бестранспортная) и строятся на основе технологических схем.

Электроснабжение участков карьера при транспортной системе разработки с использованием техники цикличного действия на рабочих уступах небольших и средних по размерам карьеров осуществляют с применением преимущественно магистральной одиночной схемы с двусторонним или кольцевым питанием. На месторождениях с мягкими покрывающими породами используют продольные ЛЭП 6 кВ на рабочих уступах; при ведении буровзрывных работ (БВР) предпочтительней бортовые линии с поперечниками, демонтируемыми на время взрыва.

Для электроснабжения экскаваторных участков с транспортной системой разработки при ведении горных работ экскаваторами типа ЭКГ с ковшом вместимостью от 3 до 20 м³ разработаны типовые схемы электроснабжения. На рис. 6.7 приведены некоторые рекомендуемые схемы электроснабжения участков карьера при транспортной системе разработки для разного числа экскаваторов



на уступе, на углубке, с применением БВР и без них при использовании воздушных и кабельных ЛЭП.

При электроснабжении участка с одним экскаватором на уступе, одним — на углубке и БВР (рис. 6.7, а) передвижная воздушная линия (ПВЛ) проложена от питающей подстанции по магистральной схеме. Через каждые 400—600 м рекомендуют устанавливать передвижные опоры с разъединителем. Буровые станки питаются от ПКТП-6/0,4 кВ напряжением 380 В. Экскаваторы питаются от передвижных приключательных пунктов с вакуумными выключателями ПП-6/200 по кабельным линиям (кабель КШВГ) с применением штепсельных разъемов РШ-6.

При электроснабжении участка с двумя экскаваторами на уступе (рис. 6.7, б) каждая из двух ПВЛ проложена от питающей подстанции также по магистральной схеме. Аналогично изложенному выше рекомендуют установку передвижных опор с разъединителем. Экскаваторы питаются от приключательных пунктов ПП-6/200 по кабельным линиям со штепсельными разъемами РШ-6. Вместо этих видов электрооборудования допускается применение приключательных пунктов типа ЯКНО и соединительных муфт СМ1 или СМ2.

При бестранспортной системе разработки схемы электроснабжения мощных экскаваторов — драглайнов и вскрышных экска-

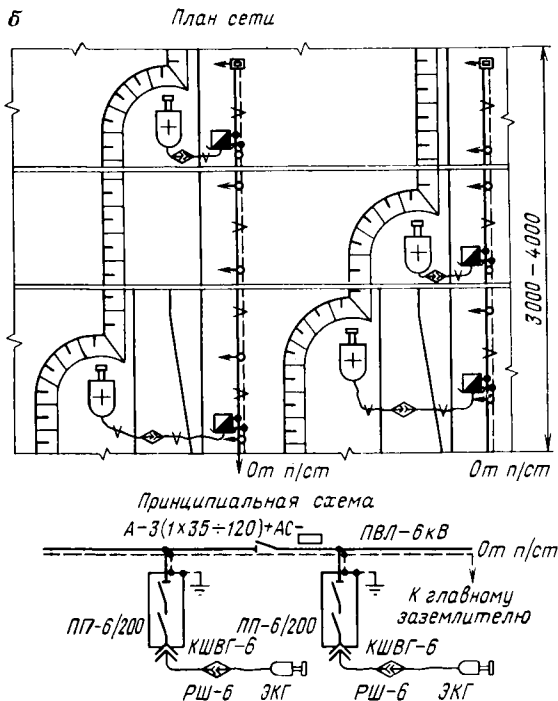


Рис. 6.7. Электроснабжение участков карьера при транспортной системе разработки:

а — с одним экскаватором на уступе и одним на углубке в мягких породах с БВР; б — с двумя экскаваторами на уступе

ваторов ЭВГ построены по принципу их подключения к узлам энергосистемы от отдельных ЛЭП и подстанций. Так, электроснабжение экскаватора ЭШ-100/100 осуществляется от отдельной подстанции 110/10 кВ с трансформатором мощностью 25 МВ·А и ЛЭП 110 кВ.

Для участков с бестранспортной системой разработки и экскава-

торами типа ЭШ с ковшом вместимостью до 100 м³ также разработаны типовые схемы электроснабжения.

На рис. 6.8 приведен ряд схем электроснабжения участков карьера при бестранспортной системе разработки для разного числа экскаваторов на вскрыше, на перегрузке, с применением БВР.

При электроснабжении участка с экскаватором ЭШ-15/90 на вскрыше, экскаватором ЭШ-10/70 на перегрузке и БВР при отработке наклонного пласта (рис. 6.8, а) применяется передвижная подстанция ПКТП-35/6 кВ мощностью 6300 кВ·А. От этой подстанции прокладываются по магистральной схеме две ВЛ-6 кВ. От одной из них через приключательные пункты ПП-6/200 получают питание экскаваторы ЭКГ-4,6 и экскаватор ЭШ-10/70. От другой ВЛ-6 кВ через приключательный пункт ПП-6/400 питаются экскаватор ЭШ-15/90 и подстанция ПКТП-160/6, от которой питается буровой станок СБР-160.

При электроснабжении участка с двумя экскаваторами ЭШ-15/90 на вскрыше, экскаватором ЭШ-10/70 на перегрузке и БВР при отработке двух наклонных пластов (рис. 6.8, б) используются две магистральные ВЛ-6 кВ: первая питается от подстанций № 1 и 2, вторая — от подстанции № 1. От первой ВЛ-6 кВ через приключательные пункты ПП-6/200 и ПП-6/400 питаются экскаваторы ЭКГ-4,6 и ЭШ-15/90, а также передвижная подстан-

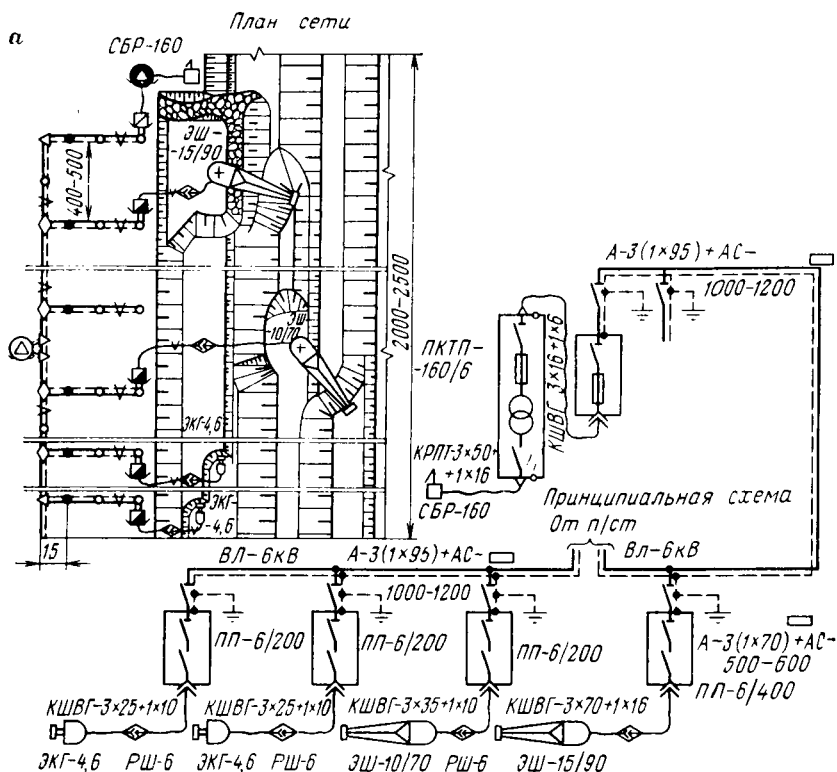


Рис. 6.8. Электроснабжение участков карьера при бестранспортной системе разработки:

а — с одним экскаватором на вскрыше, с другим — на переэкскавации и БВР; б — с двумя экскаваторами на вскрыше, с одним — на переэкскавации и БВР

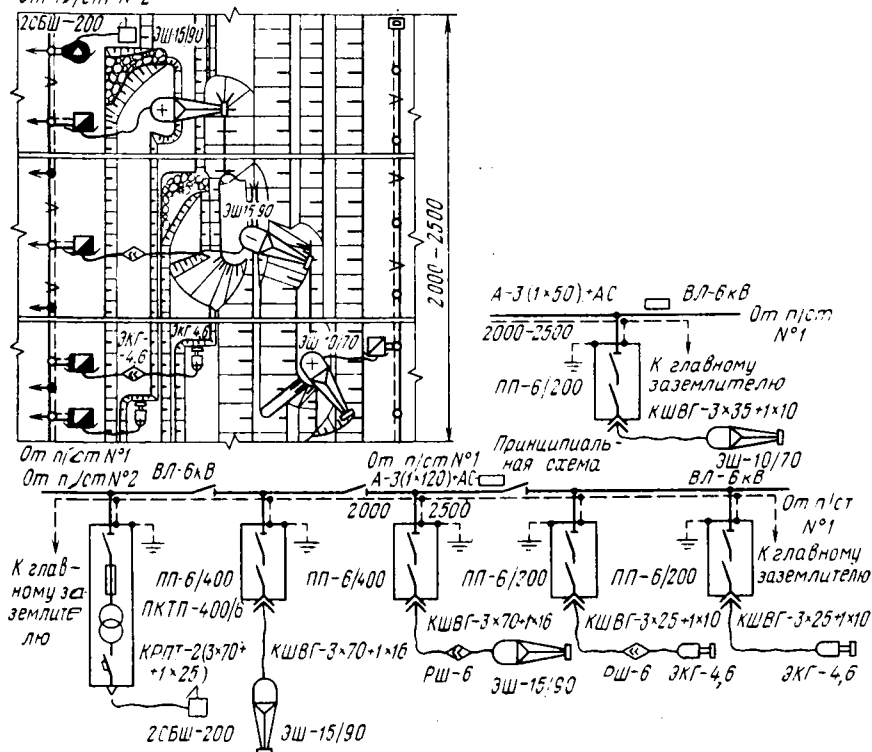
ция ПКТП-400/6, от которой питается буровой станок 2СБШ-200. От второй ВЛ-6 кВ через приключательный пункт ПП-6/200 питается экскаватор ЭШ-10/70.

7. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНО-ТРАНСПОРТНЫХ МАШИН НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ

7.1. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ КОМПЛЕКСОВ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ

Комплексы машин непрерывного действия применяют для разработки, транспортирования и отвалообразования мягких вскрышных пород, а в отдельных случаях и для разработки вскрышных пород

0m 7/cm N°2



и полезных ископаемых повышенной крепости. При различных системах разработки используют в определенном сочетании роторные и цепные многоковшовые экскаваторы, отвалообразователи, транспортно-отвалыные мосты, перегружатели и ленточные конвейеры.

Электрооборудование многоковшовых экскаваторов. На открытых горных разработках кроме одноковшовых применяют многоковшовые цепные и роторные экскаваторы, которые при благоприятных горно-геологических условиях более производительны, чем одноковшовые. Поэтому эти машины получают все большее применение на карьерах Советского Союза. Так, на добыче угля широко внедряются роторные экскаваторы производительностью 630, 1250, 2500 и 5250 м³/ч. Практика эксплуатации добычных роторных экскаваторов показала, что они в течение всего года надежно работают даже в суровых климатических условиях Сибири и Казахстана.

Экскаваторы малой производительности обычно имеют однодвигательный привод с двигателем внутреннего сгорания или трехфазным асинхронным двигателем. На современных многоковшовых экскаваторах средней и высокой производительности приме-

няется только многодвигательный привод. Так, например, на вскрышном роторном экскаваторе ЭРГ-1600 $\frac{40}{10}$ 31 установлены 124 электрические машины с суммарной мощностью 7100 кВт. У роторного экскаватора ЭРШР-2600 $\frac{50}{5}$ суммарная мощность двухдвигательного привода ротора составляет 2300 кВт, двухдвигательного привода поворота — 140 кВт, четырехдвигательного привода хода — 1024 кВт. На добычном роторном экскаваторе ЭРШРД-1600 $\frac{30}{3}$ установлено 160 электрических машин с суммарной мощностью 13 490 кВт.

На многоковшовых экскаваторах с многодвигательным приводом применяют следующие основные электродвигатели: 1) главный двигатель, приводящий в движение ковшовую цепь или ротор с ковшами; 2) двигатель лебедки для подъема и опускания ковшовой или роторной стрелы экскаватора; 3) двигатели ходовых механизмов; 4) двигатели поворотного механизма; 5) двигатели конвейеров; 6) двигатели вспомогательных механизмов (компрессоров, питателей, кранов, маслососов, кабельного барабана и др.). Главным электроприводом на многоковшовых экскаваторах является привод ковшовой цепи или ротора.

Управление всеми двигателями экскаватора осуществляется с поста управления. Обычно на многоковшовых экскаваторах устраиваются два поста управления с двумя комплектами приборов — по одному для каждого направления движения экскаватора. Чтобы исключить возможность одновременного управления экскаватором с обоих постов, между пультами предусматривается электрическая блокировка.

Основные операции по управлению многоковшовым экскаватором могут быть разделены на три группы:

1) управление процессом копания, т. е. управление, обеспечивающее заданный режим работы механизмов; 2) управление установочными операциями (перемещение экскаватора, опускание и подъем стрелы, ограничение угла поворота ковшовой или роторной стрелы), не связанными непосредственно с процессом копания и обеспечивающими заданные технологией геометрические параметры забоя; 3) управление операциями согласования работы экскаватора с другими машинами и установками, входящими в состав комплекса (конвейерные установки, отвалообразователи, транспортно-отвальные мосты), обеспечивающее эффективность использования комплекса.

Так как многоковшовые экскаваторы средней и высокой производительности имеют только многодвигательный привод, то электродвигатели взаимосвязанных приводов должны быть заблокированы между собой так, чтобы обеспечивалась определенная последовательность пуска и остановки механизмов. Например, для цепного гусеничного экскаватора пуск и работа механизмов должны осуществляться в следующем порядке: погрузочный конвейер,

Последовательность же включения механизмов роторного экскаватора следующая: погрузочный конвейер, промежуточные конвейеры, роторный конвейер, привод ротора, механизм поворота экскаватора и (по мере надобности) приводы подачи и подъема роторной стрелы. Остановка механизмов происходит также в обратной последовательности.

К экскаваторам на железнодорожном ходу энергия подводится (трехфазной контактной сети), у кабельном барабане, к экскаваторам с гибкими, волоочащихся кабельный барабан), длина которых

по кабелю КШВГ питается от воздушной ЛЭП напряжением 6 кВ (рис. 7.1). Кабель к линии электропередачи подключается через приключательный пункт ЯКНО-6 или пункт какого-либо другого типа.

[illegible]

Рис. 7.1. Схема электроснабжения
экскаватора ЭРГ-400 $\frac{17}{1.5}$

От разъединителя высокое напряжение распределяется по двум направлениям: через высоковольтные предохранители ПКЭ-6 к осветительному трансформатору ТМЭ-20/6 мощностью 20 кВ·А на напряжение 6000/230 В и через масляный выключатель ВМЭ-6 к силовому трансформатору ТМЭ-560/35 мощностью 560 кВ·А на напряжение 6000/400 В. Силовой трансформатор ТМ имеет специальное экскаваторное исполнение (допускает крен до 7°30'). От данного трансформатора получают питание все двигатели главных и вспомогательных механизмов номинальным напряжением 380 В.

В последние годы в экскаваторных ячейках вместо масляных выключателей начали применять вакуумные выключатели (распределительные шкафы КРУЭ-6В-320/22, КРУЭ-10В-400-20, КРУЭ-10В-630-20). Например, распределительные шкафы КРУЭ-10В-400-20 с вакуумными выключателями ВВТЭ-10/630-20 предназначены для работы в системах электроснабжения экскаваторов и буровых установок с малыми токами замыкания на землю, с частыми коммутационными операциями трехфазного переменного тока на номинальное напряжение 6 или 10 кВ, номинальные токи до 400 А, ток отключения 20 кА промышленной частоты 50 Гц.

Конструктивно шкаф представляет собой несущую закрытую оболочку из листовой стали, разделенную на два отсека, в которых размещена комплектующая аппаратура. Разделение шкафа на отсеки и применение на крыше шкафа клапанов сброса избыточного давления повышают его локализационную способность.

Шкафы выпускаются двух исполнений: I — с вакуумным выключателем, трехфазным разъединителем высокого напряжения с заземляющими ножами, силовыми предохранителями высокого напряжения, трансформаторами тока и напряжения; II — с вакуумным выключателем, трехфазным разъединителем высокого напряжения с заземляющими ножами, силовыми предохранителями высокого напряжения и трансформаторами тока.

В состав комплектного распрестройства (КРУ) могут входить один шкаф (исполнение I) или два шкафа (исполнения I и II).

В шкафах применены новые разъединители с уменьшенными габаритами, что позволило создать исполнение КРУ 10 кВ в габаритах КРУ на 6 кВ и унифицировать КРУ на напряжения 6 и 10 кВ. Кроме того, применены трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией.

Электрооборудование транспортно-отвальных мостов и отвалообразователей. Транспортно-отвальный мост представляет собой самоходную мостовую установку с ленточными конвейерами для транспортирования вскрышных пород от забоя в выработанное пространство по кратчайшему расстоянию. Работают они в комплексе с одним или двумя многоковшовыми экскаваторами. Иногда экскаваторы встраиваются в конструкцию моста, поэтому схемы электрооборудования мостов связаны со схемами работающих в комплексе с ними экскаваторов.

Транспортно-отвальный мост — довольно сложное и громоздкое сооружение массой до 10 000 т и более. Общее число двигателей, обслуживающих транспортно-отвальный мост, достигает 80 и более. Это двигатели: перемещения (хода), конвейеров, вспомогательных механизмов (маслонасосов, компрессоров, путепередвижателей и т. д.).

Подвод энергии к транспортно-отвальному мосту осуществляют при напряжении 6—35 кВ с помощью кабельных барабанов вместимостью до 2000 м кабеля. В отдельных случаях используют контактную сеть напряжением 6 кВ.

Отвалообразователи представляют собой одноопорную металлическую конструкцию, подвешенную на вантах и несущую ленточный конвейер (или несколько их), с помощью которого перемещают вскрышные породы от экскаватора в отвал. По конструкции отвалообразователи делятся на две основные группы: работающие в комплексе с железнодорожным составом и работающие в комплексе с ленточными конвейерами. Первые из них имеют рельсовый ход, вторые — гусеничный или шагающий.

Для работы в комплексе с роторными экскаваторами отечественные заводы выпускают отвалообразователи на гусеничном, шагающем и шагающе-рельсовом ходу производительностью 650—5000 м³/ч (например, ОШР-5000/95 и ОШР-4500/180).

На рис. 7.2 показана однолинейная схема электрооборудования отвалообразователя на шагающем ходу ОШ-4500/90 производительностью 4500 м³/ч и длиной отвальной консоли 90 м.

Общая установленная мощность двигателей всех механизмов на ОШ-4500/90 составляет 1840 кВт. Приводы поворота отвальной и приемной консолей выполнены по системе Г—Д. Остальные двигатели асинхронные, наиболее мощные (с фазным ротором напряжением 6000 и 380 В) установлены на приемном и отвальном конвейерах, механизме шагания. Для питания низковольтных двигателей, а также освещения установлены понижающие трансформаторы ТМ1, ТМ2 и Т.

Энергия к отвалообразователю подводится посредством гибкого кабеля, наматываемого иногда на кабельный барабан, от распределительной сети 6 кВ.

Электрооборудование конвейерных установок и перегружателей. При открытой разработке полезных ископаемых наряду с другими видами транспорта широко применяется конвейерный транспорт. Наибольшее распространение получили ленточные конвейеры. Так, на угольных разрезах Урала уголь из забоя до железнодорожных погрузочных бункеров транспортируется, как правило, ленточными конвейерами, общая длина которых на некоторых разрезах достигает 10—20 км.

В качестве приводных двигателей для ленточных конвейеров применяются преимущественно электродвигатели переменного тока асинхронные с короткозамкнутым и фазным ротором.

На конвейерах устанавливается как однодвигательный, так и многодвигательный электропривод. На конвейерах относительно

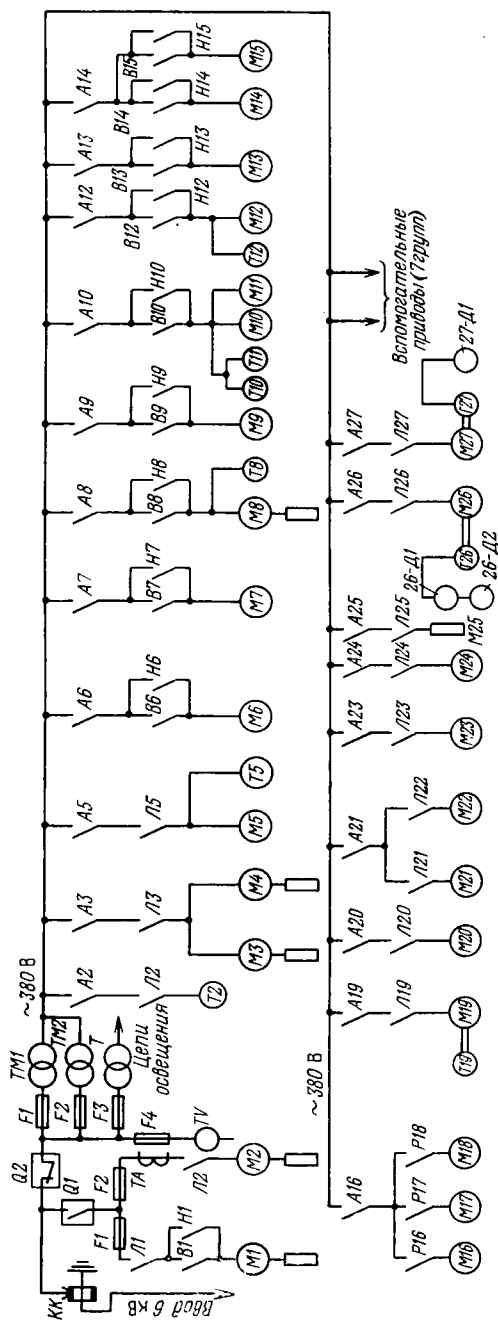


Рис. 7.2. Однолинейная схема электрооборудования отвалобразователя ОШ-4500/90:

[illegible]

небольшой длины и производительности используется преимущественно однобарабанный однодвигательный привод. Приводы конвейеров большой длины и высокой производительности выполняют обычно двухбарабанными и многодвигательными. В большинстве случаев электропривод мощных конвейеров при однобарабанном приводе выполняют двухдвигательным, при двухбарабанном — двух-, трех- или четырехдвигательным.

На современных мощных высокопроизводительных конвейерах общая установленная мощность электродвигателей достигает 1500 кВт и более. При мощности двигателей более 150—200 кВт применяют высоковольтные электродвигатели напряжением 6 кВ. Например, на приводной станции конвейера КРУ-900 установлены три высоковольтных асинхронных двигателя с фазным ротором мощностью 380 кВт каждый.

Специфические условия работы конвейерных линий на открытых разработках (периодические переноски, влияние климатических условий — атмосферные осадки, значительные температурные колебания, переменная влажность и т. д.), а также особенности конвейерных установок предъявляют определенные требования к аппаратуре и схемам управления конвейерными линиями.

В состав основных требований к аппаратуре управления входят такие как выполнение конструкции, исключающей необходимость постоянного обслуживания; блочная компоновка конструкции; обеспечение нормальной работы при колебаниях напряжения сети в пределах от +10 до —15 % номинального и при колебаниях температуры от +40 до —50 °С; регулируемая уставка реле скорости и др.

В состав основных требований к схемам управления конвейерными линиями входят: оснащение конвейеров, переводимых на дистанционное автоматическое управление, средствами автоматизации, обеспечивающими их работу без постоянного обслуживающего персонала; централизованный пуск конвейерной линии с пульта управления; блокировка между собой всех конвейеров в определенной последовательности; определенный порядок включения последующего конвейера по отношению к предыдущему; подача предупредительного звукового сигнала длительностью не менее 5 с перед каждым пуском конвейеров; обеспечение экстренной остановки любого конвейера из любой точки по его длине; обеспечение двусторонней оперативной сигнализации и связи вдоль конвейерной линии и др.

Способ питания электроэнергией конвейерных установок определяется сложностью конвейерной линии, числом конвейерных приводов, взаимозависимостью их работы и общей системой распределения электроэнергии, применяемой на данном карьере.

Наибольшее распространение получили три схемы питания конвейерных установок: 1) радиальная (рис. 7.3, а), когда к каждому электродвигателю прокладывается отдельный силовой кабель, а вся пусковая аппаратура сосредотачивается в одном месте — на распределительном пункте; 2) магистральная (рис.

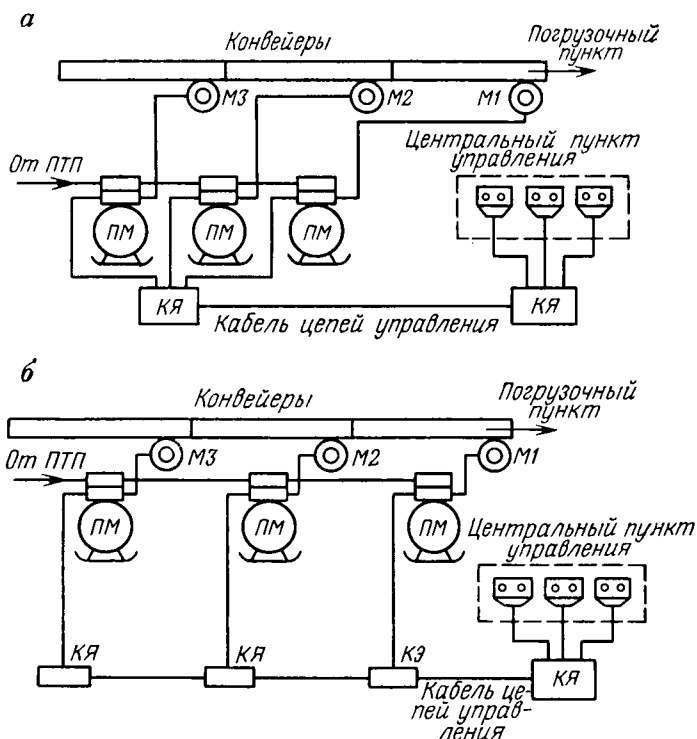


Рис. 7.3. Схемы питания конвейеров:
а — радиальная; б — магистральная

7.3, б), когда пусковая аппаратура располагается непосредственно у приводных двигателей и питается от общего (магистрального) силового кабеля; 3) смешанная (радиально-магистральная), когда конвейерная линия разбивается на ряд групп. Группы питаются по радиальной схеме, а внутри каждой группы двигатели питаются по магистральной схеме.

Выбор той или другой схемы питания обуславливается технико-экономическими показателями.

Для управления двигателями ленточных конвейеров эксплуатируются магнитные пускатели — для низковольтных электродвигателей, магнитные контакторы и реверсоры — для высоковольтных двигателей. Кроме этого, используются различная специальная аппаратура управления, контроля и защиты, кнопочные пункты управления, кабельные ящики КЯ.

В настоящее время на конвейерных установках применяется централизованное дистанционное управление. Сущность дистанционного управления сводится к дистанционному включению магнитных пускателей и, следовательно, двигателей конвейеров. Такое управление осуществляется одним оператором с центрального

пункта управления, связанного системой сигнализации и контроля со всеми управляемыми конвейерными установками, и называется централизованным.

При автоматическом управлении запуск конвейерной линии производится оператором нажатием одной пусковой кнопки; включение конвейеров в необходимой последовательности и контроль за их исправным состоянием осуществляются автоматически с помощью соответствующей аппаратуры.

На открытых разработках применяют схемы дистанционного управления различной сложности. Наиболее совершенны схемы управления конвейерными линиями с применением реле скорости, действующими от рабочего органа конвейера (ленты) и включающими каждый последующий конвейер только после того, как лента предыдущего конвейера достигнет номинальной скорости движения.

Перегрузжатели предназначены для перегрузки материала с забойного конвейера на конвейер, расположенный на вышележащем горизонте, для селективной отсыпки транспортируемого материала или образования отвалов и штабелей. Перегрузжатели являются крупными и сложными горнотранспортными машинами, имеющими значительное число основных и вспомогательных механизмов, аналогичных отвалообразователям. Установленная мощность наиболее распространенных перегрузжателей следующая:

Перегрузжатель*	ПГ-54/1950	П-1600 50/17	ПМК-5000/27
Установленная мощность, кВт	470	620	1827

* Подводимое напряжение 6 кВ.

7.2. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ УЧАСТКОВ С ТЕХНИКОЙ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ

Комплексы машин непрерывного действия питают, как правило, трехфазным переменным током напряжением преимущественно 6 или 10 кВ. Наиболее мощные роторные экскаваторы и транспортно-отвальные мосты питаются напряжением 35 кВ. К отдельным машинам небольшой производительности подводят напряжение 380 В. Для путепередвигателей непрерывного действия и небольших цепных многоковшовых экскаваторов на железнодорожном ходу может подводиться питание постоянным током от тяговой сети электровозной откатки.

Для питания транспортно-отвальных комплексов обычно применяют радиальную одно- или двухступенчатую схему с продольными питающими линиями. Распределительные сети в карьерах, разрабатываемых комплексами непрерывного действия, выполняют на уступах гибкими кабелями и воздушными линиями на дневной поверхности. Число подстанций и питающих линий зависит от мощности электроустановок и длины фронта горных работ. Машины, перемещаемые сравнительно редко (конвейеры, межуступные перегрузжатели и др.), подключают к распределительной сети

короткими (длиной до 250 м) гибкими кабелями. Металлоконструкции этого оборудования обычно используют для прокладки кабелей распределительной сети.

Для питания машин, перемещающихся в процессе работы периодически или непрерывно (экскаваторы, отвалообразователи, отвальные мосты и др.), широко применяют кабельные барабаны, на которые наматывают гибкий питающий кабель экскаватора длиной до 2000 м. Кабель подключают к приключательному пункту, расположенному в торце карьера или на участке фронта работ. В зависимости от направления движения машины с кабельным барабаном (к приключательному пункту или от него) осуществляется автоматическая намотка или размотка кабеля. При недостаточной вместимости кабельного барабана увеличивают число приключательных пунктов. Место установки кабельного барабана выбирают так, чтобы размотанный кабель располагать в условиях наименьшей вероятности повреждения. Питание крупных машин осуществляется по нескольким параллельным кабелям, наматываемым на индивидуальные кабельные барабаны. В этом случае при повреждении одного из кабелей нагрузку потребителей не ограничивают. Преимущества такого способа питания — высокая надежность, безопасность и почти полное отсутствие трудоемких вспомогательных работ по передвижке линий электропередачи; недостатки — большие капитальные затраты и уменьшение токовой нагрузки. Даже при однослойной навивке кабеля на барабан с промежутками между витками допустимая нагрузка снижается на 20—25 %, при двухслойной — на 40—45 %, при трехслойной — на 50—55 %. На практике принимают не более двух-трех слоев навивки, поэтому размеры барабанов могут быть весьма большими: диаметр — до 6,5 м, длина — до 8 м. Для повышения допустимой нагрузки на кабель, намотанный на барабан, устанавливают небольшие вентиляторы для искусственного охлаждения кабеля, а от нагрева солнечными лучами кабельный барабан предохраняют навесом. Конец намотанного на барабан кабеля пропускают сквозь пустотелую шейку вала и присоединяют к контактным кольцам токосъемного устройства. К щеткам этого устройства подключают кабель ввода в машину (к потребителю).

Кабельный барабан может быть встроен в машину (экскаваторы небольшой и средней производительности), установлен на прицепной железнодорожной тележке (отвальные мосты и цепные многоковшовые экскаваторы на железнодорожном ходу) или выполнен в виде самоходной установки на гусеничном ходу (мощные роторные экскаваторы и др.).

В отдельных случаях для питания отвальных мостов с экскаваторами применяется передвижная трехфазная контактная сеть. Проводником служит круглый провод сечением 100 мм² и более. На промежуточных опорах провод не крепится, а укладывается на рогаобразные седла, закрепленные на траверсе опорными изоляторами. Анкерные опоры устанавливают только в торцах карьер-

ера и оборудуют барабанами для регулировки натяжения проводов и размещения запаса, необходимого при изменении длины фронта работ. Токосъемники выполняют роликовыми или ползунковыми. Для улучшения контакта предусматривают не менее двух токосъемников на каждой фазе. К контактной сети моста могут подключать и другие электроприемники. Для этого приключательный пункт соединяют с рогообразными седлами двух смежных опор, чем достигается непрерывность питания в случае, если роликовые токосъемники моста приподнимут провода над седлами одной опоры. Преимущества контактного способа питания — простота конструкции, низкая стоимость и возможность устройства ответвлений для подключения дополнительных электроприемников; недостатки — большая трудоемкость обслуживания и невысокая надежность.

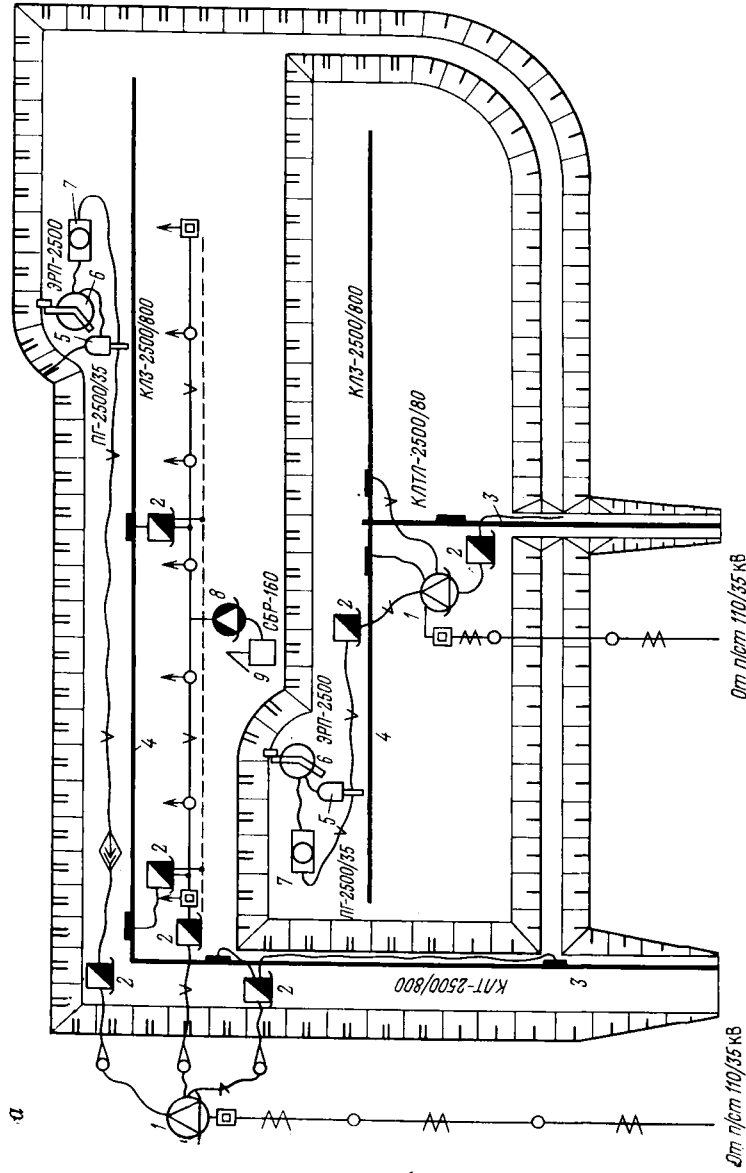
Принципиальные схемы электроснабжения на участках определяются технологией работы, мощностью и числом экскаваторов, характером грунтов и другими факторами. В связи с разнообразием указанных условий схемы имеют различное конкретное исполнение. На рис. 7.4 приведена схема электроснабжения участка с двумя роторными комплексами производительностью по 2500 м³/ч, на рис. 7.5 — схема электроснабжения участка с тремя роторными комплексами производительностью 5250 м³/ч (на добыче — один, на вскрыше — два).

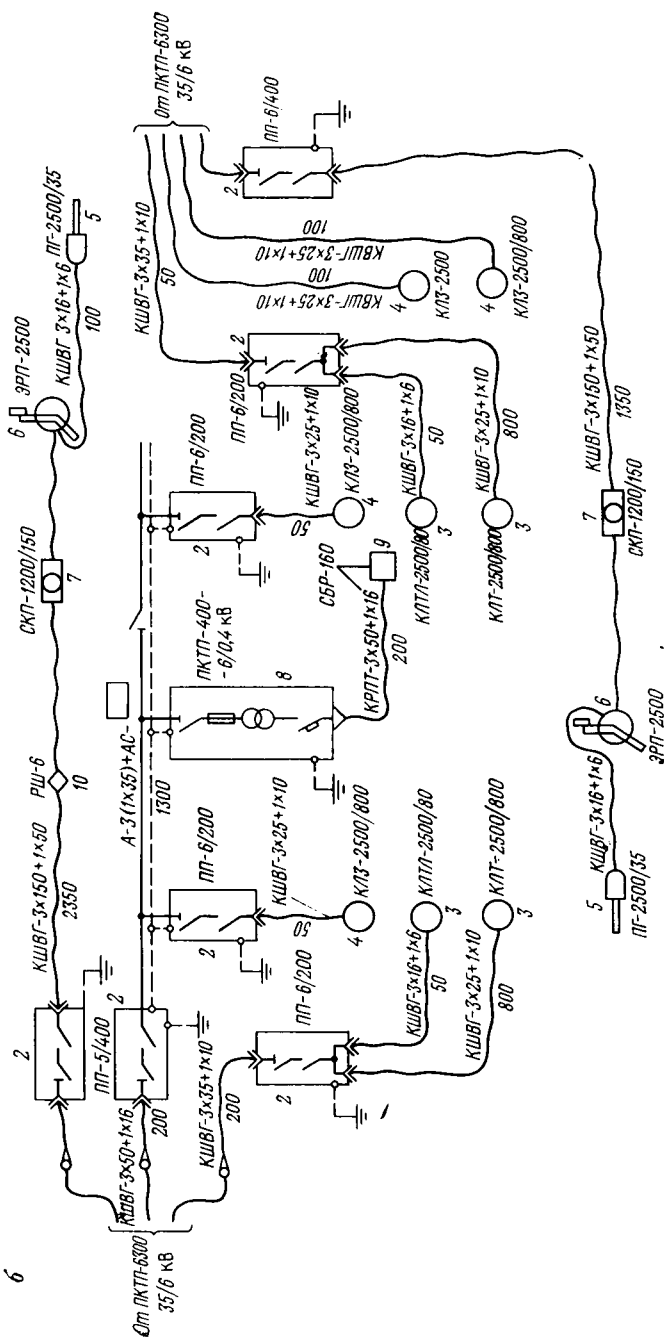
При формировании схемы электроснабжения участка необходимо учитывать требования, регламентированные Инструкцией по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик. В частности, необходимо учитывать, что к одной передвижной воздушной линии (присоединению) напряжение 6—10 кВ разрешается присоединять не более: двух многочерпаковых (роторных) экскаваторов с теоретической производительностью до 1300 м³/ч и двух ПКТП с мощностью трансформаторов каждой подстанции до 630 кВ·А; одного многочерпакового (роторного) экскаватора с теоретической производительностью свыше 1300 м³/ч и одной ПКТП с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А.

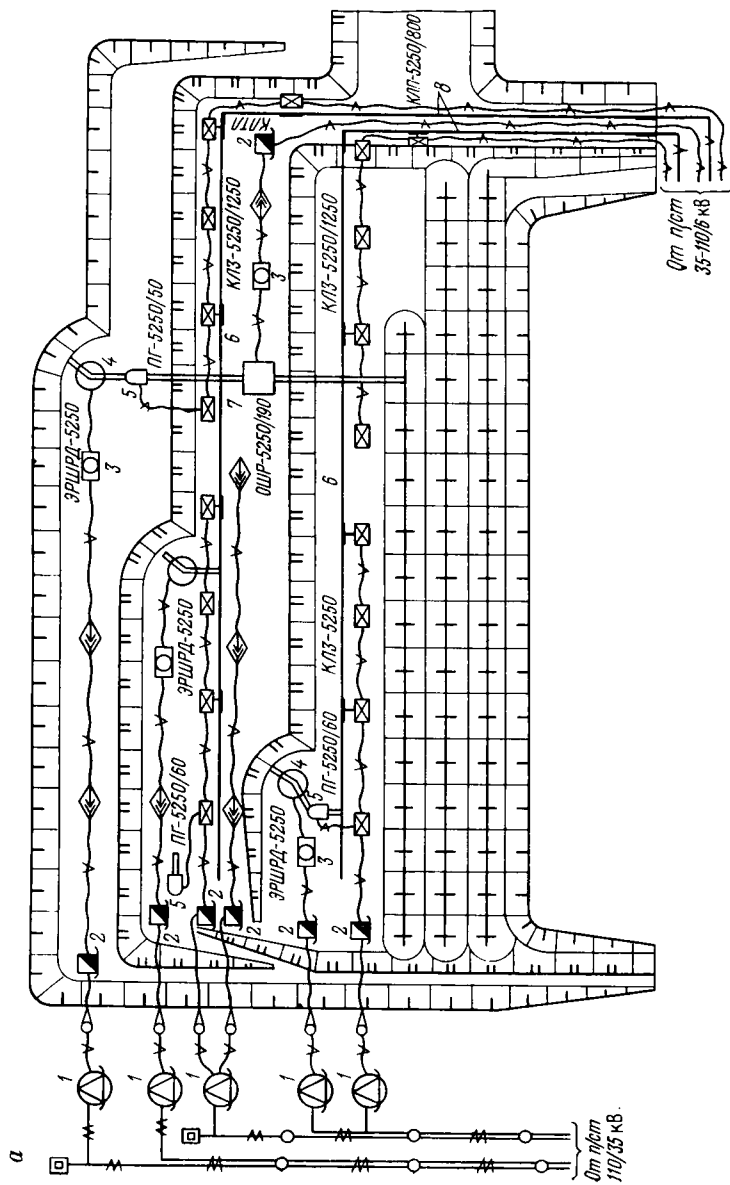
При отработке схемы электроснабжения участка необходимо учитывать технологию горных работ, надежность электроснабжения оборудования, удобство перемещения сетевых устройств и безопасность их обслуживания, стандартность и однородность электрооборудования, техническую возможность сооружения сетей, удобство их расширения и другие факторы. При этом параметр горной технологии во многих случаях является решающим фактором, определяющим вариант распределения электроэнергии в пределах даже участка. К таким параметрам относятся число, тип и мощность горных машин, число экскаваторных заходов и их ширина, длина участка горных работ и скорость подвигания экскаваторного забоя, а следовательно, и скорость подвигания фронта горных работ уступа, на котором расположена карьерная сеть, и смежного с ним,

Рис. 7.4. Схема электрообеспечения участка с двумя роторными комплексами:

а — план сети; б — принцип действия схемы; 1 и 8 — передвижная комплектная трансформаторная подстанция соответствующего типа ПКТП-6300-35/6 кВ и типа ПКТП-400-6/0,4 кВ; 2 — передвижной пункт с вакуумным выключателем типа ПП-6/400 (6/200); 3 и 4 — ленточный конденсатор соответственно КЛТ (КЛТЛ) — 2500/800 и КЛЗ-2500/800; 5 — перегружатель ПП-2500/35; 6 — роторный экскаватор ЭРП-2500; 7 — самоходный кабельный передвижник СКП-1200/150; 9 — буровой станок типа СБР-160; 10 — штепсельный разъем







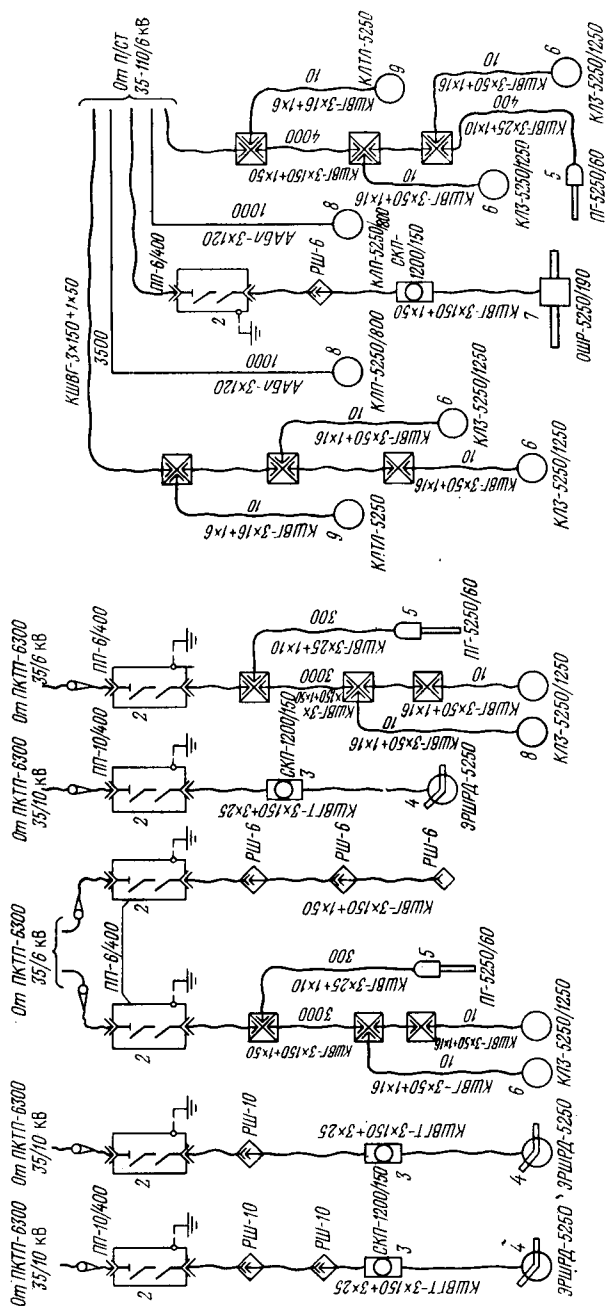


Рис. 7.5. Схема электроснабжения участка с тремя роторными комплексами:

а — план сети; б — принципиальная схема; 1 — передвижная комплектная трансформаторная подстанция типа ПКТП-6300 (4000) 35/10 (6) кВ; 2 — передвигной приключательный пункт с вакуумным выключателем ПП-10(6)/400; 3 — самоходный кабельный передвижник СКП-1200/150; 4 — роторный экскаватор ЭРШД-5250; 5 — перегружатель типа ПП-5250/50; 6, 8 и 9 — ленточный конвейер соответственно КЛЗ-5250/1250, КЛП-5250/800 и КЛТП-5250; 7 — отвалобразователь ОШР-5250/190

7.3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ДРАГ И УСТАНОВОК ГИДРОМЕХАНИЗАЦИИ

Драга представляет собой плавающую землечерпательную машину и состоит из комплекса агрегатов, осуществляющих в определенной последовательности: добычу (черпание) горной массы, обогащение полезного ископаемого и удаление пустых пород (хвостов) в отвалы. Отечественная промышленность выпускает драги вместимостью черпака 150, 210, 250, 380 и 600 л.

Объединение в одной машине горного, обогатительного и отвального оборудования обуславливает высокую энергоемкость и насыщенность драги электрооборудованием. Так, например, на драге с черпаками вместимостью 600 л установлено 350 электродвигателей общей мощностью 7200 кВт.

Силовое электрооборудование драги включает приводы: черпаковой цепи, лебедок носовых канатов, барабанного грохота (бочки), маневренной лебедки, галечного конвейера, центробежных насосов.

Производительность драги в основном определяется работоспособностью механизмов, обеспечивающих работу черпающего устройства — приводов черпаковой цепи и лебедок носовых канатов. Черпаковая цепь осуществляет разрушение и выемку горной породы, а лебедки носовых канатов, поворачивая драгу вокруг сваи, осуществляют боковую подачу драги. За счет боковой подачи черпаки заполняются породой и создается нагрузка на двигатели черпаковой цепи.

Работа основных механизмов драги взаимосвязана технологическим потоком материала. Чтобы остановка какого-либо электродвигателя не привела к завалу агрегата породой, применяется блокировка электродвигателей механизмов. При неожиданной остановке электродвигателя какого-либо механизма останавливаются все предыдущие по потоку механизмы, но при этом работают все последующие, дорабатывая поступивший до момента остановки материал. Пуск электродвигателей производится навстречу потоку материала.

Особенность электроснабжения драг заключается в том, что, имея значительные установленные мощности электродвигателей, они непрерывно перемещаются по мере разработки или вскрытия месторождения.

Кроме того, в большинстве случаев дражные полигоны значительно удалены от источников электроэнергии. Последнее обстоятельство вынуждает прокладывать специальную линию электропередачи напряжением 6—35 кВ к месту разработок.

Непосредственно драги питаются от береговой понизительной подстанции, расположенной вблизи дражных работ. От береговой подстанции электроэнергия поступает сначала по воздушной линии к месту дражных работ, а затем гибким кабелем напряжением 6 кВ передается на верхнюю палубу драги в камеру ввода. В этой камере береговой кабель соединяется с другим ка-

белем, включенным в цепь шин напряжением 6 кВ, размещенных в драгерском отделении.

От распредустройства 6 кВ получают питание высоковольтные двигатели главного привода и насоса, понизительные трансформаторы 6000/400 В, питающие низковольтные двигатели напряжением 380 В, и осветительный трансформатор 6000/230 В, обслуживающий осветительную сеть драги.

На драгах старого выпуска вводная камера с разъединителем выполнялась только на одной стороне, что затрудняло соединение с береговым кабелем при разработке возвратно-параллельными забоями. Современные драги имеют вводные камеры у обоих бортов, что позволяет проложить кабель за пределами зоны работы. Длина берегового кабеля определяется местными условиями и обычно составляет 200—300 м и реже больше, так как чрезмерная длина увеличивает его массу и затрудняет переноску.

Основные установки гидромеханизации — это насосные станции, землесосы, гидромониторы, напорный гидротранспорт и плавучие землесосные снаряды. Работа механизмов гидромеханизации связана с водой, вследствие чего их электрооборудование постоянно подвергается воздействию брызг и сырого воздуха. Поэтому в условиях гидромеханизации буровых работ должны применяться электродвигатели закрытого исполнения, защищенные от попадания в них воды и имеющие влагостойкую изоляцию.

Режим работы двигателей насосных и землесосных установок длительный с постоянной нагрузкой. Для привода насосных установок наибольшее применение находят асинхронные двигатели, реже — синхронные. Это объясняется тем, что асинхронные двигатели проще по конструкции и позволяют применять несложные схемы управления.

Особенность электроснабжения гидромеханических установок заключается в том, что, имея значительные установленные мощности электродвигателей, они непрерывно перемещаются по мере разработки или вскрытия месторождения.

Насосную станцию при наиболее распространенной схеме водоснабжения располагают стационарно у водоприемного пруда за пределами карьера. Станция оснащается несколькими насосными агрегатами. Номинальная мощность одного электродвигателя составляет 2000 кВт. Для питания насосной станции электроэнергией от ГПП строят одну или две воздушные линии электропередачи напряжением 6 кВ и в помещении насосной устанавливают распределительный пункт. При значительном удалении мощных насосных станций используют глубокий ввод и строят подстанцию напряжением 35/6 кВ. Электроприемники напряжением до 1000 В (ремонтное оборудование, эжектор для создания вакуума в насосе и заливки его водой при пуске, освещение и др.) питают от понизительного трансформатора небольшой мощности (40—63 кВ · А), размещенного в одной из ячеек.

Землесосы на открытых горных разработках монтируют в полустационарных установках, которые в течение сезона несколько

раз передвигают тракторами. Мощность электродвигателя землесоса составляет 1100 кВт.

Номинальное напряжение питания при мощности до 320 кВт преимущественно 380 В, при большей мощности — 6 кВ. Энергия подводится по воздушной линии обычно отпайкой от магистральной карьерной высоковольтной линии, выполненной на передвижных опорах и расположенной за пределами досягаемости струи гидромонитора. В отдельных случаях применяются перекачные землесосные станции, расположенные за пределами горных выработок; питание их электроэнергией осуществляется одной-двумя постоянными высоковольтными линиями 6 кВ.

Плавающие землесосные снаряды также являются мощными электроприемниками. Установленная мощность их электродвигателей составляет более 5000 кВт. Для их питания от подстанции карьера строят радиальную воздушную линию 6 кВ. Гибкий кабель от приключательного пункта к земснаряду прокладывают вместе с напорным трубопроводом на понтонах, спущенных в водоем.

8. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ БУРОВЫХ СТАНКОВ, ВОДООТЛИВНЫХ, КОМПРЕССОРНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

8.1. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ БУРОВЫХ СТАНКОВ

Для бурения взрывных скважин на открытых горных разработках применяют буровые станки различных типов: вращательного, ударно-вращательного и огневого бурения. Все механизмы станков имеют электрический привод.

Механизмы бурового станка подразделяют на основные и вспомогательные. Основные рабочие механизмы бурового станка — механизмы вращения и подачи на забой рабочего органа — колонны штанг с рабочим инструментом (режущей коронкой, шарошечным долотом, погружным пневмоударником и др.). Режим работы и нагрузочные диаграммы механизма вращения рабочего органа буровых станков зависят от конструктивных особенностей и характера работы подающего механизма. К вспомогательным механизмам буровых станков относят компрессоры, насосы и вентиляторы, а также механизмы хода, наращивания и разборки бурового станка и др. Как правило, буровые станки имеют многодвигательный электропривод. Число двигателей зависит от конструкции станков от 2 у шнековых до 14 у шарошечных и огневых. Установленная мощность двигателей буровых станков находится в пределах: 25—165 кВт — шнековых, 320—850 кВт — шарошечных, 3—180 кВт — ударно-вращательных, 111—364 кВт — огневых и термомеханических, до 40 кВт — канатно-ударных.

На станках вращательного бурения, у которых буровой став подается на длину штанги без перехватов, режим работы электродвигателя привода вращателя бурового станка продолжительный с переменной по значению нагрузкой. На станках шарошечного и ударно-вращательного бурения, у которых буровой став подается с частыми перехватами, режим работы электродвигателя механизма вращения повторно-кратковременный с продолжительностью включения ПВ-60 %. Нагрузка неравномерная с пиками момента, достигающими 2—2,5-кратного значения номинального. На станках огневого бурения электродвигатели вращателя и лебедки подачи бурового става на забой работают в длительном режиме с постоянной нагрузкой.

Электродвигатели вспомогательных механизмов станков работают либо в длительном режиме с постоянной нагрузкой (электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов), либо в кратковременном режиме с постоянной или переменной нагрузкой (электродвигатели механизма хода, парашивания и разборки бурового става и др.).

Электропривод вращателя работает как на постоянном, так и на переменном токе. Применяется в основном электропривод двух типов: асинхронный нерегулируемый (или частота вращения регулируется ступенчато с помощью редуктора либо переключением числа пар полюсов двух- и трехступенчатого электродвигателя) и регулируемый постоянного тока по системе Г—Д и ТП—Д изменением напряжения на зажимах якоря и дополнительно редуктора. Однако применение тиристорных преобразователей увеличивает уровень помех в карьерных электрических сетях. Поэтому важной задачей совершенствования привода вращателя является создание помехоустойчивых схем преобразователей. Рассматриваются возможности использования для вращателя частотно-регулируемого привода переменного тока, а также асинхронных двигателей с повышенным скольжением. Двигатели вспомогательных механизмов работают на переменном токе, и для них применяется только асинхронный нерегулируемый электропривод.

К основному электрооборудованию бурового станка относятся электродвигатели всех механизмов станка и аппаратура их управления, к вспомогательному — электрические устройства узлов станка, не участвующие непосредственно в процессе образования скважин (вентиляция и отопление кабины печками и электрокалориферами, подогрев воды и индукционный нагрев труб для предотвращения их промерзания в зимнее время, освещение и т. п.).

Применяемое на буровых станках электрооборудование имеет закрытое исполнение, защищенное от попадания внутрь пыли и влаги. Для привода переменного тока вращателя и вспомогательных механизмов бурового станка используют в основном асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором серий АО, ВАО, АОС, АОЛ, АЗ, КОФ, МТКВ, МТКМ и др. Для привода вращателя постоянного тока применяют крановые электродвигатели типа ДПВ. Для привода ходового механизма, лебедки подь-

ема вращателя и вспомогательных механизмов применяют горизонтальные, а для привода вращателя — в большинстве случаев вертикальные электродвигатели.

В качестве аппаратуры управления на станках применяют магнитные пускатели общепромышленного (П, ПА, ПМЕ) или рудничного (ПМВ, ПМВР) исполнения с двух- и трехкнопочными постами. В соответствии с требованиями правил безопасности и технологическими требованиями электрооборудование имеет защиту и блокировки для контроля исправности отдельных элементов оборудования и предотвращения нарушений нормального режима работы механизмов станка.

Электрические схемы шнековых, канатно-ударных и ударно-вращательных станков практически идентичны, а схемы управления двигателями типовые контакторные. Защита двигателей от длительных перегрузок осуществляется тепловым реле, встроенным в каждый пускатель, а от токов к. з. — плавкими предохранителями. Релейно-контакторная аппаратура (кнопки, переключатели) смонтирована на силовом щите, панелях и пульте управления. Цепи управления переменного тока напряжением 220 В получают питание от трансформаторов 380/220 В, а постоянного тока напряжением 110 В — от выпрямителя.

Шарошечные станки наиболее мощные, массовые и автоматизированные. Электрооборудование и схемы управления электроприводами этих станков из-за большого числа двигателей и применения на приводе вращателя двигателя постоянного тока значительно сложнее, чем у рассмотренных выше станков. В качестве примера на рис. 8.1 приведена принципиальная электрическая схема станка СБШ-250МН. Три жилы гибкого кабеля присоединяются к кабельному вводу (вводной коробке) *КВ* станка, четвертая (заземляющая) жила — к его корпусу. Вводной автоматический выключатель *QF1* имеет электромагнитный привод, позволяющий управлять им из кабины машиниста. Трансформатор *Tr1* служит для питания напряжением 220 В цепей управления и освещения станка. Реле утечки автоматически отключает вводной автомат при однофазных замыканиях на землю. Питание в цепи управления подается автоматическим выключателем *QF3*, силовые электроприемники к сети напряжением 380 В присоединяются автоматами *QF4—QF8*.

Двигатели вспомогательных механизмов хода, компрессоров, маслонасосов, вентиляторов, а также вспомогательных установок станка включаются нереверсивными и реверсивными магнитными пускателями с максимальной и тепловой защитой. Управление пускателями и контакторами производится кнопочными постами и ключами. Схемы управления типовые для асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Основные операции при бурении выполняются с помощью универсальных переключателей типа УП. Пускорегулирующая защитная и коммутационная аппаратура цепей переменного тока размещена в шкафу. Управление процессом бурения и контроль за его ходом осуществляются с пульта

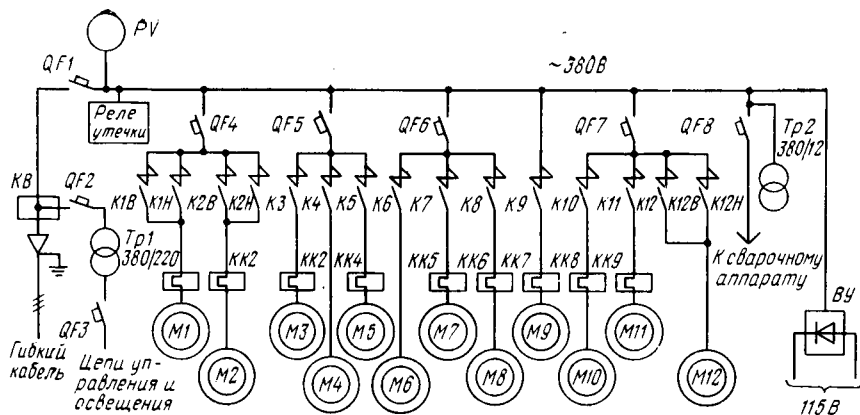


Рис. 8.1. Принципиальная электрическая схема бурового станка СБШ-250МН
Двигатели: М1—М2 — гусениц; М3, М4, М6, М7, М8, М11 — насосов маслосистем и системы обогрева; М9 — компрессора; М13 — вращения буровой штанги; М5, М10, М14, М15 — вентиляторов обдува компрессора; М12 — тали

управления в кабине машиниста, на котором сосредоточены контрольно-измерительные приборы, универсальные переключатели, тумблеры и кнопки управления основным электрооборудованием станка. Освещение машинного отделения и кабины станка осуществляется светильниками ПСХ-60, рабочей площадки — светильниками РН-100 и прожекторами ПЗ-35.

Электрооборудование термомеханического бурового станка СБТМ-20 содержит 13 электродвигателей переменного тока, 1 электродвигатель постоянного тока, трансформаторы и нагреватели. Станок оборудован навесным кабельным барабаном. В схеме станка предусмотрен трехполюсный переключатель, который служит для быстрого восстановления правильного чередования фаз. Силовые электроприемники присоединяются к сети автоматическими выключателями и магнитными пускателями. Цепи управления и освещения питаются напряжением 220 В.

Электроснабжение буровых станков на открытых горных разработках осуществляется напряжением 380 В от передвижных комплектных трансформаторных подстанций (ПКТП) 6/0,4 кВ мощностью до 400 кВ·А или напряжением 6 кВ от распределительных внутрикарьерных ЛЭП.

Электроэнергия напряжением 380 В от ПКТП к буровым станкам (рис. 8.2) подводится одним (шнековые станки, огневой СБР-160 и т. п.) или двумя (станки 2СБШ-200Н и т. п.) параллельными гибкими четырехжильными кабелями в основном марки КРПТ (КРШК, КРПС) сечением 50—70 мм² (иногда до 150 мм²). Длину кабелей обычно принимают до 100—120 м (иногда до 200 м).

Электроснабжение станка БАШ-320М осуществляется напряжением 6 кВ от приключательного пункта с помощью гибкого

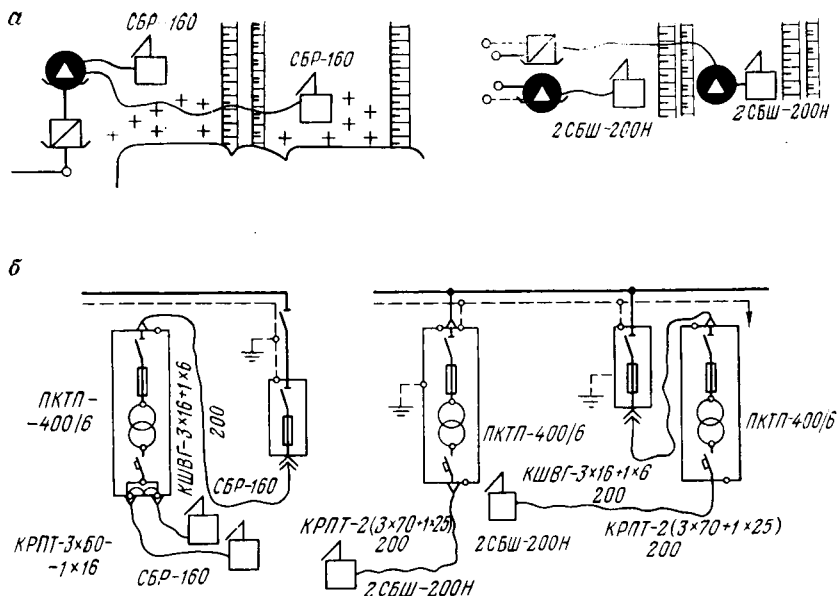


Рис. 8.2. Принципиальная схема электроснабжения буровых станков:
а — план сети; б — принципиальная схема

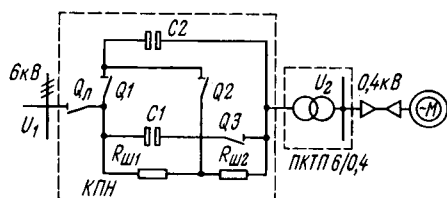


Рис. 8.3. Схема коммутации регулируемой установки компенсации реактивной мощности КРН

кабеля КГЭ $3 \times 25 + 1 \times 10$ мм². Напряжение от сети 6 кВ поступает на силовой трансформатор ТМЭ 6/0,4 кВ, установленный на борту станка.

Электроснабжение мощных буровых станков (СБШ-320, СБТМ-20), оборудованных навесными кабельными барабанами, осуществляется напряжением 380 В от подстанции 6/0,4 кВ с помощью двух гибких кабелей КРШК сечением $3 \times 120 + 1 \times 35$ мм².

В процессе бурения работа электроприводов мощных буровых станков характеризуется наличием ударных электрических нагрузок. Мощные асинхронные двигатели станков питаются от трансформаторов относительно небольшой мощности, поэтому необходимы новые технические решения по регулированию напряжения в сетях, питающих буровые станки. Для этого в системе трансформатор ПКТП — буровой станок применяется продольная компенсация реактивной мощности, что приводит к снижению потерь напряжения. Мощность компенсаторов потерь напряжения (КПН)

выбирается из условия прохождения максимальной нагрузки электроприемника в переходном режиме, а параметры КПН — из условия пуска наиболее мощного электродвигателя бурового станка.

Схема коммутации передвижной установки КПН приведена на рис. 8.3. Статические конденсаторы КПН включены на стороне 6 кВ параллельно в расщелку линии, так как применение компенсации на стороне 0,4 кВ неэффективно из-за необходимости установки конденсаторов большой емкости. Для предупреждения выхода из строя электродвигателей буровых станков во время пуска при пониженном напряжении сети выбирается уставка минимальной защиты $U_a \leq 0,9 U_{ном}$. С целью устранения резонансных колебаний при коммутационных режимах в КПН на каждой фазе установлены шунтирующие сопротивления $R_{ш}$.

Для компенсации потерь напряжения во всем диапазоне нагрузок электроприводов как в пусковом, так и в рабочем режиме в КПН изменяют емкость последовательных конденсаторов. Требуемый регулирующий эффект при меньших капитальных затратах достигается в схеме трехступенчатого регулирования: после окончания пускового периода батареи конденсаторов продольной компенсации с параллельного соединения, необходимого для прохождения тока в переходном режиме, переключаются на последовательное.

В период запуска, соответствующего ступени I, для прохождения пускового тока батареи $C1$, $C2$ соединяются параллельно, для этого включаются выключатели Q_1 , $Q2$ и $Q3$, а выключатель $Q4$ находится в отключенном состоянии. По окончании пускового периода изменение емкости конденсаторной установки на II ступени достигается отключением от сети батареи $C2$ переводом $Q2$ в отключенное положение. При этом электроприемник продолжает получать питание от сети через емкость $C1$ и трансформатор. Перевод конденсаторов $C1$, $C2$ на последовательное присоединение, соответствующее III ступени регулирования, производится включением $Q4$ с последующим переводом $Q3$ в отключенное состояние.

За счет установки продольной компенсации улучшаются качественные показатели электроснабжения в пусковом и рабочем режимах. Потери напряжения при пуске электродвигателя компрессора снижаются в 2,8 раза, а продолжительность пускового периода сокращается в 1,8 раза.

Технико-экономические расчеты показывают целесообразность применения для электроснабжения мощных буровых станков напряжения 6 кВ с размещением понижающего трансформатора 6/0,4 кВ непосредственно на буровом станке. Принципиальная схема питания мощных буровых станков при напряжении 6 кВ аналогична схеме питания экскаватора. В качестве питающего гибкого кабеля при электроснабжении буровых станков напряжением 6 кВ используются силовые гибкие кабели КГЭ для питания передвижных машин.

Такая схема электроснабжения обладает рядом преимуществ. Сечение жил питающего кабеля при напряжении 6 кВ уменьшается в 15 раз по сравнению с сечением жил кабеля при напряжении 380 В. Сравнительно небольшие сечения, диаметр и масса питающего кабеля позволяют оснастить станки навесным кабельным барабаном необходимой по условиям эксплуатации вместимости (200—300 м). Общая масса электрооборудования и кабелей, входящих в систему электроснабжения 6 кВ, по сравнению с массой системы при напряжении 380 В (с учетом ПКТП 6/0,4 кВ) снижается более чем в 2 раза, а электрооборудования, находящегося на станке,— более чем в 1,5 раза.

Поэтому при переходе на напряжение 6 кВ значительно снижаются затраты на систему электроснабжения буровых станков по сравнению с применением напряжения 380 В. Согласно расчетам вариантов схем электроснабжения, капитальные затраты уменьшаются в 2,7 раза, годовые текущие издержки — более чем в 3 раза. Одновременно значительно повышается надежность электроснабжения.

8.2. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ КАРЬЕРНЫХ ВОДООТЛИВНЫХ УСТАНОВОК

Водоотливные установки применяются для удаления за пределы карьера вод, которые поступают в горные выработки в результате атмосферных осадков (ливни, аварийные притоки во время паводков), «проскоков» воды из водоносных горизонтов, а также используются для осушения месторождения — обезвоживания разрабатываемой породы и снижения напорного давления воды в подстилающих породах.

Для осушения карьеров применяются открытые и скважинные водоотливные установки и дренажный подземный комплекс.

Открытая водоотливная установка состоит из насосной станции, располагаемой непосредственно в карьере, и открытого водосборника, куда дренируются из массива горных пород воды по дренажным канавам, а затем по системе трубопроводов удаляются за пределы карьера. При этом могут быть одно- и многоступенчатая схемы водоотлива.

Скважинные водоотливные установки для понижения уровня грунтовых вод содержат: водопонижающую скважину; глубинный погружной насос со специальным электродвигателем (типа ПЭДВ), погружаемым в скважину ниже динамического уровня воды в ней; систему трубопроводов и аппаратуру управления. Кабель для питания электродвигателя опускают в скважину одновременно с колонной нагнетательного трубопровода.

При *дренажном подземном* способе осушения (применяется при многослойной толще неустойчивых и слабопроницаемых пород) сооружаются подземные дренажные водоотливные комплексы: вода через пропускные трубы отводится в подземные горизонтальные дренажные выработки, которые опоясывают карьер

по периметру и имеют уклон в сторону центрального водосборника, откуда вода подземными стационарными водоотливными установками по трубопроводам, размещенным в стволах, откачивается за пределы карьера. Такой водоотлив имеет сложное электро-техническое хозяйство и большую установленную мощность двигателей.

К электрооборудованию водоотливных (в общем случае насосных) установок относятся приводные электродвигатели, пускозащитная аппаратура и приборы автоматизации.

Электродвигатели водоотливных установок должны отвечать ряду требований, в том числе требованиям защиты от попадания в них воды, влагостойкости изоляции обмоток и токоведущих частей. В зависимости от условий применения водоотливные установки оборудуют электродвигателями в закрытом, защищенном (А, АП, АТД, ДСП, ДАМ, ДАНТ, ДАМСО и др.) и взрывобезопасном (ВАО, АЗП, ДАЗ, ДАП и др.) исполнениях.

У электродвигателей, находящихся во влажной атмосфере, во время продолжительной остановки может увлажниться изоляция обмоток. Поэтому на ответственных водоотливных установках предусматриваются специальные трансформаторы для сушки электродвигателя. Напряжение на зажимах вторичной обмотки таких трансформаторов составляет 6—8 % номинального напряжения электродвигателей.

Привод насосов водоотливных установок осуществляется в основном асинхронными двигателями с короткозамкнутым и фазным ротором напряжением 380—660 В и 6 кВ, реже — синхронными двигателями. Пуск асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором выполняется на полном напряжении сети с помощью релейно-контакторной аппаратуры. Предусматривается аварийное отключение установок при длительном понижении напряжения ($U < 0,8 U_{\text{ном}}$).

Для управления электродвигателями насосных установок напряжением до 1000 В применяют магнитные пускатели, контакторы, реле защиты и управления и т. п. Релейно-контакторная аппаратура устанавливается в шкафах и пультах управления. Для управления и защиты двигателей напряжением выше 1000 В широко используют комплектные распределительные устройства из шкафов ЯКНО-6 и др.

Обеспечение бесперебойной работы электродвигателей водоотливных установок определяется системой электроснабжения. В зависимости от мощности двигателей питание предусматривается на напряжение 0,4 или 6 кВ. Электроснабжение передвижных мало мощных водоотливных установок осуществляется от ПКТП 6/0,4 кВ гибким кабелем КРПТ аналогично электроснабжению буровых станков. Напряжение к передвижной водоотливной установке от линии 6 кВ подается гибким кабелем через приключательный пункт.

По бесперебойности электроснабжения водоотливные установки относятся к потребителям II (поверхностный и глубинный водоот-

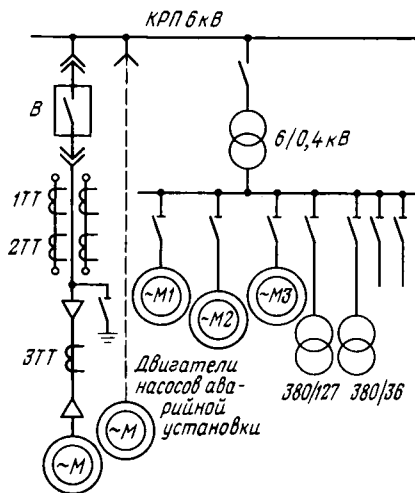


Рис. 8.4. Принципиальная схема питания мощной передвижной водоотливной установки

лив и I (водоотливные установки дренажных шахт) категорий. Число независимых источников питания электроэнергией и резервирование определяются категорией электроприемников.

Защита двигателей водоотлива напряжением 0,4 кВ от перегрузки и к. з. осуществляется только автоматическими выключателями.

В сложных гидрогеологических условиях при больших притоках воды предусматриваются мощные водоотливные установки. Электрооборудование такой передвижной водоотливной установки карьера (рис. 8.4) содержит два основных насосных агрегата: один—рабочий, другой—резервный с асинхронными электродвигателями с короткозамкну-

тым ротором мощностью 250 кВт и аварийную установку с тремя рабочими насосами меньшей подачи (М1—М3). Электродвигатели основных насосов напряжением 6 кВ питаются от передвижного карьерного распределительного пункта (ПКРП), а электродвигатели аварийных насосов и электрооборудование вспомогательных механизмов напряжением 0,4 кВ — от трансформатора 6/0,4 кВ, установленного на этом ПКРП. На стороне 6 кВ предусматриваются токовая защита (с трансформаторами 1ТТ и 2ТТ) и защита от однофазных замыканий на землю (с трансформатором 3ТТ). Распредпункт 0,4 кВ располагается в электрощитовом помещении (передвижной будке). Установленная мощность такой водоотливной установки на напряжении 6 кВ — 1250 кВт, на напряжении 0,4/0,13 кВ — 7,5 кВт.

Для управления рабочими насосами водоотливной установки применяется унифицированная аппаратура водоотлива УАВ. Шкафы местного управления и аппаратура УАВ устанавливаются в электрощитовом помещении. Силовая сеть водоотливной установки выполняется кабелями. Напряжение 127 В сети рабочего освещения и 36 В ремонтного освещения получают от понижающих трансформаторов 380/127 и 380/36 В, установленных в помещении насосной и в РП.

8.3. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Энергия сжатого воздуха на карьерах применяется при первичном и вторичном (разбурировании негабаритных глыб горной массы) бурении пневматическими молотками и перфораторами,

для бурозаправочных станков, управления некоторыми органами горно-транспортных машин (экскаваторов, буровых станков и т. п.) и др.

Для получения сжатого воздуха на карьерах предусматриваются стационарные или передвижные компрессорные установки. Обычно применяются поршневые и винтовые компрессоры. При большом числе потребителей сжатого воздуха оборудуются стационарные (центральные) компрессорные станции, располагаемые на бортах карьеров вне границ горных работ; от них сжатый воздух по трубопроводам подается к отдельным потребителям. При малом числе потребителей применяются небольшие передвижные компрессорные установки. На горнотранспортных машинах в большинстве случаев устанавливаются собственные индивидуальные компрессоры.

Режим компрессора длительный, с постоянной нагрузкой. Компрессоры обычно пускают в ход вхолостую.

Для привода стационарных компрессоров применяют синхронные и асинхронные с фазным ротором двигатели, а для передвижных и индивидуальных компрессоров небольшой производительности и продолжительности работы при мощности менее 100 кВт — асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором.

Управление двигателями компрессоров осуществляется с помощью магнитных пускателей, контакторов, автоматов, комплектной аппаратуры, КРУ и т. п.

Для управления стационарными компрессорными установками с любым числом компрессоров производительностью от 10 до 100 м³/мин применяются типовые комплектные устройства автоматического управления. Автоматическое управление осуществляется с помощью станций и пультов управления, на которых монтируется аппаратура управления электродвигателями и контроля необходимых параметров в автоматическом, полуавтоматическом и ручном режимах управления.

Электроснабжение компрессорных установок осуществляется аналогично электроснабжению водоотливных установок.

8.4. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МЕХАНИЗМОВ И УСТАНОВОК

При разработке полезных ископаемых открытым способом находят широкое применение различные электрифицированные вспомогательные механизмы и установки. К их числу относятся краны, применяемые для переукладки железнодорожных путей, лебедки (маневровые, скреперные и др.), ручные и колонковые электро-сверла, средства механизации по передвижке внутрикарьерных кабельных линий, установки для разрушения горных пород и т. п. Приводы их выполнены преимущественно с асинхронными двигателями и соответствующими схемами управления.

Самоходные кабельные передвижки СКП-1200/150 (550/150) содержат два кабельных барабана — главный I и вспомогатель-

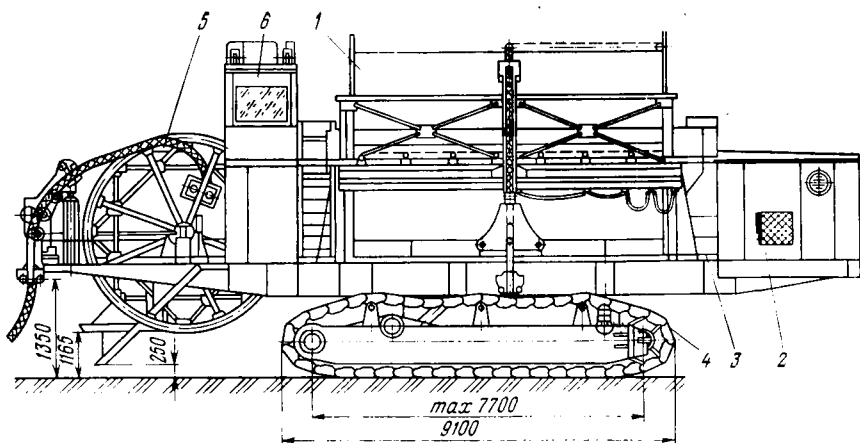


Рис. 8.5. Общий вид самоходного кабельного передвижчика:

1 — главный барабан; 2 — дизель-электрическая установка; 3 — опорная (не-сушая) рама; 4 — гусеничный ход; 5 — вспомогательный барабан; 6 — кабина машиниста

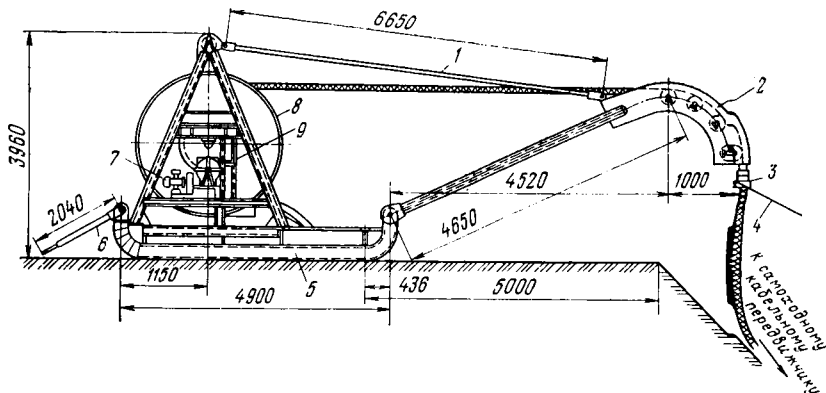


Рис. 8.6. Консольный кабельный кран-укосина для спуска отвеса кабеля горно-транспортной машины с рабочего борта:

1 — канат; 2 — стрела; 3 — штепсельный разъем; 4 — оттяжка; 5 — салазки; 6 — дужки; 7 — привод; 8 — барабан; 9 — кожух

ный 5, каждый из которых имеет индивидуальный привод на основе асинхронного электродвигателя с фазным ротором мощностью 7,5 кВт (рис. 8.5). Все оборудование передвижчика размещено на общей платформе 3 с гусеничным ходом 4. Управление машиной осуществляется из кабины машиниста 6 перед передвижчиком. Каждая гусеничная тележка имеет индивидуальный привод с электродвигателем мощностью 45 кВт. Установленная мощность электроприемников (двигателей, отопления, подогрева и освещения) передвижчика составляет около 155 кВт. Электроэнергия к приводам СКП подается кабелем от трансформатора мощностью

180 кВ·А. При обесточенном кабеле передвижник питается от дизель-электрического агрегата 2 трехфазного тока мощностью 200 кВт.

Консольный кабельный кран-укосина (рис. 8.6) для спуска от веса гибкого кабеля на нижележащие горизонты имеет привод 7 с асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором мощностью 3 кВт. Конструкция крана-укосины включает салазки 5, на которых крепятся А-образные стойки, между которыми размещается кабельный барабан 8. Верхняя часть стоек канатом 1 соединена со стрелой 2, жестко соединенной с салазками. Стрела с помощью троса-оттяжки 4, присоединяемого к штепсельному разъему 3, может принимать разное положение. Кабель с барабана через направляющие стрелы прокладывается к СКП. Редуктор привода закрывают кожухом 9. Дужка 6 предназначена для связи с транспортным средством (трактором, бульдозером) при перемещении крана-укосины.

Для разрушения негабаритов горной породы током промышленной частоты используется передвижная установка 2УРН2А. Основной узел установки — включаемый через разъединитель и предохранители силовой однофазный масляный трансформатор 6 кВ мощностью 400 кВ·А с отпайками на вторичной обмотке. Трансформатор создает повышенное напряжение, подводимое к негабаритному куску породы с помощью переносных штанг, которые состоят из изолированного держателя, металлического стержня и графитового электрода. Для управления ступенями трансформатора используются электропневматические контакторы на номинальное напряжение 4 кВ и длительный ток 800 А. Подача напряжения в цепи управления этих контакторов по определенной программе осуществляется с помощью кулачкового переключателя.

Автоматическое управление процессом разрушения негабарита, защита цепей электрической схемы от перегрузок и замыканий, контроль и сигнализация установки выполнены на базе типовых реле и автоматов, которые смонтированы на станции управления. Вспомогательное оборудование (двигатель компрессора, который обеспечивает работу пневмоконтакторов, двигатель кулачкового переключателя, калорифер с нагревательными элементами и двигателем, освещение, сигнализация и др.) питается от трансформатора собственных нужд типа ТМ мощностью 25 кВ·А, напряжением 6/0,4/0,23 кВ, включаемого через разъединитель и предохранители.

9. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ КАРЬЕРНОГО ЭЛЕКТРОВОЗНОГО ТРАНСПОРТА

9.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Транспортирование вскрыши и полезных ископаемых — один из наиболее важных и трудоемких процессов всего технологического цикла открытых горных работ. Исследования ДГИ по рациональному выбору транспорта показали, что в верхней зоне карьера (до глубины 150 м) наиболее экономичен железнодорожный транспорт.

В общей стоимости 1 т добываемого полезного ископаемого транспортные расходы составляют около 30 % для неглубоких карьеров и приближаются к 70 % при глубине карьера в несколько сот метров. Для крупных карьеров характерны предельная глубина отработки до 700 м, большие линейные размеры и средняя дальность откатки полезного ископаемого и пустой породы, поэтому транспортирование из них огромных объемов горной массы наиболее экономично производить электрифицированным железнодорожным транспортом.

Для карьерного транспорта характерными чертами являются высокая металло- и энергоемкость, а также занятость в транспортном процессе до 45 % списочного состава всех рабочих карьеров. Капитальные затраты на транспорт для многих карьеров с развитым путевым хозяйством составляют около 40 % общих капиталовложений.

Особенности карьерного железнодорожного транспорта — временный характер забойных путей, тяжелый профиль пути, циклично-замкнутое движение поездов на сравнительно коротких расстояниях при уплотненном графике движения, зависимость схемы путевого развития от технологии горных работ.

На карьерах работают электровозы и тяговые агрегаты постоянного и переменного тока.

Одно из важных преимуществ электровозов переменного тока — повышенный коэффициент сцепления (0,33—0,34), соответствующий повышающий на 15 % массу поезда по сравнению с электровозами постоянного тока.

Тяговый агрегат состоит из трех секций: электровоза управления, дизельной секции и моторного думпкара или из электровоза управления и двух моторных думпкаров. Основные преимущества тяговых агрегатов — их большая сцепная масса (360 т) и мощность (6000 кВт и более), а также возможность довести подъемы в капитальных траншеях до 50—60 % с составами массой до 1200 т.

Тяговые двигатели питаются от двух кремниевых выпрямительных установок, преобразующих переменное напряжение в плавно меняющееся по значению напряжение постоянного тока.

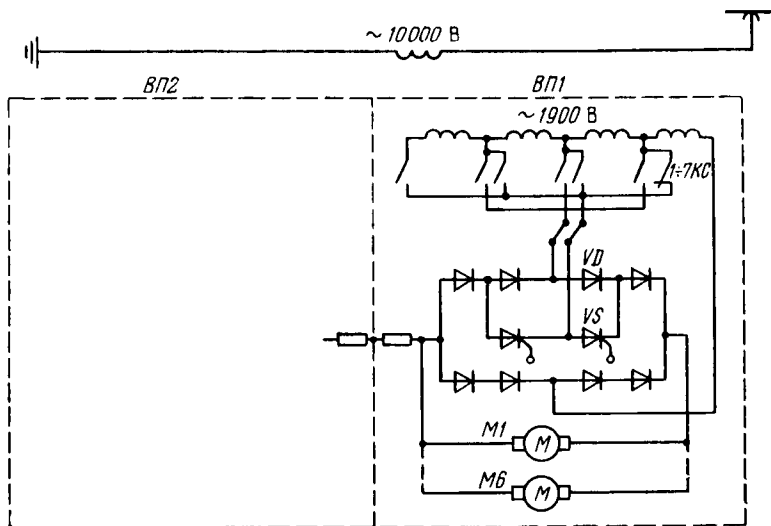


Рис. 9.1. Схема питания двигателей тяговых агрегатов переменного тока

Рис. 9.2. Схема питания тяговой сети на постоянном токе напряжением 3,3 (1,65) кВ:

1 — тяговая подстанция; 2 — питающие линии; 3 — контактная сеть; 4 — электровоз; 5 — рельсы; 6 — пункт секционирования; 7 — отсасывающая линия

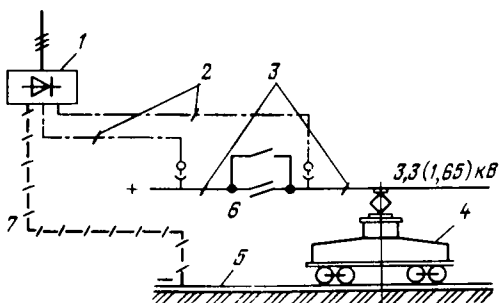
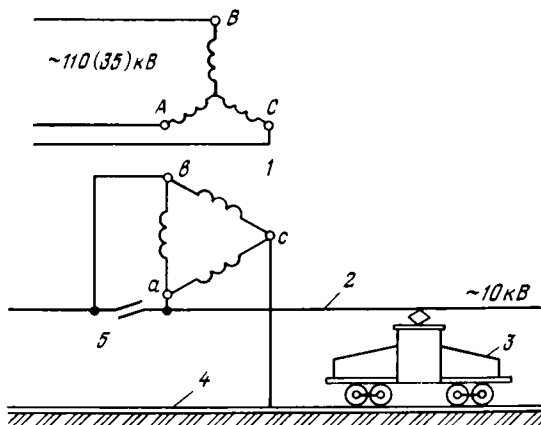


Рис. 9.3. Схема питания тяговой сети на переменном однофазном токе напряжением 10 кВ:

1 — тяговый трансформатор У/Δ-11; 110(35)/10 кВ; 2 — контактная сеть; 3 — электровоз; 4 — рельсы; 5 — пункт секционирования



Тяговые двигатели агрегата соединены в две группы по шесть параллельно включенных двигателей в каждой, причем каждая группа двигателей питается от своей выпрямительной установки (рис. 9.1).

Основные технические данные промышленных электровозов и тяговых агрегатов приведены в работе [19].

Электроснабжение карьерного электровозного транспорта состоит из трех основных частей: внешнего электроснабжения, тяговых подстанций и тяговых сетей.

Схемы питания тяговых сетей на постоянном и переменном токах показаны соответственно на рис. 9.2 и 9.3. Для электровозного транспорта на карьерах применяется постоянный (выпрямленный) ток напряжением 1650 и 3300 В и однофазный переменный ток промышленной частоты напряжением 10,5 и 27,5 кВ. Номинальное напряжение на токоприемнике электровоза принимается соответственно 1500 и 3000 В при постоянном токе, 10 и 25 кВ при переменном токе.

К внешнему электроснабжению относится энергосистема с ее источниками питания и высоковольтными воздушными или кабельными линиями, проложенными к тяговым подстанциям.

9.2. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Из разнообразных вариантов выполнения тяговых подстанций наиболее распространены на карьерах два типа: чисто тяговые подстанции с открытым (ОРУ) и закрытым распределительными устройствами (ЗРУ) и совмещенные подстанции, питающие тяговую и промышленную нагрузки.

По напряжению тяговые подстанции классифицируются:

тяговые подстанции постоянного тока с напряжением на шинах, питающих контактную сеть, 1,65 и 3,3 кВ и первичным напряжением переменного тока 110, 35, 10 и 6 кВ;

тяговые подстанции однофазного переменного тока с напряжением на шинах, питающих контактную сеть, 10,5 и 27,5 кВ и первичным напряжением подстанции 220, 110 и 35 кВ.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) тяговых подстанций выполняется аналогично ОРУ понизительных подстанций промышленных предприятий. Опорные конструкции и фундаменты под оборудование и аппаратуру ОРУ, а также здание закрытой части подстанции сооружают, как правило, из сборного железобетона. Здания закрытой части подстанций проектируют одно- и двухэтажными. Выводы питающих и отсасывающих линий тяговой сети выполняют обычно воздушными. При незначительном удалении подстанции от рельсовой сети отсасывающие линии выполняют рельсовыми.

Тяговые подстанции постоянного тока состоят из РУ первичного напряжения преобразовательных агрегатов, РУ постоянного тока, сглаживающих устройств и устройств собственных нужд. На стороне постоянного тока принята параллельная работа преобразователей.

Преобразовательные агрегаты состоят из выпрямительных шкафов, в которых размещены кремниевые вентили; питающих трансформаторов; быстродействующего автоматического выключателя; шкафов защиты и управления; специальных устройств для защиты от перенапряжений. Широкое применение нашли тяговые преобразователи УВКП-1 на номинальный выпрямленный ток 2000 А и напряжение 1650 В, ПВЭ-3У, ПВЭ-3М, ПВЭ-5А, ПВЭ-5АМ — на номинальный выпрямленный ток 3000 А и напряжение 3300 В. Технические характеристики этих преобразовательных агрегатов приведены в работе [18]. В качестве коммутационных и защитных аппаратов на тяговых подстанциях постоянного тока используют однополюсные быстродействующие выключатели ВАБ-28, ВАБ-42 и ВАБ-43.

Схема главных цепей несовмещенной тяговой подстанции напряжением 35/1,65 кВ с четырьмя выпрямительными агрегатами приведена на рис. 9.4.

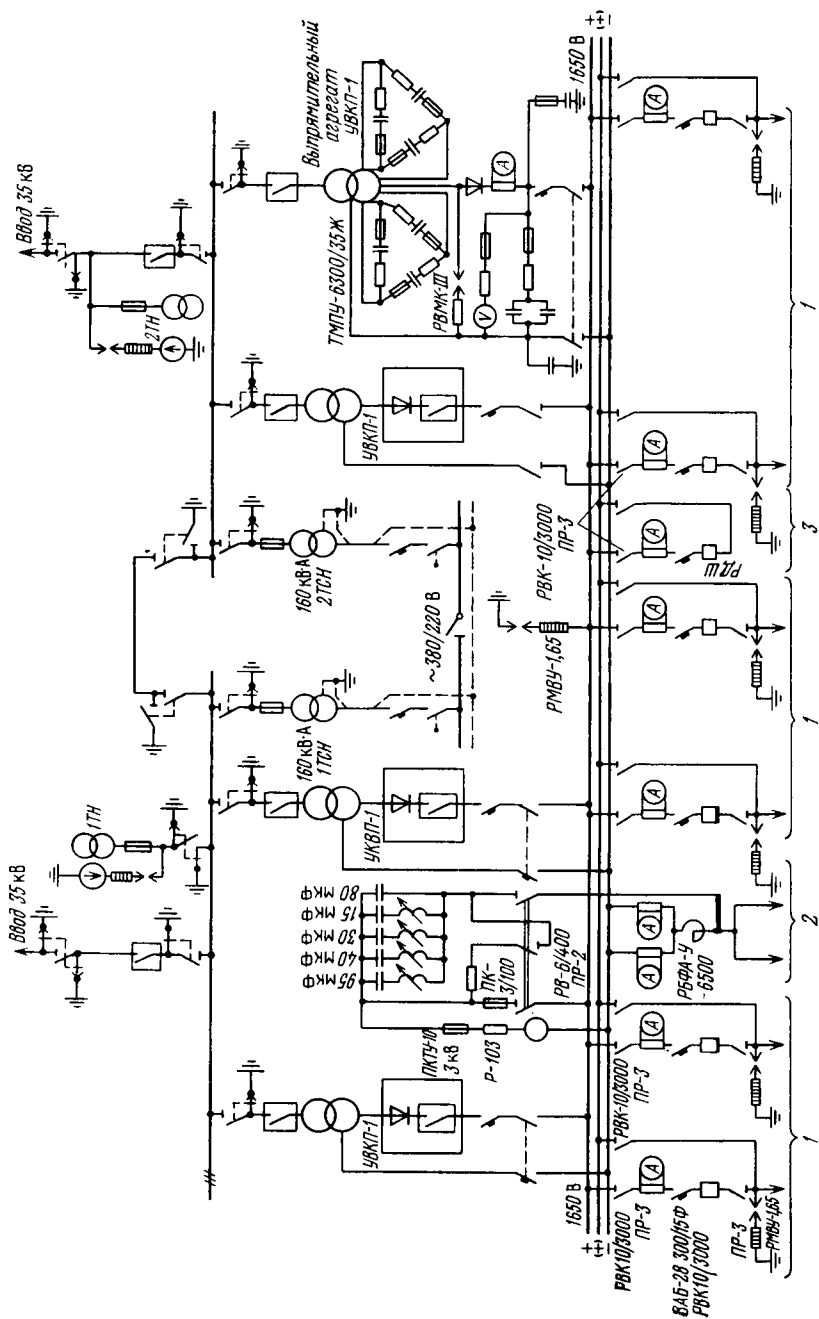
При нулевой схеме выпрямления катоды всех выпрямительных агрегатов присоединяются с помощью быстродействующих выключателей к общей сборной шине «плюс», а нулевые точки тяговых трансформаторов с помощью разъединителей — к сборной шине «минус». К шине «плюс» также с помощью быстродействующих выключателей подсоединяются питающие линии контактной сети, а к шине «минус» — наглухо одна или несколько отсасывающих линий.

Распредустройство постоянного тока состоит из трех несекционированных шин: одной шины «минус» и двух шин «плюс», из которых одна запасная и служит для замены без перерыва питания любого выключателя питающих линий запасными.

Для защиты выпрямительных агрегатов от перенапряжений применяют разрядные и специальные защитные контуры (состоящие из емкостей и сопротивлений), подключаемые к анодным цепям, а также цепи выпрямленного тока.

Фильтрующие устройства и преобразовательные агрегаты поставляют комплектно с силовыми трансформаторами, устройствами защиты и шкафами управления. На стороне первичного напряжения тяговых подстанций используют обычную коммутационную и защитную аппаратуру, применяемую на промышленных подстанциях переменного тока. Тяговые трансформаторы выпрямительных агрегатов для напряжений 1650 и 3300 В устанавливаются на открытой части подстанции в непосредственной близости от выпрямительных агрегатов и соединяются с ними шинами.

В тяговых сетях напряжением 1650—3300 В часто максимальный ток нагрузки близок к минимальному току к. з. и даже превышает его, а максимальные токи к. з. мощных тяговых подстанций превышают максимально допустимые отключаемые токи существующих быстродействующих выключателей. Это затрудняет применение обычных устройств защиты и коммутационных аппаратов. Для повышения отключающей способности быстродействующих выключателей в ряде случаев на каждой питающей



линии устанавливают по два последовательно соединенных быстродействующих выключателя, однако эта мера полностью не решает проблемы.

На мощных тяговых подстанциях применяют схему, в которой токи к. з. в тяговой сети отключаются не быстродействующими выключателями тяговых линий, а неполяризованными быстродействующими выключателями, установленными в цепях катодов выпрямительных агрегатов. Разрабатывается схема, позволяющая использовать преобразователь в качестве катодного выключателя за счет замены части неуправляемых кремниевых вентилей управляемыми. Выключатель повреждений питающей (тяговой) линии отключается в этих схемах в бестоковую паузу после отключения выпрямительных агрегатов, после этого происходит автоматическое повторное включение выключателей, установленных в цепях катодов выпрямительных агрегатов.

Распредустройства постоянного тока комплектуются шкафами КРУП-3,3, которые предназначены для приема и распределения электрической энергии напряжением 1,65 и 3,3 кВ постоянного тока в тяговых подстанциях электрифицированного транспорта открытых горных разработок и состоят из отдельных шкафов: ШВ — шкафа вводного с выключателем; ШЛ — шкафа линейного с выключателем; ШР — шкафа резервного с выключателем; ШК — шкафа комбинированного с разрядником и переключателем фильтрующего устройства.

В шкафах ШВ устанавливаются последовательно два быстродействующих выключателя ВАБ-43-6300/30-Л-УХЛ4 (поляризованные), в шкафах ШЛ(ШР) — ВАБ-43/1-4000/30-Л-УХЛ4 (неполяризованные).

Выключатели типа ВАБ-43 предназначены для защиты установок постоянного тока от перегрузок и токов к. з. Выключатель типа ВАБ-43/1 допускает отключение по команде от внешнего датчика, не входящего в комплект поставки выключателя. Выключатели имеют катушки для отключения от телеблокировки.

Тяговые подстанции однофазного переменного тока включают в свой состав РУ первичного напряжения, понизительные тяговые трансформаторы, РУ тягового напряжения и устройства собственных нужд.

РУ первичного напряжения обычно выполняют по схеме мостика или с одинарной секционированной системой шин, как это принято на обычных понизительных подстанциях.

На подстанциях обычно применяют трехфазные трансформаторы общепромышленного исполнения со схемой соединения Y/Δ , как правило, с расщепленной вторичной обмоткой. Соединение тяговой обмотки треугольником обеспечивает лучшее использование

Рис. 9.4. Схема главных цепей несовмещенной тяговой подстанции постоянного тока:

1 — питающие линии постоянного тока (к контактной сети); 2 — фильтрующее устройство и отсасывающие линии постоянного тока (к рельсу); 3 — запасной быстродействующий выключатель

меди обмоток. К одной вершине треугольника присоединяют рельсы, к двум другим — разные секции контактной сети.

При однофазной тяговой нагрузке неизбежна несимметрия нагрузок фаз питающей трехфазной системы, вследствие чего и напряжения на шинах потребителей трехфазного тока оказываются несимметричными. Для симметрирования нагрузок фаз питающей системы (районной подстанции) тяговые подстанции присоединяют так, чтобы нагрузка от нескольких подстанций, работающих параллельно, равномерно распределялась по фазам питающих ЛЭП.

Из-за отсутствия специального оборудования переменного тока в однофазном исполнении на тяговых подстанциях применяют обычное оборудование в трехфазном исполнении. Распредустройство 10 кВ комплектуется шкафами с односторонним обслуживанием серии К-ХП с масляными выключателями ВМП-10 для питающих фидеров и с разъединителями на 1000 А для устройств цепей отсоса. В настоящее время в качестве выключателей на линиях тяговой сети рекомендуется применять выключатели, предназначенные для частых коммутаций (например, электромагнитные выключатели типа ВЭМ с электромагнитными приводами постоянного тока), или вакуумные выключатели с быстродействием 0,05—0,06 с, меньшими габаритами и высоким ресурсом наработки на отказ.

На тяговых несовмещенных подстанциях устанавливают два тяговых понизительных трансформатора, которые на стороне тягового напряжения 10 кВ включаются параллельно (рис. 9.5).

РУ тягового напряжения большей частью секционируется на две секции. Для соответствующих подстанций часто предусматриваются запасные шины (обходные секции) и запасные выключатели для каждой рабочей фазы, позволяющие вывести в ремонт любой выключатель питающих линий без перерыва питания контактной сети.

Релейная защита фидеров контактной сети имеет свои особенности. Отмеченные выше соизмеримость максимального тока нагрузки с минимальным током к. з., неравномерность нагрузки фаз питающей системы, несимметрия напряжений, наличие в кри-вых тока и напряжения высших гармоник и другие факторы затрудняют применение обычных релейных защит в сетях электрифицированного железнодорожного транспорта карьеров.

На питающих фидерах, когда ток к. з. больше тока нагрузки, применяют токовую отсечку с реле типа РТ. Если защита не обеспечивается, то устанавливают дополнительную блокировку по напряжению цепи или дистанционную защиту с реле сопротивления (например, с использованием реле КРС-132).

При наличии на участке поста секционирования осуществляют блокировку выключателей подстанции и поста секционирования, питающих одну и ту же фидерную зону.

РУ тягового напряжения 10 кВ и компенсирующие устройства обычно размещают в закрытой части подстанции.

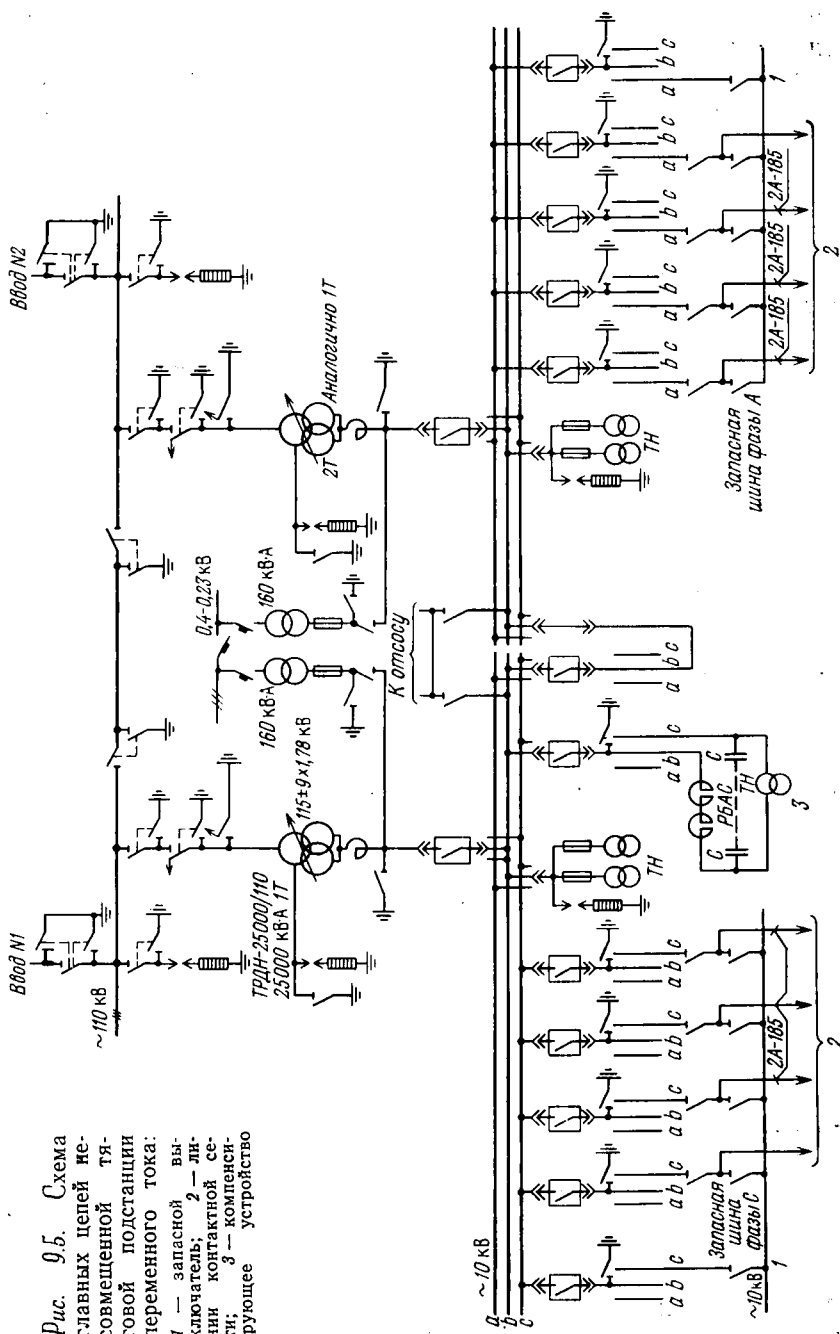


Рис. 9.5. Схема главных цепей несовмещенной тяговой подстанции переменного тока: 1 — запасной выключатель; 2 — линия контактной сети; 3 — компенсирующее устройство

Коэффициент мощности тяговых нагрузок в рабочем диапазоне составляет примерно 0,7. Повышение коэффициента мощности до нормативных значений на шинах тягового напряжения производится с помощью специальных однофазных компенсирующих устройств, состоящих из статических конденсаторов и реакторов. Включение реакторов обусловлено необходимостью предотвратить возникновение резонансных явлений между емкостью конденсаторов, индуктивностью тяговых трансформаторов и ЛЭП. При этом контур реактор — конденсаторы настраивают на частоту третьей гармоники, что позволяет поддерживать индуктивное сопротивление контура для всех высоких частот всегда превышающим емкостное. Батарею статических конденсаторов подключают к сборным шинам 10 кВ через отдельный выключатель, включенный между рабочей фазой *A* или *C* и «землей» (фаза *B*) и разрывающий с двух сторон цепь компенсирующего устройства (при параллельной компенсации).

Коэффициент мощности может быть также повышен с помощью продольной компенсации [18].

9.3. ТЯГОВЫЕ СЕТИ

Тяговая сеть карьеров состоит из следующих основных элементов: контактной сети, питающих и отсасывающих линий и рельсовой сети.

Контактная сеть в зависимости от технологического назначения железнодорожных путей карьера подразделяется на постоянную, ограниченно передвижную и передвижную. На карьерном транспорте применяют следующие системы подвески контактного провода: простую компенсированную, простую некомпенсированную с сезонной регулировкой натяжения провода и жесткую некомпенсированную. Высота подвески контактного провода, габариты установки опор и расстояния контактного провода относительно оси пути регламентированы специальными правилами и нормами. Контактный провод на прямых участках пути располагается зигзагообразно (с выносом до 450 мм), шаг зигзага занимает два—четыре пролета контактной сети. На кривых участках пути контактный провод выносят в сторону (наружу кривой).

В зависимости от наибольшей скорости движения применяют следующую подвеску: жесткую некомпенсированную — при скоростях до 20 км/ч; простую некомпенсированную с сезонным регулированием натяжения — до 30 км/ч; простую компенсированную — до 50 км/ч; цепную полукомпенсированную с автоматическим регулированием натяжения контактного провода — более 50 км/ч.

Жесткая некомпенсированная подвеска применяется на передвижных путях и на отдельных участках постоянных путей (под бункерами, погрузочными люками, внутри зданий цехов и т. д.).

Расстояния по вертикали от проводов питающих, усиливающих и отсасывающих линий до поверхности земли и сооружений,

а также расстояния при их взаимном пересечении или сближении регламентированы ПУЭ и специальными правилами и нормами.

В настоящее время на стационарных путях карьеров наибольшее распространение получила простая компенсированная подвеска контактного провода. На одно- и двухпутных перегонах применяют консольные подвески, которые имеют несколько вариантов конструктивных решений. Наиболее совершенна эластичная подвеска контактного провода на наклонных неизолированных консолях (рис. 9.6).

На станциях или многопутных перегонах используют подвески контактного провода на гибких или жестких поперечинах. Изоляцию основных узлов постоянной контактной сети выполняют высоковольтными подвесными или стержневыми изоляторами. Стержневые изоляторы применяют в контактных подвесках переменного тока (один изолятор в узле). Для закрепления контактных проводов в горизонтальном положении используют фиксаторы. Подвешенный контактный провод делится на анкерные пролеты. При длине анкерного пролета 650 м один конец контактного провода крепится при помощи автоматической анкеровки (с грузовым натяжением), другой — жестко. При больших пролетах оба конца имеют автоматическую анкеровку, в середине пролета устанавливают среднюю анкеровку контактного провода. При размещении анкерного пролета на подъеме автоматические анкеровки располагают внизу подъема, жесткие — наверху.

Ограниченно передвижная контактная сеть применяется на участках заездов на рабочие горизонты и на постоянных путях в карьере при наличии тяжелых скальных грунтов, где установка блочных фундаментов затруднена. Контактный провод при системе простой компенсированной подвески располагается над осью пути с габаритами постоянной контактной сети.

Передвижная контактная сеть на передвижных путях карьера выполняется с учетом способа передвижения железнодорожных рельсов и типа применяемых экскаваторов (одноковшовые или многочерпаковые). При работе одноковшовых экскаваторов для подвески проводов применяют отдельно стоящие опоры. Металлические опоры, связанные с рельсами, используют при работе многочерпаковых экскаваторов.

Для боковой контактной сети используют жесткие и фиксаторные подвески контактного провода. Жесткую подвеску применяют на отпорах, связанных с рельсами, и на отдельно стоящих опорах при постоянном токе напряжением не более 1,65 кВ. Для постоянного и переменного тока напряжением соответственно 3 и 10 кВ используют фиксаторные подвески (рис. 9.7).

Питающие, отсасывающие линии и усиливающие провода выполняют, как правило, воздушными по самостоятельным трассам. Широко применяется также подвеска проводов этих линий на опорах контактной сети. По территории промплощадок рельсовые отсасывающие линии постоянного тока прокладывают в специальных бетонных каналах на изоляторах, а в карьерах — открыто

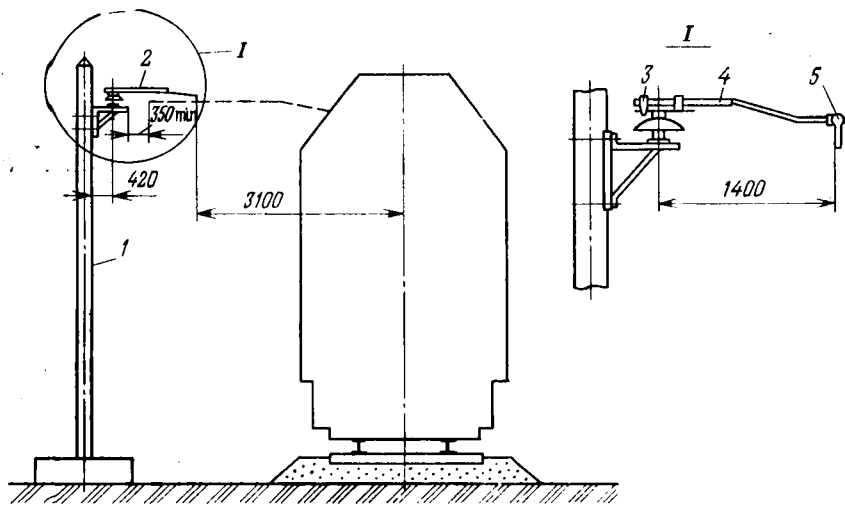


Рис. 9.7. Фиксаторная подвеска бокового контактного провода для постоянного и переменного тока соответственно напряжением 3 и 10 кВ:

1 — опора; 2 — изолятор; 3 — валик; 4 — подвижной фиксатор; 5 — держатель

на шпалах, пропитанных токонепроводящим антисептиком и укладываемых на щебеночную подсыпку. Рельсовые отсасывающие линии переменного тока прокладывают непосредственно в земле без изоляции на глубине 0,7 м от поверхности. Сечение и число проводников отсасывающих линий определяются суммарным номинальным током установленных на тяговой подстанции выпрямительных агрегатов или тяговых трансформаторов.

Усиливающие линии выполняют голыми алюминиевыми проводами, подвешиваемыми, как правило, на опорах контактной сети.

Изоляция воздушных питающих, отсасывающих и усиливающих линий при сечении проводов более 95 мм² осуществляется подвесными изоляторами.

Выбор сечения проводов, применяемых в тяговых сетях, определяется расчетом с проверкой по потере напряжения в контактной, рельсовой, питающей и отсасывающей сетях.

В целях сокращения протяженности контактных сетей при питании удаленных от тяговых подстанций разветвленных участков контактной сети и повышения общей надежности электроснабжения за счет селективности отключения фидеров сооружаются стационарные или передвижные распределительные посты (РП) на рабочих горизонтах карьера. Распределительные посты, как правило, выполняются телеуправляемыми с использованием специальных КРУ наружной установки или с размещением электрооборудования в отдельных специальных помещениях. На РП

используется такое же коммутационное оборудование, как и на тяговых подстанциях.

РУ постоянного тока стационарного РП имеет две сборные положительные шины, одна из которых — рабочая, другая — резервная. Шины соединяются запасным автоматом, на вводах устанавливаются однополюсные разъединители, на отходящих линиях — однополюсные разъединители и быстродействующие автоматы.

РП однофазного переменного тока напряжением 10 кВ проектируются для каждой фазы отдельно. Число вводных камер зависит от числа отходящих линий; при одном вводе число отходящих линий от РП должно быть не более четырех. В качестве основного коммутирующего аппарата на отходящих от РП питающих линиях устанавливаются ячейки КРУН-10. На всех отходящих от РП питающих линиях предусматривается возможность однократного механического АПВ. Оборудование РП выбирается по расчетным максимальным токам и проверяется по токам к. з.

9.4. ЗАЩИТА ОТ ОПАСНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ КАСАНИЯ КОВШОМ ЭКСКАВАТОРА КОНТАКТНОГО ПРОВОДА

При эксплуатации карьерного электровозного транспорта приходится считаться с опасностями, возникающими при касании ковшем экскаватора контактного провода или при падении последнего на землю.

Снижение опасности электропоражения персонала при касании ковшем экскаватора контактного провода может быть достигнуто с помощью мероприятий по трем основным направлениям:

- 1) исключение возможности касания ковшем экскаватора контактного провода, находящегося под рабочим напряжением;
- 2) мгновенное отключение тяговой сети при касании ковшем экскаватора контактного провода;
- 3) снижение опасных напряжений прикосновения и ограничение их распространения по общей сети заземления.

К мероприятиям первого направления относятся исключение возможности опасного приближения ковша экскаватора к контактному проводу или снятие рабочего напряжения с контактного провода на время погрузки полезного ископаемого или грунта экскаватором.

Из устройств защиты, не допускающих непосредственного касания ковшем экскаватора контактного провода, заслуживает внимания устройство, использующее емкостный принцип построения защиты (рис. 9.8).

На рис. 9.8 обозначены: C_3' и C_3'' — емкости проводников относительно поверхности земли; C_c' и C_c'' — емкости соединительных кабелей; C_b' и C_b'' — емкости проводов относительно вагона; C_n — подстроечный конденсатор для выравнивания емкостей обоих проводников.

Устройство защиты представляет собой уравновешенный двухлучевой емкостный преобразователь расстояния, который включается в дифференциальную измерительную схему. При включении проводов, выполняющих роль чувствительных элементов, в противоположные плечи измерительной схемы значения емкостей взаимно компенсируются, сигнал на выходе устройства будет зависеть от разности $C_{кр} - C_{кк}$, т. е.

$$U_{\text{вых}} \cong C_{кр} - C_{кк} = \Delta C_0,$$

где $C_{кр}$ — емкость между контактным проводом и ковшом экскаватора; $C_{кк}$ — емкость между компенсационным проводом и ковшом экскаватора; ΔC_0 — разность емкостей проводников относительно ковша экскаватора.

Как видно из рис. 9.8, провод, используемый в качестве рабочего электрода, и земля как обкладки конденсатора создают емкость C_3' , которая зависит от диаметра контактного провода 2, высоты его подвески над землей и длины.

При приближении к рабочему электроду такого конденсатора постороннего объекта емкость последнего изменяется, что дает возможность измерять расстояние между указанным электродом и объектом (однолучевой емкостный преобразователь). Однако следует учитывать, что объектом, приближающимся к контактному проводу, может являться не только ковш экскаватора, расстояние между которыми нужно контролировать, но и подвижной состав, подаваемый под погрузку. Кроме того, существенную роль играют климатические условия, изменение которых может вызвать широкие колебания емкости. С целью исключения влияния климатических условий и подвижного состава на емкость системы контактный провод (рабочий электрод) — земля система дополняется компенсационным проводом 4, подвешиваемым параллельно контактному проводу на длину забойной контактной сети. Высоту подвески компенсационного провода выбирают из условия воздействия на него случайных объектов, например человека, оказавшегося непосредственно под ним. Высота подвески компенсационного провода может быть принята 3—3,5 м в зависимости от высоты подвески компенсационного провода.

Контактный и компенсационный провода, входящие в двухлучевой емкостный преобразователь, включаются в дифференциальную измерительную схему преобразующего устройства, с выхода которого снимается сигнал $U_{\text{вых}}$ на отключение коммутационного аппарата, снимающего рабочее напряжение с контактного провода.

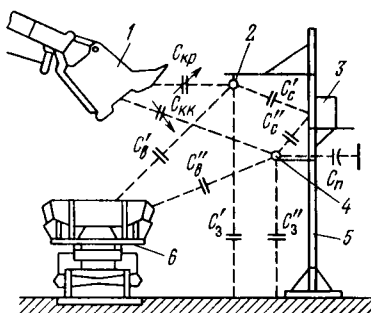


Рис. 9.8. Положение ковша экскаватора относительно контактного и компенсационного проводов:

1 — ковш экскаватора; 2 и 4 — контактный (рабочий электрод) и компенсационный провод; 3 — устройство автоматической защиты; 5 — опора контактной сети; 6 — думпкар

К мероприятиям второго направления относится применение защит различного принципа действия. В частности, могут быть применены устройства защиты, реагирующие на резкое возрастание тягового тока (такие защиты должны обладать высоким быстродействием) или тока, протекающего по заземляющему контуру карьера. Принципиально возможно применение устройств, создающих искусственное замыкание тяговой сети с целью увеличения аварийного тока.

К мероприятиям третьего направления относится заземление каждого экскаватора на индивидуальный заземляющий контур или соединение корпуса экскаватора с рельсами в момент касания ковшем контактного провода.

При эксплуатации карьерных тяговых сетей ощущается необходимость в защите как мгновенного действия, реагирующей на токи замыкания, перегрузки и касания ковшем экскаватора контактного провода, так и от малых токов замыкания на землю с выдержкой времени. Задача последней защиты — отключение тяговой сети при замыканиях контактного провода на груз в думп-каре или при его падении на землю, что небезопасно.

Разработана защита, основанная на использовании фазочувствительной аппаратуры и настраиваемая таким образом, что тяговые нагрузки (активно-индуктивный ток) не отключаются, а токи замыкания (чисто активный ток) вызывают срабатывание схемы и отключение участка сети.

Принцип действия защиты, реагирующей на изменение угла сдвига вектора тока, заключается в следующем. При наличии нагрузки на участке в фазочувствительную аппаратуру подаются два напряжения, сдвинутые на угол φ . Вектор U_n пропорционален напряжению переменной составляющей, вектор U_t пропорционален току нагрузки. Если угол сдвига между векторами φ больше угла α , ограничивающего зону действия реле (ЗДР), то реле не срабатывает. При угле φ , меньшем угла α ЗДР, защита срабатывает. Следовательно, выбирая соответствующим образом угол α ЗДР и угол сдвига фаз между векторами напряжения и тока φ , можно добиться нечувствительности реле к токам нагрузки.

Структурная схема защиты от малых токов замыкания представлена на рис. 9.9, а. Напряжение U_t через фазосдвигающее устройство $\Phi У$ и напряжение U_n подаются на схему совпадения УС, определяющую время t_c совпадения положительных полупряжений U_t и U_n . На выходе УС получают прямоугольные импульсы напряжения $U_{сов}$ продолжительностью t_c (рис. 9.9, б). Значение импульса не зависит от амплитуды подводимых напряжений U_t и U_n . С помощью интегрирующей схемы ИИ получают напряжение $U_c \equiv t_c$. Полученное напряжение, пропорциональное t_c , сравнивается с эталонным $U_{эт} \equiv t_y$ в устройстве СУ, на выходе которого появляется результирующее напряжение, подаваемое на исполнительный орган ИО. Значение и знак $U_{вых}$ зависят от разности $U_c - U_{эт}$. При $U_c > U_{эт}$ (чему соответствует условие $t_c > t_y$) ИО срабатывает. При $U_c < U_{эт}$, когда $t_c < t_y$, ИО не действует.

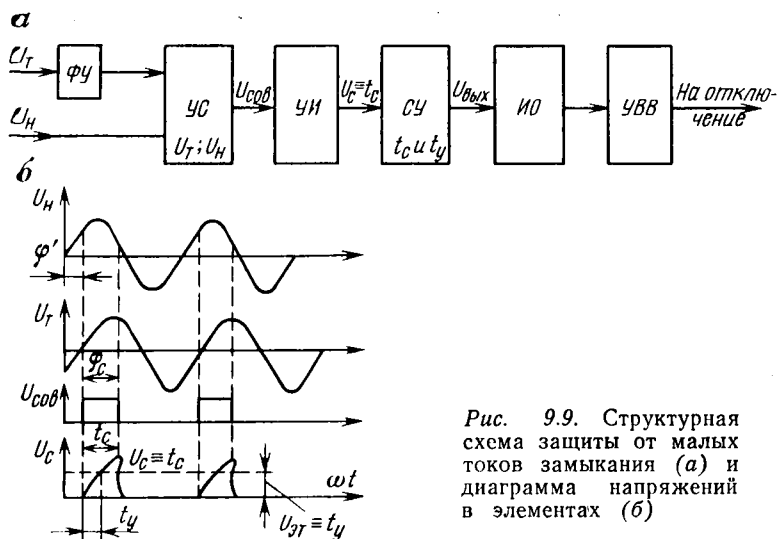


Рис. 9.9. Структурная схема защиты от малых токов замыкания (а) и диаграмма напряжений в элементах (б)

Импульс на отключение подается с выдержкой времени, получаемой на элементе УВВ после срабатывания исполнительного органа.

Преимущества рассматриваемого принципа действия — сравнительная простота аппаратуры; установка ее на подстанции, обеспечивающая качественный уход; простота настройки и регулировки; отсутствие каких-либо заградительных средств, устанавливаемых на подвижном составе или подстанции; возможность получения высокой чувствительности к малым токам замыкания на землю. В качестве фазочувствительного элемента могут использоваться индукционные реле мощности и различные полупроводниковые фазочувствительные схемы.

9.5. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРНОГО ЭЛЕКТРОВОЗНОГО ТРАНСПОРТА

Расчет тяговых подстанций. Число и расположение тяговых подстанций определяются конфигурацией железнодорожных путей и протяженностью плеч питания участков тяговой сети, производительностью и глубиной карьера. Ориентировочный максимальный радиус питания для постоянного тока напряжением 1,5 и 3 кВ составляет соответственно 5 и 10 км, а для переменного тока напряжением 10 кВ — 15 км.

Расчет мощности тяговых подстанций постоянного тока. При расчете мощности тяговых подстанций применяют три метода: коэффициента спроса; среднесуточного потребления мощности одним работающим электровозом; ожидаемого расхода электроэнергии на электровозную тягу за один рейс.

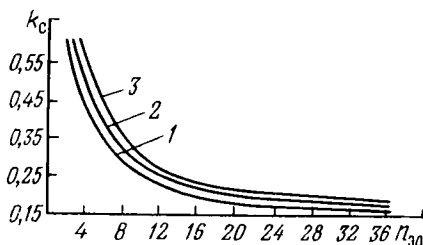


Рис. 9.10. Зависимость коэффициента спроса k_c от числа работающих электровозов $n_{эл}$:
1 — глубина разработки 150 м;
2 — то же, 250 м; 3 — то же, 350 м

По методу коэффициента спроса мощность тяговой подстанции

$$P_{гст} = P_{эл} n_{эл} k_c, \quad (9.1)$$

где $P_{эл}$ — часовая мощность электровоза; кВт; $n_{эл}$ — число работающих электровозов; k_c — коэффициент спроса.

В зависимости от числа работающих электровозов коэффициент k_c определяется по кривой (рис. 9.10).

По методу среднесуточного потребления мощности одним электровозом мощность тяговой подстанции

$$P_{пст} = \left(P_{эл} \frac{n_{эл}}{k_n} + P_{эл. ср} n_{эл} \right) k_v, \quad (9.2)$$

где k_n — коэффициент, определяющий число электровозов, находящихся в тяжелом режиме работы; при средней глубине вывозки горной массы 50, 100, 150, 200 и 300 м k_n принимается равным соответственно 10, 8, 7, 6 и 5; k_v — 0,67 и 1,0 соответственно для ртутных и кремниевых выпрямителей; $P_{эл. ср} = W_{год} / T_{год} n_{эл}$ — среднесуточное часовое потребление мощности одним электровозом, кВт; $W_{год}$ — годовой расход электроэнергии на шинах постоянного тока тяговой подстанции, кВт·ч; $T_{год}$ — годовое число часов работы транспорта.

По методу ожидаемого расхода электроэнергии на электровозную тягу полный расход электроэнергии на электровозную тягу за один рейс (W_p , кВт·ч/рейс) определяется аналитически с учетом многих факторов и параметров откатки [18]. Тогда удельный расход электроэнергии за рейс (кВт·ч/т) составит:

$$W_{уд} = \frac{W_p}{Q_n} k_{эп. с}, \quad (9.3)$$

где Q_n — масса нетто состава, т; $k_{эп. с}$ — коэффициент сезонности, влияющий на увеличение удельного расхода электроэнергии в зимнее время, принимается в расчетах равным 1,15—1,17.

Средний ток (А) подстанции в наиболее интенсивный период работы транспорта

$$I_{ср. пст} = \frac{W_p N_{л}}{1,1 U_c t_{ср. п}}, \quad (9.4)$$

где $N_{л}$ — максимальное число электровозов, одновременно находящихся в зоне питания; U_c — напряжение тяговой сети, кВ; $t_{ср. п}$ — средняя продолжительность рейса, ч.

Эффективное (среднее квадратическое) значение тока (A) выражается формулой

$$I_{\text{эф}} = I_{\text{ср. пст}} k_{\text{эф}}, \quad (9.5)$$

где

$$k_{\text{эф}} = \sqrt{1 + \left(\frac{k_{\text{ф}}}{k_{\text{в}}} - 1 \right) \frac{1}{N_{\pi}}}; \quad (9.6)$$

$k_{\text{ф}} = 1,12$ — коэффициент формы тока электровоза за время потребления им электрической энергии; $k_{\text{в}}$ — коэффициент включения тяговых двигателей за продолжительность среднего рейса.

Формула (9.5) исходная для выбора преобразовательных агрегатов. Проверка производится по допустимым перегрузкам.

Расчет мощности тяговых подстанций переменного тока. Методика расчета системы тягового электроснабжения на переменном токе аналогично изложенному выше предусматривает определение ожидаемого расхода электроэнергии на электровозную тягу. На первом этапе устанавливаются активные составляющие средних токов фаз A и C , при этом коэффициент формы для синусоидального напряжения $k_{\text{ф. с. н}}$ принимается равным 1,12. По найденным значениям с учетом коэффициента эффективного значения тока $k_{\text{эф}}$, рассчитываемого по формуле (9.6) для каждой рабочей фазы отдельно, устанавливаются активные составляющие эффективных токов фаз A и C , после этого определяются полные токи этих фаз.

Мощность тяговых трехфазных трансформаторов

$$S_{\text{расч}} = (2I' + 0,65I'') 1,1 U_{\text{с}} \frac{\cos \varphi_{\text{эл}}}{\cos \varphi_{\text{с}}} k_{\text{с. н. пст}}, \quad (9.7)$$

где I' — ток наиболее загруженной фазы, A ; I'' — ток наименее загруженной фазы, A ; $\cos \varphi_{\text{с}}$ — коэффициент мощности системы; $\cos \varphi_{\text{эл}}$ — коэффициент мощности электровоза; $k_{\text{с. н. пст}}$ — коэффициент собственных нужд подстанции.

При электрификации транспорта на однофазном переменном токе рабочую мощность тяговых трансформаторов ($\text{kB} \cdot \text{A}$) можно определить с допустимой погрешностью по упрощенной формуле

$$S_{\text{пст}} = \frac{2,5 P_{\text{пст}}}{\cos \varphi}, \quad (9.8)$$

где $P_{\text{пст}}$ — потребная рабочая мощность тяговой подстанции при постоянном токе; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности, принимаемый равным 0,8—0,85.

Расчет тяговых сетей. Выбранное местоположение и число тяговых подстанций, сечение проводов контактной, питающей и отсасывающей сетей и их конструктивное исполнение проверяются электрическими расчетами. Согласно техническим условиям на промышленные электровозы, максимальные потери напряжения в тяговой сети (в процентах) номинального напряжения на шинах

подстанции допускаются: для постоянного тока — 35 %, для переменного тока — 25 %.

Тяговая сеть при расчете делится на отдельные участки с односторонним питанием. На схемы этих участков наносят соответствующие расчетные тяговые нагрузки, число которых, как правило, не превышает одной-двух.

При выборе сечений элементов тяговой сети рекомендуется принимать следующие плотности тока при продолжительности 20 мин и более и температуре окружающего воздуха 40 °С: 6—6,5 А/мм² — для медных контактных и голых многопроволочных проводов; 3—3,5 А/мм² — для голых алюминиевых проводов.

Нагрузочные токи электровозов определяются тяговым усилием, необходимым для обеспечения заданного характера движения состава по графику зависимости $I=f(F, v)$, т. е. по тяговой характеристике электровоза.

Расчет токов к. з. тяговой сети выполняется для выбора уставок защиты коммутационной аппаратуры.

Расчеты потери напряжения и токов к. з. тяговой сети постоянного и переменного тока имеют некоторые отличия. Из-за спе-

Т а б л и ц а 9.1

Расчетный параметр	При постоянном токе	При однофазном переменном токе
Потеря напряжения, В: суммарная в тяговой сети в контактной, контактно- рельсовой сети в рельсовой сети в питающей линии в отсасывающей линии	$\Delta U = \Delta U_{\text{к}} + \Delta U_{\text{р}} +$ $+ \Delta U_{\text{п}} + \Delta U_{\text{о}}$ $\Delta U_{\text{к}} = r_{\text{к}} \Sigma I I_{\text{к}}$ $\Delta U_{\text{р}} = r_{\text{р}} \Sigma I I_{\text{р}}$ $\Delta U_{\text{п}} = r_{\text{п}} \Sigma I I_{\text{п}}$ $\Delta U_{\text{о}} = r_{\text{о}} \Sigma I I_{\text{о}}$	$\Delta U = \Delta U_{\text{к. п}} + \Delta U_{\text{р}} +$ $+ \Delta U_{\text{п}} + \Delta U_{\text{о}}$ $\Delta U_{\text{к. п}} = Z_{\text{к. п}} \Sigma I I_{\text{к. п}}$ $\Delta U_{\text{р}} = Z_{\text{р}} \Sigma I I_{\text{р}}$ $\Delta U_{\text{п}} = Z_{\text{п}} \Sigma I I_{\text{п}}$ $\Delta U_{\text{о}} = Z_{\text{о}} \Sigma I I_{\text{о}}$
Полное активное сопротивление на 1 км длины при постоянном токе, Ом/км:		
питающей линии $r_{\text{п}}$	$r_{\text{п}} = \frac{1}{0,9 \gamma q_{\text{п}}}$	_____
отсасывающей линии $r_{\text{о}}$	$r_{\text{о}} = \frac{1}{\gamma q_{\text{о}}}$	_____
Полное сопротивление на 1 км длины при переменном токе, Ом/км:		
питающей линии $Z_{\text{п}}$	_____	$Z_{\text{п}} = r_{\text{п}} + j \left(0,1451 \lg \frac{2h}{R_{\text{п}}} + \right.$ $\left. + 0,157 \right)$
отсасывающей линии $Z_{\text{о}}$	_____	$Z_{\text{о}} = r_{\text{о}} + j \left(0,1451 \lg \frac{2h}{R_{\text{о}}} + \right.$ $\left. + 0,157 \right)$

Таблица 9.2

Расчетный параметр	При постоянном токе	При однофазном переменном токе
Ток короткого замыкания, А	$I_K = \frac{1,15U_{\text{ном}} - U_d}{r_K I_K + r_P I_P + r_{\text{пл}} I_{\text{пл}} + r_O I_O + r_{\text{пст}}}$	$I_K^{(2)} = \frac{U_{\text{ном}}}{Z_{\Sigma}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{r_{\text{т.с}}^2 + (2x'_c + 2x'_t + x_{\text{т.с}}^2)}}$
Внутреннее сопротивление подстанций при постоянном токе и индуктивное сопротивление обмотки тягового трансформатора при переменном токе, Ом	$r_{\text{пст}} = \frac{1,07U_{\text{ном}}^2}{10^3 P_{\text{пст}}}$	$x'_t = \frac{U_K \% U_{\text{ном}}^2}{10^5 S_{\text{ном}}}$
Индуктивное сопротивление первичной сети, Ом	—	$x'_c = \frac{U_{\text{ном}}^2}{10^3 S_K}$
Ток уставки максимальной защиты на питающих линиях, А	$I_{\text{р. max}} \cdot 200 \leq I_{\text{уст}} \leq I_{\text{к. min}} \cdot 300$	$k_n I_{\text{р. max}} < I_{\text{уст}} < \frac{I_{\text{к. min}}}{k_4}$

цифики карьерного транспорта расчеты ведутся с некоторыми допущениями (например, не учитывается стекание тока с рельсов в землю при использовании рельсовых отсасывающих линий, проложенных непосредственно в земле, и др.). Значения электрических сопротивлений элементов тяговой сети при расчетах берутся из справочной литературы.

Упрощенный расчет тяговых сетей постоянного и переменного тока приведен в табл. 9.1 и 9.2.

В табл. 9.1: U , U_K , $U_{\text{к.р}}$, U_P , $U_{\text{пл}}$, U_O — напряжения соответственно суммарные в тяговой сети, в контактной сети, в контактно-рельсовой сети, в рельсовой сети, в питающей линии, в отсасывающей линии, В; ΣI_i — сумма моментов токов работающих электровозов на длину i -го расчетного участка; r_K ; r_P ; $r_{\text{пл}}$; r_O ; z_K ; z_P ; $z_{\text{пл}}$; z_O — активное и полное сопротивления 1 км соответственно контактного провода, рельсов, питающей и отсасывающей линии на расчетном участке тяговой сети, Ом/км; $Z_{\text{к.р}}$ — полное сопротивление 1 км контактно-рельсовой сети, Ом/км; 0,9 — коэффициент, учитывающий средний износ провода; γ — удельная проводимость провода, м/Ом·мм²; q_P , q_O — сечения проводов питающей и отсасывающей линий, мм²; h — высота линии над землей, м; $R_{\text{пл}}$, R_O — радиусы проводов питающей и отсасывающей линий, см.

Индуктивные сопротивления (x) элементов тяговой сети определяются по соответствующим формулам с учетом сопротивления взаимной индукции между проводами и рельсами.

В табл. 9.2: I_k — ток к. з., А; $U_{ном}$ — напряжение тяговой сети, В; U_d — падение напряжения преобразовательного агрегата, В (100 и 250 В при соответственно 1650 и 3300 В); $P_{пст}$ — номинальная рабочая мощность тяговой подстанции, кВт; $S_{ном}$ — номинальная мощность тягового трансформатора, МВ·А; U_k % — напряжение к. з. тягового трансформатора, %; $k_n = 1,15 \div 1,25$ — коэффициент надежности; $k_{\chi} = 1,5$ — коэффициент чувствительности; X'_c ; X'_T — индуктивные сопротивления сети и тягового трансформатора, приведенные к тяговому напряжению, Ом; Z_0 — эквивалентное (полное) сопротивление расчетного участка тяговой сети, Ом; l_k ; $l_{к.р}$; l_p ; l_n ; l_0 — длина соответственно контактного провода, контактно-рельсовой сети, рельсов, питающей и отсасывающей линии, км; $r_{пст}$ — внутреннее сопротивление подстанции при постоянном токе, Ом; $r_{т.с}$, $x_{т.с}$ — активное и индуктивное сопротивления рассматриваемого участка тяговой сети; S_k — мощность трехфазного к. з. на шинах первичного напряжения тяговой подстанции, кВт·А; $I_{p\max}$ — максимальный расчетный ток подстанции, А; $I_{уст}$ — ток уставки максимальной защиты, А; $I_{k.min}$ — минимальный ток к. з., А.

10. УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

10.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При эксплуатации электрических машин и аппаратов, кабельных и воздушных линий электропередачи и других элементов систем электроснабжения возможно возникновение в них повреждений и ненормальных режимов работы. Большинство повреждений приводит к к. з. фаз между собой или на землю (рис. 10.1). Короткие замыкания — наиболее опасные и тяжелые виды повреждений.

Менее опасно для электрооборудования и сетей однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью, так как такое повреждение не сопровождается резким увеличением токов, практически не изменяются междупазные напряжения и не нарушается работа системы электроснабжения и потребителей. Однако такие повреждения опасны для обслуживающего персонала, и, вследствие увеличения напряжения относительно земли неповрежденных фаз, имеется опасность перехода однофазного замыкания в междупазное или в двойное замыкание на землю (замыкание на землю двух фаз в разных точках сети).

К ненормальным режимам работы сетей и оборудования систем электроснабжения относят: протекание сверхтоков, вызванных перегрузкой оборудования или внешними к. з.; понижение или повышение напряжения сверх допустимого значения; снижение

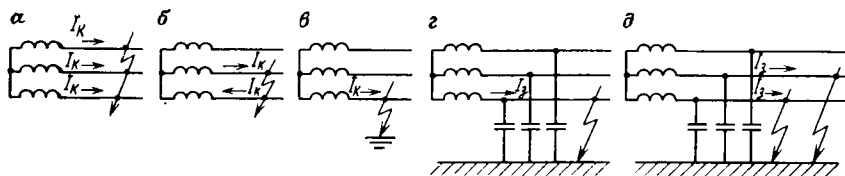


Рис. 10.1. Виды повреждений:

a — трехфазные; *б* — двухфазные; *в* — однофазные к. з.; *г* — однофазные; *д* — двухфазные замыкания на землю

частоты сети; понижение уровня масла в маслонаполненном оборудовании. Длительное существование ненормальных режимов приводит, как правило, к их переходу в повреждения.

Повреждения и ненормальные режимы могут приводить к возникновению в системе аварий, под которыми обычно понимают вынужденные нарушения нормальной работы всей системы или ее части, сопровождающиеся определенным недоотпуском энергии потребителям, недопустимым ухудшением ее качества или разрушением основного оборудования. В большинстве случаев аварии или их развитие можно предотвратить быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных быстродействующих устройств — релейной защиты.

Основное назначение релейной защиты — выявление места возникновения повреждения и быстрое автоматическое отключение поврежденного участка. С помощью релейной защиты выявляются также нарушения нормальных режимов работы оборудования, подаются предупредительные сигналы обслуживающему персоналу или отключается соответствующее оборудование с выдержкой времени.

В соответствии с ПУЭ и Инструкцией по безопасной эксплуатации электрооборудования и электросетей на карьерах карьерные линии напряжением выше 1000 В должны оснащаться устройствами релейной защиты от многофазных и однофазных замыканий на землю. Сети напряжением до 1000 В должны быть оснащены максимально-токовой защитой и защитой от утечек на землю. Виды и объем релейной защиты электродвигателей и трансформаторов подстанций определяются в соответствии с ПУЭ и в зависимости от мощности и условий эксплуатации.

В качестве защит от многофазных замыканий в карьерных сетях и установках находят применение максимальная токовая защита, токовая отсечка, продольная дифференциальная защита и плавкие предохранители. Для защиты электрооборудования и электросетей карьеров от перенапряжений применяют вентильные и трубчатые разрядники и другие средства защиты.

10.2. ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

В распределительных сетях карьеров 75—85 % повреждений изоляции приводит к однофазным замыканиям на землю. Для уменьшения опасности электротравматизма и простоев горнотранспортных машин устраивается защита от указанных замыканий.

При выборе установки и настройке защиты от однофазных замыканий на землю возникает необходимость расчета тока однофазного замыкания на землю карьерной сети, отдельных ее участков и присоединений для режимов работы, когда токи имеют максимальные и минимальные значения.

Эффективное значение емкостного тока A однофазного замыкания на землю электрической сети

$$I_c = 3U_{\phi}\omega C 10^{-6}, \quad (10.1)$$

где U_{ϕ} — номинальное фазное напряжение, сети, кВ; ω — угловая частота сети; $C = \sum C_i$ — суммарная емкость на фазу элементов сети относительно земли, мкФ. Емкость C в общем случае складывается из емкости воздушных и кабельных линий относительно земли и емкости подключенного электрооборудования горнотранспортных машин и электросетевых устройств относительно заземленных частей.

Ток замыкания на землю (A) с учетом емкости основных элементов системы электроснабжения карьера

$$I_c = 3U_{\phi}\omega 10^{-6} (C_{\text{в}}l_{\text{в}} + C_{\text{к}}l_{\text{к}} + C_{\text{д}}n_{\text{д}} + C_{\text{тр}}n_{\text{тр}}), \quad (10.2)$$

где $C_{\text{в}}$ и $C_{\text{к}}$ — емкости на фазу по отношению к земле 1 км соответственно воздушных и кабельных линий (удельная емкость на фазу), мкФ/км; $l_{\text{в}}$ и $l_{\text{к}}$ — суммарные длины воздушных и кабельных линий, электрически связанных с местом замыкания на землю, км; $C_{\text{д}}$ и $C_{\text{тр}}$ — емкости на фазу соответственно сетевых электродвигателей горнотранспортных машин и трансформаторных подстанций по отношению к корпусу; $n_{\text{д}}$ и $n_{\text{тр}}$ — число подключенных к сети соответственно электродвигателей и трансформаторов.

Ток замыкания на землю (A) с учетом компенсирующего влияния трансформаторов напряжения

$$I_c = 3U_{\phi} \{ \sqrt{[R^2 + (\omega L)^2] / [(1 - \omega^2 LC)^2 + (\omega CR)^2]} \}^{-1}, \quad (10.3)$$

где R и L — соответственно активное сопротивление и индуктивность обмотки высшего напряжения трансформатора напряжения. Компенсирующее влияние заметно в карьерных сетях с токами замыкания на землю до 4 А.

При неполном замыкании на землю через переходное сопротивление $R_{\text{пер}}$ ток замыкания на землю уменьшается до значения

$$I_{\text{с, пер}} = \beta I_c, \quad (10.4)$$

а напряжение нулевой последовательности — до значения

$$U_0 = \beta U_{\phi}, \quad (10.5)$$

где $\beta = (\sqrt{356f^2 R_{\text{пер}}^2 C^2 + 1})^{-1}$ — коэффициент полноты замыкания; f — частота сети.

В карьерных сетях защита от замыканий на землю должна срабатывать при переходных сопротивлениях не менее 1000 Ом.

Защиты от однофазных замыканий на землю классифицируют по различным признакам. По принципу действия все многообразие устройств защиты, использующих параметры процесса замыкания на землю, может быть разделено на три класса: I класс — устройства защиты, реагирующие на параметры установившегося режима однофазного замыкания на землю; II класс — устройства защиты, реагирующие на параметры переходного процесса однофазного замыкания на землю; III класс — комбинированные устройства защиты, реагирующие на параметры переходного и установившегося процессов однофазного замыкания на землю.

Устройства защиты указанных выше классов подразделяют на группы:

А — устройства однофакторного действия, реагирующие на: напряжение нулевой последовательности (ННП); ток нулевой последовательности (ТНП); постоянный ток, наложенный на рабочую сеть (реагирующий на значение омического сопротивления изоляции сети); ток повышенной или пониженной частоты, наложенный на рабочую сеть или выделяемый из сети;

Б — устройства многофакторного действия, реагирующие на: два или более характерных фактора, сопутствующих однофазному замыканию на землю; сравнение двух электрических величин (факторов) по направлению (устройства направленного действия).

По времени срабатывания t_0 устройства защитного отключения разделяют на: с выдержкой времени при $t_0 = 0,25 \div 0,7$ с; без выдержки времени при $t_0 = 100 \div 250$ мс; быстродействующие при $t_0 = 20 \div 100$ мс; специального назначения при $t_0 < 20$ мс. Согласно нормативным документам, карьерные линии напряжением выше 1000 В должны иметь защиту от однофазных замыканий на землю, действующую на отключение. Эта защита должна удовлетворять ряду требований: охватывать все электрические сети карьера и других присоединенных потребителей; обеспечивать высокую аппаратную надежность за счет применения приборов простейших схем и конструкций; обладать высокой чувствительностью по первичному току замыкания на землю $0,1 \div 0,5$ А; быстродействием (время срабатывания первой ступени защиты должно быть не более 0,2 с); селективностью, т. е. отключать только поврежденный участок сети и не срабатывать от собственных емкостных токов линий, токи несимметрии нагрузки и не реагировать на другие виды аварийных режимов сети.

Защита от однофазных замыканий на землю должна выполняться, как правило, двухступенчатой. Первая ступень защиты для селективного отключения повредившегося присоединения выполняется в виде чувствительной токовой или направленной защиты без выдержки времени. Вторая ступень защиты для отключения всей электрически связанной сети — системы (секции) шин

или питающего трансформатора — выполняется в виде неселективной защиты максимального напряжения нулевой последовательности с выдержкой времени не более 0,5 с для отстройки от первой ступени. Одноступенчатая защита допускается только для одиночных неразветвленных карьерных линий.

Защита от однофазных замыканий на землю устанавливается на подстанциях или в распределителях. При присоединении к ЛЭП двух и более экскаваторов защиту от однофазных замыканий на землю целесообразно предусматривать на подстанциях (распределителях) и в приключательных пунктах.

Самые простые токовые (ненаправленные) устройства, реагирующие на ток нулевой последовательности, могут применяться в качестве первой селективной ступени только в тех случаях, когда выполняется условие

$$k_n I_{\text{соб}} \leq I_{\text{ср}} \leq I_{\text{с}} k_{\text{ч}}^{-1}. \quad (10.6)$$

Левая часть неравенства (10.6) определяет условия обеспечения селективности действия защиты, правая — условия чувствительности.

Здесь k_n — коэффициент надежности, учитывающий наличие бросков емкостного тока в момент замыкания, равный 4—5 для защиты без выдержки времени и 2—2,5 для защиты с выдержкой времени; $I_{\text{соб}}$ — собственный емкостный ток защищаемой линии, А; $I_{\text{ср}}$ — первичный ток срабатывания (ток уставки) защиты, А; $I_{\text{с}}$ — первичный ток однофазного замыкания на землю в месте повреждения, А; $k_{\text{ч}}$ — коэффициент чувствительности, равный отношению тока однофазного замыкания на землю к току срабатывания защиты (рекомендуемый $k_{\text{ч}} = 2 \div 3$).

Из условия (10.6) вытекает допустимое для принятых k_n и $k_{\text{ч}}$ соотношение между собственным емкостным током линии и общим током замыкания на землю, при котором возможно обеспечение селективности действия защиты на токовом принципе $I_{\text{соб}} \leq (0,12 \div 0,17) I_{\text{с}}$, т. е. собственный емкостный ток защищаемой линии должен составлять не более 17 % от $I_{\text{с}}$.

При значениях собственных емкостных токов замыкания линий, соизмеримых с общим емкостным током замыкания сети, применяются более совершенные селективные направленные защиты, реагирующие на направление мощности установившегося тока нулевой последовательности, протекающего в поврежденном присоединении.

Условия выбора уставок по току $I_{\text{ср}}$ и по напряжению $V_{\text{ср}}$ направленной защиты представляют в виде двойных неравенств

$$(I_{\text{с}} - I_{\text{соб}}) k_4^{-1} - I_{\text{нб. нр}} \geq I_{\text{ср}} \geq 2 [I_{\text{нб. нр}} - U_{\text{ср}} (3U_0)^{-1} I_{\text{соб}}] \text{ и} \\ 3U_0 2^{-1} \geq U_{\text{ср}} \geq 2U_{\text{нес}}, \quad (10.7)$$

где $I_{\text{нб. нр}}$ — первичный ток небаланса трансформатора тока при нормальной нагрузке линии на 1 А нормального тока нагрузки линии; $V_{\text{нес}}$ — наибольшее вторичное напряжение трансформатора напря-

жения (естественное смещение нейтрали за счет несимметрии сети), наблюдаемое при нормальной работе сети, достигает 10—15 % фазного напряжения U_{ϕ} сети; $U_{ср}$ — напряжение срабатывания защиты; $3U_0 = U_{\phi}$ — утроенное напряжение нулевой последовательности, равное вторичному фазному напряжению сети.

Уставка напряжения для резервных защит, реагирующих на напряжение нулевой последовательности, выбирается из условия их надежного срабатывания и обычно составляет

$$U_{ср} = (0,3 \div 0,4) U_{\phi}. \quad (10.8)$$

Широкое применение нашла схема резервной защиты, реагирующей на напряжение нулевой последовательности с трехфазным трансформатором напряжения TV типа НТМИ, который подключается к фазам сети (рис. 10.2). Этот трансформатор имеет пятистержневой магнитопровод. При однофазном замыкании на землю в трех стержнях, охваченных обмотками, появляются потоки нулевой по следовательности, которые свободно замыкаются через крайние стержни магнитопровода, не имеющие обмоток. Указанные потоки индуктируют во вторичной обмотке трансформатора, соединенной в разомкнутый треугольник, э. д. с. В результате на клеммах разомкнутого треугольника появляется напряжение нулевой последовательности $3U_0$, которое вызывает срабатывание реле максимального напряжения KV .

Эта защита обладает неселективностью действия, так как напряжение нулевой последовательности появляется и защита срабатывает при возникновении замыкания на любой линии электрической сети, а также невозможностью определения линии, на которой произошло замыкание.

В приключательных пунктах ЯКНО-10ЭР защита от однофазных замыканий на землю выполнена на основе чувствительного полупроводникового реле тока, в схеме которого используется двухкаскадный усилитель постоянного тока на транзисторах. Реле имеет три диапазона уставок на ток срабатывания от 0,01 до 0,06 А. Принципиальная электрическая схема защиты РТЗ-51 приведена на рис. 10.3. Защита состоит из входного трансформатора, выпрямительного устройства, усилителя постоянного тока, исполнительного органа и блока питания. Усилитель постоянного тока выполнен на транзисторах $VT1$ и $VT2$. В цепь коллектора транзистора $VT2$ включено исполнительное промежуточное реле $KA1$. Плавное изменение уставки срабатывания реле осуществляется потенциометром $RP7$, включенным в цепь смещения транзистора $VT1$. Блок питания состоит из выпрямителя $U22$, сглаживающей емкости $C3$, кремниевых стабилитронов $VD5$, $VD6$ и резисторов $R12—R14$. Предусматривается возможность питания реле напряжением 100 В переменного тока или напряжением 220 В постоянного тока.

В качестве подстанционных защит от однофазных замыканий на землю на карьерах наибольшее распространение получили защиты направленного действия, работающие в установившемся

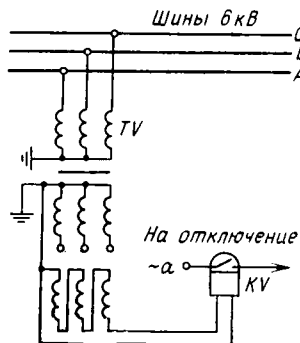
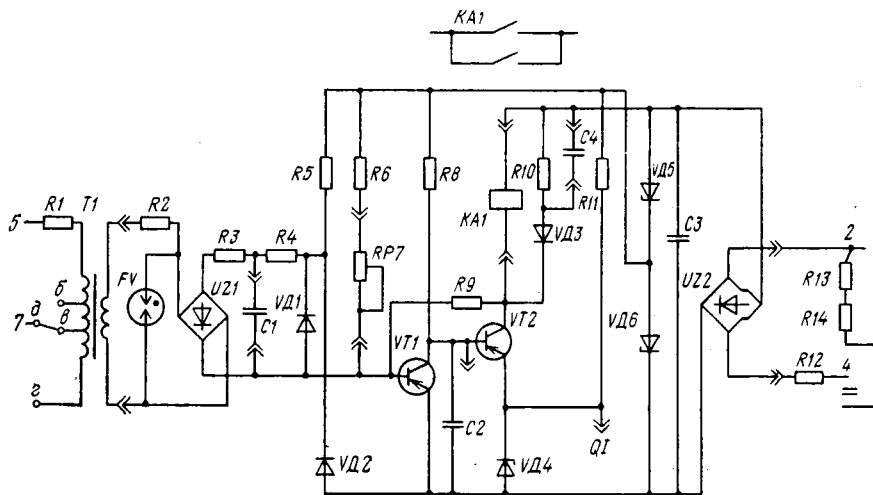
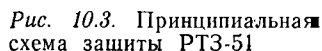


Рис. 10.2. Схема защиты от однофазного замыкания на землю на напряжении нулевой последовательности



режиме замыкания на землю. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью вызывает несимметрию напряжений и емкости токов. Направление токов в поврежденной и неповрежденной линиях противоположно. Следовательно, применение направленных защит позволяет обеспечить выделение поврежденных участков даже без учета тока повреждения.

Для защиты от однофазных замыканий в карьерных сетях напряжением 6—35 кВ широко применяют устройства ЗЗП-1М и РЗН-3. Защита с реле ЗЗП-1М предназначена для селективного отключения защищаемого присоединения при однофазном замыкании на землю в сетях напряжением до 10 кВ и емкостными токами от 0,2 до 20 А с использованием кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности ТЗЛ, ТЗ, ТФ и др.

Значительно проще направленная защита с реле РЗН-3, принципиальная электрическая схема которого представлена на рис. 10.4.



В качестве фазовзвучивающего органа в реле РЗН-3 применены два реле с герметизированными магнитоуправляемыми контактами (герконами) $P1$ и $P2$ и катушками, включенными в цепи тока и напряжения. Оба геркона соединены последовательно с обмоткой выходного промежуточного реле $P3$. Катушка управления геркона $P2$ подключена к коллектору транзистора VT , база которого через фильтр (элементы L , $C1$, $C2$), исключающий ложную работу реле от бросков емкостного тока в переходных процессах, соединена со вторичной обмоткой трансформатора тока нулевой последовательности (цепь $3I_0$), а катушка управления геркона $P1$ связана с цепью трансформатора напряжения нулевой последовательности (цепь $3U_0$). При однофазном замыкании на землю герконы начинают вибрировать с частотой сети, периодически замыкаясь. В этом случае через выходное реле $P3$ устройства защиты поврежденного присоединения будет протекать ток, так как оба геркона одновременно замыкаются в соответствующие периоды времени. Оно срабатывает и дает сигнал на отключение выключателя защищаемой линии. Через выходное реле устройства защиты неповрежденных линий ток не протекает и они не срабатывают, поскольку герконы замыкаются в различные периоды времени. Необходимый угловой сдвиг характеристик реле выполняется с помощью фазовращательной цепочки (резистор $R6$ и конденсатор $C3$). Уставки реле по току при напряжении $3U_0 = 15 \div 100$ В и между подведенными к схеме защиты $3U_0$ и $3I_0$ $\varphi = 0 \div 90^\circ$ равны 0,25; 0,5 и 0,75 А.

10.3. КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Рост протяженности карьерных сетей, широкое применение и внедрение кабельных линий и электрооборудования большой единичной мощности приводит к возрастанию емкостных токов замыкания на землю. Согласно действующим нормативам, в сетях угольных разрезов, как правило, емкостный ток металлического однофазного замыкания на землю не должен превышать 15 А.

Одно из наиболее распространенных средств уменьшения тока замыкания на землю — это включение в нейтраль системы регулируемого индуктивного сопротивления L_K (рис. 10.5). В сети возникает соответствующий индуктивный ток, компенсирующий емкостный ток однофазного замыкания на землю.

В компенсированной сети через место замыкания на землю проходят емкостный ток замыкания на землю I_c , индуктивный ток компенсирующего устройства I_L , сдвинутый на угол, близкий к 180° , а также активный ток I_a . При наличии гармоник результирующий ток замыкания на землю

$$I_3 = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(I_{Li} - I_{ci})^2 + I_{ai}^2]}, \quad (10.9)$$

где i — порядок гармоники; n — число гармоник.

При пренебрежении активной составляющей и высшими гармониками ток замыкания окажется равным

$$I_3 = I_c - I_L, \quad (10.10)$$

где $I_c = 3U_{\phi}\omega C$; $I_L = U_{\phi}/\omega L_K$.

В этом случае полная компенсация сети будет возможна, если $I_L = I_c$, а индуктивное сопротивление компенсирующего устройства $x_L = \omega L_K = (3\omega C)^{-1}$. Соответствующее такому режиму резонансной настройки значение индуктивности $L_K = (3\omega^2 C)^{-1}$.

В общем случае при резонансной настройке остаточный ток через место замыкания на землю имеет минимальное значение и содержит в основном некомпенсированный активный ток I_a (обусловлен активными сопротивлениями компенсирующего устройства, проводов, обмоток, трансформаторов) и токи высших гармоник I_r . При отклонении от резонансной настройки компенсации ($I_L \neq I_c$) в остаточном токе замыкания будет также некомпенсированный емкостный или перекомпенсированный индуктивный ток.

Рекомендуемая область применения компенсации — карьерные сети с токами замыкания на земле более 10—15 А. Для целей компенсации в основном используют однофазные компенсирующие аппараты — дугогасящие реакторы (ДГР). В большинстве случаев вторичные обмотки питающих трансформаторов соединены в треугольник, поэтому ДГР наиболее часто подключают

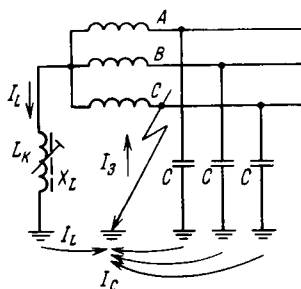


Рис. 10.5. Компенсация тока замыкания на землю

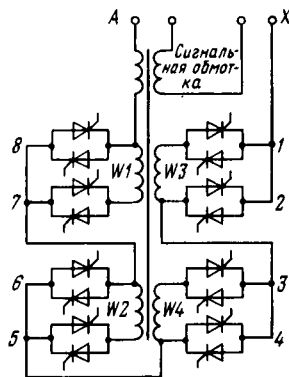


Рис. 10.6. Принципиальная схема ДГР с отпайками и тиристорными ключами

между нейтралью обмотки высшего напряжения трансформаторов собственных нужд или специальных заземляющих трансформаторов и землей.

Мощность ДГР подсчитывают по формуле

$$Q_p = m I_c U_\phi, \quad (10.11)$$

где m — коэффициент, учитывающий развитие сети ($m=1,25$); U_ϕ — фазное напряжение сети.

С учетом сравнительно небольших токов замыкания на землю I_c , подлежащих компенсации в карьерных сетях, достаточно предусматривать один ДГР соответствующей мощности, устанавливаемый в наиболее удобном месте сети.

ДГР подразделяют на устройства со ступенчатым (дискретным) и плавным (непрерывным) регулированием индуктивности. К первым относятся ДГР с изменением числа витков, ко вторым — ДГР с регулируемым воздушным зазором в магнитной цепи (плунжерные) и с подмагничиванием магнитной системы постоянным током.

В серийных ДГР с отпайками (типа РЗДСОМ) имеется несколько ответвлений обмотки компенсации и индуктивность регулируется ступенчато в диапазоне 1—2. Такие ДГР просты по конструкции, имеют линейную вольт-амперную характеристику (ВАХ) и практически не расходуют электроэнергию на настройку.

За счет более рационального секционирования обмотки и замены механического переключателя тиристорными ключами возможно мелкоступенчатое автоматическое переключение индуктивности. При этом увеличивается глубина регулирования индуктивного тока до 3—5, а шаг регулирования тока обеспечивает настройку компенсации с отклонением от резонанса не более 31 %; обеспечивается высокое быстродействие — ток на любое дискретное значение переключается дистанционно за сотые доли секунды. Принципиальная электрическая схема реактора с тиристорными ключами, представляющими блок из встречно-параллельно соеди-

ненных силовых управляемых тиристоров, приведена на рис. 10.6. Управляющие импульсы на ключи поступают от системы автоматического регулирования.

У плунжерных ДГР индуктивность регулируется плавно за счет изменения воздушного зазора между подвижными частями магнитопровода (плунжерами) без предварительного отключения ДГР. Глубина регулирования индуктивности 6—10 при малых нижних пределах индуктивного тока. Серийно выпускаются ДГР плунжерного типа РЗДПОМ—120/6У1 на напряжение $6,6/\sqrt{3}$ кВ и предельные токи 5,2—26,2 А.

В ДГР с подмагничиванием индуктивность регулируется изменением тока подмагничивания от тиристорных систем управления. На среднем стержне трехстержневого магнитопровода реактора расположена обмотка переменного тока, а на крайних — включенные встречно-последовательно соединенные одинаковые обмотки подмагничивания постоянного тока. Преимущества таких ДГР — отсутствие подвижных частей и высокое быстродействие (время изменения индуктивного тока 0,5—2 с).

С учетом значительной динамики карьерных сетей необходимо применять автоматическое регулирование настройки ДГР. В зависимости от того, на какую величину компенсированной сети реагируют автоматические устройства, применяют следующие способы автоматической настройки компенсирующих аппаратов: 1) по реактивной проводимости контура нулевой последовательности сети, изменяющейся в зависимости от реактивной составляющей тока и напряжения смещения нейтрали; 2) по углу между напряжением нейтрали и опорным напряжением сети; 3) по экстремальным характеристикам зависимости напряжения смещения нейтрали относительно земли от степени расстройки компенсации; 4) по емкости сети.

Каждый из указанных способов имеет преимущества, недостатки и область применения в системах автоматической настройки компенсации (АНК). Первые два способа пригодны для чисто кабельных сетей, в которых напряжение естественной несимметрии близко к нулю. В воздушных и смешанных воздушно-кабельных сетях, где уровень естественной несимметрии относительно велик, наиболее целесообразны автоматические регуляторы, работающие по экстремальным характеристикам или реагирующие на емкость сети. Системы управления компенсирующих устройств зависят от типа ДГР и способа АНК.

Система автоматической компенсации, которая содержит ДГР с подмагничиванием (рис. 10.7), состоит из компенсирующей обмотки 1 ДГР, которая через разъединитель 5 подключается между нейтралью трансформатора собственных нужд ТСН и землей; тиристорного агрегата АТ, который преобразует переменный ток от отдельного трансформатора в постоянный и подает регулируемое от нуля до максимума напряжение в обмотку подмагничивания 4 ДГР; системы управления тиристорным агрегатом (система регулирования тока подмагничивания) СТУ; генератора

оперативной частоты *ГОЧ*, который подает сигнал на вспомогательную обмотку 2 *ДГР*; блока автоматического управления (автоматического регулятора) *БАУР*. Последовательно с обмоткой компенсации со стороны заземляющего вывода включается трансформатор тока *ТА*. Для защиты *ДГР* от перенапряжений устанавливается разрядник *З*.

Работа системы основана на изменении емкостной проводимости сети относительно земли в нормальном режиме сети. *БАУР* выделяет из сигналов, снимаемых с трансформаторов тока *ТА* и напряжения *TV* (НТМИ) системы, пропорциональные току и напряжению частотой 100 Гц; преобразует эти сигналы в сигнал, пропорциональный емкостной проводимости сети, который, в свою очередь, преобразует в сигнал, пропорциональный току подмагничивания, соответствующий резонансной настройке *ДГР*. В режиме однофазного замыкания на землю *БАУР* блокирует работу *ГОЧ*, система включается вновь после ликвидации замыкания. Относительная погрешность настройки такой системы — 2 %.

Создание селективной и надежно действующей защиты от однофазных замыканий на землю в компенсированных сетях представляет сложную задачу. Это связано, в частности, с малым остаточным током и возможным изменением его фазы относительно напряжения поврежденной линии в широких пределах (в зависимости от режима настройки компенсация может быть меньше, равна или больше нуля).

10.4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК КАРЬЕРОВ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Оборудование электроустановок карьеров подвержено атмосферным перенапряжениям. В карьерных сетях возможны и различные внутренние перенапряжения.

Перенапряжения оказывают ощутимое влияние на технико-экономические показатели работы карьеров. Они являются причиной старения изоляции, повреждения электрооборудования и сетей, травматизма персонала, простоя горнотранспортных машин. Поэтому защита электроустановок карьеров от атмосферных и внутренних перенапряжений представляет важную задачу.

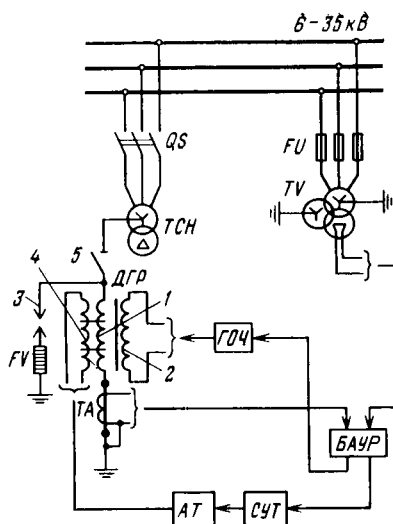


Рис. 10.7. Структурная схема автоматической компенсации емкостных токов с *ДГР* с подмагничиванием

Атмосферные перенапряжения и защита от них электроустановок карьеров. Наиболее опасны перенапряжения прямого удара молнии (ПУМ), но для электроустановок напряжением до 30 кВ опасны и значительно чаще возникающие индуктированные перенапряжения.

Основной критерий грозовой поражаемости объектов — среднее число ПУМ в рассматриваемый объект. Число ударов молнии в год в воздушные линии:

$$N = 6n h_{\text{ср}} l 10^{-6}, \quad (10.12)$$

где n — среднегодовое число ударов молнии на 1 км^2 поверхности земли для данного района; $h_{\text{ср}}$ — средняя высота подвеса верхнего провода линии, м; l — длина линии, км.

Число ударов молнии в год в горнотранспортные машины и электросетевые устройства

$$N = (S + 6h_0)(L + 6h_0)n 10^{-6}, \quad (10.13)$$

где S , L , h_0 — соответственно ширина, длина, высота объекта, м.

Основной критерий грозоупорности электроустановок — число лет между появлением двух последовательных перенапряжений, превышающих испытательное напряжение изоляции основного электрооборудования. Показатель грозоупорности $M = m^{-1}$ (m — число случаев возникновения опасных атмосферных перенапряжений на оборудовании объекта в год).

Схемы защиты электроустановок от атмосферных перенапряжений строятся по принципу согласования трех величин: интервала координации ΔU , допустимого удаления разрядников от защищаемого электрооборудования и длины защищаемого подхода. Интервал координации

$$\Delta U = (U_{\text{исп}} - U_{\text{ост}}) U_{\text{ост}}^{-1} 100\%, \quad (10.14)$$

где $U_{\text{исп}}$ — импульсное испытательное напряжение изоляции защищаемого электрооборудования; $U_{\text{ост}}$ — остающееся напряжение разрядника при токе координации.

Схемы грозозащиты карьерных электроустановок могут быть более простыми, чем для стационарных электроустановок, что отражено в Нормативах по защите электроустановок открытых горных разработок от атмосферных перенапряжений.

Защита карьерных ВЛ на передвижных опорах при сроке между передвижками линий менее двух лет выполняется упрощенно: пересечения различных ВЛ с деревянными опорами и места подхода с ВЛ на кабельную линию защищаются трубчатыми разрядниками; допускается вместо трубчатых использовать вентильные разрядники.

Открытые распреустройства и передвижные комплектные трансформаторные подстанции (ПКТП) напряжением 35/6—10 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1600 кВ·А и более в районах с числом грозовых часов в году более 20 оборудуются защитой от прямых ударов молнии (как правило, с помощью

стержневых молниеотводов). Защита таких подстанций от волн перенапряжения, набегающих с линий, со стороны высшего напряжения осуществляется по схеме, приведенной на рис. 10.8. Защита отходящих линий напряжением 6—10 кВ от передвижных подстанций 35/6—10 кВ, а также передвижных распределительных пунктов 6—10 кВ с питающими и отходящими ВЛ на деревянных опорах осуществляется по схеме, приведенной на рис. 10.9. Если ВЛ выполнены на металлических или железобетонных опорах, установка комплектов трубчатых разрядников *FV1* и *FV2* исключается.

Защита ПКТП напряжением 6—10/0,4—0,23 кВ при мощности трансформатора 630 кв·А и менее осуществляется со стороны высшего напряжения установкой комплекта вентильных разрядников *FV1* на вводе подстанции или на сборке у трансформатора до предохранителей (рис. 10.10). Защита таких подстанций, работающих на отходящие ВЛ длиной более 500 м, дополняется установкой вертикального разрядника *FV2*, присоединенного к шинам РУ низшего напряжения. Указанные ПКТП не оборудуются грозозащитой, если они подключены к ВЛ через приключательные пункты, оборудованные вентильными разрядниками.

Защита горнотранспортных машин, питающихся по гибким кабелям, выполняется по следующим схемам: двумя комплектами вентильных разрядников, один из которых (*FV2*) устанавливается непосредственно на шинах КРУ машины, другой (*FV1*) — в приключательном пункте (ПП) (рис. 10.11) — для одноковшовых экскаваторов, отвалообразователей и транспортно-отвальных мостов; комплектом вентильных разрядников *FV1*, установленных лишь в приключательном пункте — для одноковшовых экскаваторов при вместимости ковша 13 м³.

В случае невозможности размещения средств защиты от перенапряжения в передвижных электросетевых устройствах для этой цели может использоваться специальный передвижной пункт защиты (ППЗ), который представляет собой шкаф, установленный на салазках.

Все устройства защиты от перенапряжений подлежат заземлению. Сопротивление заземляющих средств защиты передвижных электроустановок должно быть при удельном сопротивлении пород $\rho \leq 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ — не более 4 Ом, а при $\rho = 10 \div 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ — не более 0,3 ρ . Если $\rho > 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, то средства грозозащиты передвижных электроустановок подключаются к магистральному заземляющему проводу общеканьерной сети заземления (МЗП). Если $\rho \leq 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, то заземление средств грозозащиты осуществляется на местные заземлители (МЗ) защитного заземления, соединенные с МЗП.

Внутренние перенапряжения и меры их ограничения. В сетях 6—35 кВ перенапряжения в основном происходят при плановых коммутациях, дуговых замыканиях на землю и феррорезонансах. Они характеризуются формой кривой, уровнями, длительностью воздействия и частотой повторяемости.

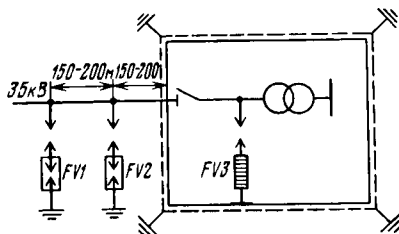


Рис. 10.8. Схема грозозащиты со стороны высшего напряжения передвижных карьерных подстанций 35/6—10 кВ

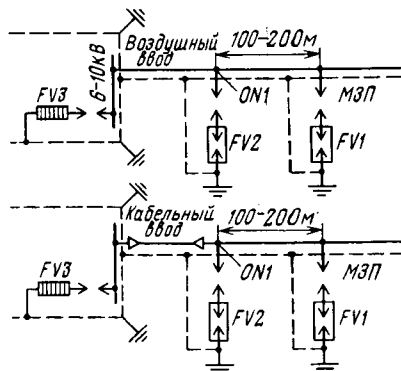


Рис. 10.9. Схема грозозащиты со стороны напряжения передвижных карьерных подстанций 35/6—10 кВ и передвижных распределителей напряжением 6—10 кВ:

ОН1 — первая опора (портал) от подстанции или РП; МЗП — магистральный заземляющий провод

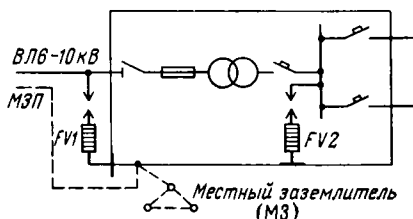


Рис. 10.10. Схема грозозащиты передвижных карьерных подстанций 6—10/0,4—0,23 кВ

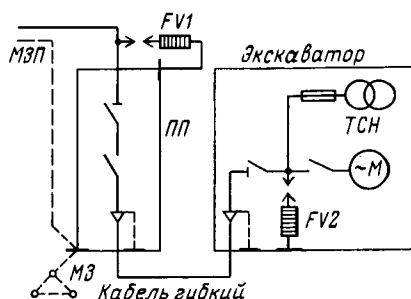


Рис. 10.11. Схема грозозащиты горнотранспортных машин

Уровни перенапряжений могут характеризоваться кратностью по отношению к амплитуде фазного напряжения сети $k = U_{\max}/U_{\phi}$ ($U_{\max}$ — максимальное напряжение переходного процесса относительно земли; U_{ϕ} — фазное напряжение сети). Максимальные кратности внутренних перенапряжений в карьерных сетях достигают значений 3—6. Вероятность того, что кратность перенапряжений окажется равной или превзойдет данный уровень k , составляет

$$Q(k) = 1 - F(k), \quad (10.15)$$

где $F(k)$ — закон распределения значений кратности k .

Ожидаемое число перенапряжений с кратностью, равной или превышающей значение k , определяется числом перенапряжений N_{Π} и вероятностью $Q(k)$:

$$N_{\text{пер}} = N_{\Pi} [1 - F(k)]. \quad (10.16)$$

Вероятное число пробоев (перекрытий) изоляции при перенапряжениях

$$N = N_0 \int_{U_{\phi}}^{U_{\max}} \varphi(U) F(U) aU, \quad (10.17)$$

где $F(U)$ — интегральное распределение прочности изоляции; $\varphi(U)$ — плотность распределения уровней перенапряжений; N_0 — число замыканий на землю на данный период.

Ожидаемое число переходов однофазных замыканий на землю в многоместные повреждения изоляции

$$N_m = N_0 W(M), \quad (10.18)$$

где $W(M)$ — вероятность перехода однофазных замыканий в многоместные повреждения, которая может быть найдена определением интеграла выражения (10.17).

Численные значения $W(M)$ в карьерных сетях достигают 0,2—0,3, в среднем составляя 0,1—0,13.

Следует иметь в виду, что защита от внутренних перенапряжений не может быть осуществлена только применением защитных средств. Оптимальная система защиты может быть построена на сочетании комплекса мер: профилактики и опережающего автоматического контроля изоляции, ограничения длительности (защита от однофазных замыканий на землю) и уровней перенапряжений.

При создании системы от перенапряжений необходимо решать задачу выбора одного из основных ее показателей — уровня ограничения перенапряжений U_0 . В карьерных сетях с изолированной нейтралью уровень ограничения может быть принят $U_0 = (1,8 \div 1,9) U_{\phi}$.

Основными путями предотвращения возникновения высоких уровней перенапряжений являются исключение возможных повторных зажигания дуги за счет изменения начальных условий (наложением индуктивного или активного тока на емкостный ток на землю, а также перераспределением зарядов) либо срез амплитуды перенапряжений, либо то и другое одновременно. По времени действия устройства защиты подразделяют на две группы: 1) устройства, включенные в цепь перед началом переходного процесса в сети и способствующие ограничению перенапряжений с момента начала их возникновения в течение всего процесса путем воздействия на факторы, обуславливающие появление чрезмерных перенапряжений; 2) устройства, которые вводятся в цепь только в тот момент, когда перенапряжение в точке их установки превышает определенный уровень или возникает аварийный режим (устройства включаются за счет искровых промежутков, «переключающих» свойство вольт-амперной характеристики (ВАХ) аппарата, а также тиристорных схем управления).

К первой группе относятся: предвключенные линейные резисторы и дугогасящие реакторы в нейтрали сети, а также дополни-

тельная междуфазная емкость. Эти устройства ограничивают перенапряжения лишь при дуговых замыканиях на землю.

При включении в нейтраль высокоомного резистора оптимального значения, которое соответствует созданию дополнительного активного тока замыкания, равного 0,6 емкостного тока, перенапряжения ограничиваются до уровня $(2,5—2,6)U_{\phi}$. Согласно Нормативам безопасности при эксплуатации электрооборудования, на угольных разрезах допускается заземление нейтрали сетей до 35 кВ через высокоомные резисторы, которые включаются в нейтраль сети аналогично ДГР. Для карьерных сетей создано устройство с высокоомным резистором нейтрали УРВН-60(10). Высокоомный резистор изготовлен из электротехнического бетона (бетэла), помещенного в фарфоровую покрывку. Область применения такого устройства — карьерные распределительные сети 6—10 кВ с токами замыкания на землю до 10—15 А.

Ограничение перенапряжений дугогасящими реакторами эффективно при резонансной настройке реактора (в пределах $\pm 5\%$) (см. 10.3). Дополнительная междуфазная емкость за счет батарей статических конденсаторов при сопротивлении $X_c = (7\omega C)^{-1}$ ограничивает перенапряжения до уровня $2U_{\phi}$. Однако применение такого устройства лишь для ограничения перенапряжений при дуговых замыканиях на землю экономически нецелесообразно, поскольку капитальные затраты на конденсаторы в 18 раз выше, чем на разрядники.

Вторая группа устройств ограничения перенапряжений включает специальные вентильные разрядники и высоконелинейные ограничители перенапряжений. Ограничители перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками обладают рядом преимуществ: более низким и стабильным защитным уровнем, большей надежностью за счет отсутствия искровых промежутков и связанных с ними отказов, отсутствием больших сопровождающих токов, более простым профилактическим контролем.

Система защитных мероприятий от феррорезонансных перенапряжений основана на его предотвращении во всех формах проявления. С этой целью не рекомендуется заземление нейтрали измерительных трансформаторов типа НТМИ, кроме трансформаторов, установленных на подстанции или распредпунктах, рекомендуется на выходе включать дополнительную обмотку НТМИ, соединенную в открытый треугольник, и резистор сопротивлением 30—50 Ом. Расстройка условий резонанса возможна при компенсации емкостного тока замыкания на землю ДГР и наложении активного тока с помощью высокоомного резистора. Для предотвращения феррорезонансных перенапряжений могут быть использованы коммутационные разрядники или ограничители перенапряжений. При их срабатывании сначала срезается волна перенапряжений, а затем расстраиваются феррорезонансные условия.

Для карьерных электрических сетей 6—35 кВ с изолированной нейтралью разработаны новые средства глубокого ограниче-

ний перенапряжений. Созданы специальные вентильные разрядники как для глубокого ограничения коммутационных перенапряжений (РВМК-6), так и для глубокого ограничения коммутационных и грозовых перенапряжений (РВМКГ-6). В разрядниках используются искровые промежутки с вращающейся дугой и нелинейные последовательные резисторы из тервитовых дисков, применяемые в магнитно-вентильных разрядниках переменного тока высших классов напряжения. Разрядники собраны в герметизированных фарфоровых крышках разрядников РВМ-10 [12].

На основе высоконелинейных оксидно-цинковых резисторов разработаны нелинейные ограничители перенапряжений типов ОПН и ОПНК, предназначенные для защиты от атмосферных и коммутационных (в том числе возникающих при работе вакуумных выключателей) перенапряжений передвижного электрооборудования. Ограничитель представляет собой защитный аппарат опорного типа без последовательно включенных с резисторами искровых промежутков. Ток проводимости через ограничитель при наибольшем рабочем напряжении не превышает 0,5 мА [12, 18].

Созданные специально для карьерных сетей защитные аппараты обеспечивают более эффективную, чем общепромышленные вентильные разрядники, защиту от внутренних и атмосферных перенапряжений.

В условиях эксплуатации возможны повреждения разрядников вследствие превышения токами молнии пропускной способности, из-за загрязнений, которые изменяют распределение напряжения по искровым промежуткам или вызывают перекрытия изоляции и др. В сетях 6—10 кВ интенсивность отказов вентильных разрядников при возрасте 2—10 лет составляет $(0,1—1) \cdot 10^{-3}$ на комплект в год. Эксплуатационная надежность ограничителя по пропускной способности обеспечивается соответствующим выбором модификации (числа параллельных колонок нелинейных резисторов). Значение параметра потока отказов ограничителей в режимах и условиях, допустимых техническими условиями, $\omega = 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$.

10.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровня напряжения в характерных точках системы электроснабжения с помощью специальных технических средств, который производят автоматически по отклонению напряжения от номинального значения за пределы допустимых, определенных ГОСТом.

Различают отклонения и колебания напряжения, причем последние характеризуются сравнительно высокой скоростью изменения напряжения (более 1 % в секунду) и появляются в основном вследствие пуска или самозапуска мощных двигателей или группы электродвигателей.

Одна из причин отклонения напряжения от номинального — переменный режим работы потребителей. При этом разным ре-

жителям работы потребителей соответствуют разные мощности, протекающие по сети, и, следовательно, разные потери напряжения в ней. Вторая основная причина отклонений напряжения электроприемников — изменение режимов работы энергетической системы. Наибольшие отклонения наступают, как правило, при аварийных режимах работы системы — отключениях сильно нагруженных линий и выходе из строя или отключениях крупных машин.

Для поддержания уровней отклонений напряжений в допустимых пределах применяются различные средства и способы регулирования напряжения. При этом используют два основных принципа регулирования напряжения: 1) изменение напряжения в центре питания или в распределительной сети регулированием напряжения генераторов, коэффициентов трансформации, добавки вольтодобавочных трансформаторов и т. д.; 2) изменение потери напряжения в отдельных элементах сети регулированием потоков реактивной мощности или компенсацией индуктивного сопротивления сети.

В общем случае напряжение у электроприемника U_2 в зависимости от напряжения источника питания U_1 , добавочного напряжения U_d , создаваемого регулируемыми устройствами, и потерь напряжения, обусловленных активной P_m и реактивной Q_m нагрузками (с учетом мощности компенсирующих устройств Q_k) и активным R и реактивным X сопротивлениями сети, определяется по формуле

$$U_2 = U_1 \pm U_d - P_m R / U_{ном} - (Q_m - Q_k)(X_L - X_c) / U_{ном}, \quad (10.19)$$

где X_L , X_c — соответственно индуктивное и емкостное сопротивление сети; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети.

Напряжение U_1 в центре питания может регулироваться двумя способами: 1) изменением тока возбуждения генераторов на электростанциях с помощью специальных автоматических регуляторов возбуждения (АРВ); 2) изменением коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

При первом случае имеется возможность изменять напряжение в пределах $\pm 5\%$ номинального напряжения генераторов. Этот способ применяется в сетях небольшой протяженности, питающихся от одной электростанции.

Второй способ регулирования изменением коэффициента трансформации применяется в основном на главных понизительных подстанциях. При этом силовые трансформаторы снабжаются устройствами ручного или автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Наибольшее распространение в промышленных сетях получило ступенчатое регулирование напряжения с помощью РПН изменением числа витков в регулируемой обмотке. Для двухобмоточных трансформаторов с РПН типа ТНД предусматривается регулирование при напряжении 35 кВ в пределах $\pm (6 \times 1,5\%)$ для мощности 10 М·ВА и выше, а при напряжении 110 кВ — в пределах $\pm (9 \times 1,78\%)$ номинального для мощ-

ности 6,3 М·ВА и выше. В трех-обмоточных трансформаторах на стороне высокого напряжения обеспечивается регулирование под нагрузкой в пределах $\pm (9 \times 1,78 \%)$ номинального напряжения, на стороне среднего напряжения регулирование производится изменением числа включенных витков обмотки (переключения без возбуждения) переключателями, установленными на каждой фазе с пятью ступенями напряжения (+5, +2,5, 0, -2,5, -5 %).

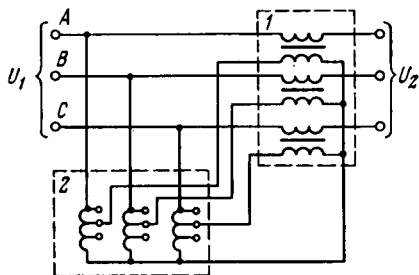


Рис. 10.12. Схема вольтодобавочного трансформатора

Для получения добавочного напряжения U_d используют вольтодобавочные трансформаторы, которые являются достаточно распространенными средствами. Вольтодобавочный трансформатор (рис. 10.12) состоит из трансформатора 1 с последовательно включенной в рассечку вторичной обмоткой. Первичная обмотка этого трансформатора питается от регулировочного трансформатора или автотрансформатора 2. Выходное напряжение U_2 отличается от входного U_1 на значение добавочного напряжения U_d , которое можно регулировать изменением подведенного к первичной обмотке трансформатора напряжения и коэффициента трансформации вольтодобавочного трансформатора.

Перестановкой ответвлений на питающем трансформаторе можно получить во вторичной обмотке напряжение U_d не только разного значения, но и разного по направлению — встречно или согласно с напряжением сети.

Потребляемая или собственная мощность вольтодобавочного трансформатора S_c в значительной степени зависит от добавочного напряжения, проходной мощности $S_{пр}$ или мощности регулируемой линии и определяется по выражению

$$S_c = S_{пр} U_d \% / 100. \quad (10.20)$$

Кроме отмеченных средств, регулирование напряжения возможно также с помощью автотрансформаторов. Регулировочные ответвления для изменения коэффициента трансформации автотрансформаторов устраиваются только на обмотках высшего напряжения, что затрудняет получение необходимых уровней напряжения в сетях среднего и низшего напряжений.

В настоящее время для регулирования напряжения в центрах питания, на понижающих подстанциях в качестве главного из рассмотренных средств регулирования применяют трансформаторы с РПН.

Потеря напряжения в элементах электрической сети зависит от сопротивлений элементов и передаваемых активной и реактивной мощностей. Изменяя указанные величины, можно влиять

на значение потерь напряжения и соответственно на напряжение у потребителей.

Способ уменьшения напряжения изменением передаваемой активной мощности не получил широкого распространения, так как требует изменения схемы электроснабжения. Применим такой способ регулирования при условии, что системы электроснабжения имеют резервирование по сети и числу трансформаторов на подстанциях.

По сравнению с другими средствами уменьшения потерь напряжения в карьерных сетях получил более широкое распространение способ компенсации реактивных нагрузок, причем начинают широко внедрять автоматическое регулирование мощности компенсирующих установок. Следует отметить, что компенсация реактивных нагрузок способствует улучшению режима напряжения сети только при регулировании мощности источника реактивной мощности соответственно изменению реактивных нагрузок.

10.6. АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ

В системах электроснабжения карьеров нашли применение следующие основные виды системной автоматики: автоматическое включение резерва (АВР), автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическая частотная разгрузка (АЧР), автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей и др.

К устройствам АВР предъявляются следующие основные требования: устройства должны приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах подстанции по любой причине; с целью уменьшения длительности перерыва в питании потребителей резервный источник должен включаться сразу же после отключения рабочего источника; для исключения многократных включений резервного источника на неустранившееся к. з. действие АВР должно быть однократным; устройства АВР не должны приходить в действие до отключения выключателя, связывающего подстанцию с рабочим (поврежденным) источником; должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Включение резервного элемента системы электроснабжения с помощью АВР должно происходить при вполне определенных условиях, которые контролируются пусковыми органами.

Схема, поясняющая принцип действия АВР, показана на рис. 13.1, где линия *I* — рабочая, а линия *II* — резервная. Устройство АВР должно приходить в действие только при авариях на рабочей линии. Однако для этого требуется иметь избирательные пусковые органы, которые бы четко фиксировали место аварии. Возможен другой подход к выбору пусковых параметров схемы АВР — устройство приходит в действие при аварии не только на рабочей линии, но и в других точках системы электроснабжения. При аварии вне рабочей линии схема блокируется и переход на

резервную линию не происходит. Преимущество такого подхода — простота пусковых органов устройств АВР, в качестве которых широко применяют реле минимального напряжения, реагирующие на понижение напряжения в аварийных режимах.

При к. з. на отходящих линиях (рис. 10.13) в точках $K2$, $K3$ или $K4$ переходить на резервную линию не имеет смысла. В этих случаях неправильное действие схемы АВР может быть устранено правильным выбором срабатывания пускового органа (реле минимального напряжения) и введением временной задержки. Для отстройки от к. з. за реактором или трансформатором на отходящей линии (точки $K3$ и $K4$) напряжение пуска должно быть меньше остаточного напряжения на сборных шинах:

$$U_{\text{пуск}} \leq \frac{U_{\text{о. к. з.}}}{k_0 k_H}, \quad (10.21)$$

где $U_{\text{о. к. з.}}$ — наименьшее расчетное значение остаточного напряжения к. з.; $k_0 = 1,2 \div 1,3$ — коэффициент отстройки; k_H — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Аналогичным образом обеспечивают несрабатывание пускового органа АВР при самозапуске электродвигателей, который сопровождается посадкой напряжения на шинах подстанции:

$$U_{\text{пуск}} \leq \frac{U_{\text{о. с. з.}}}{k_0 k_H}, \quad (10.22)$$

где $U_{\text{о. с. з.}}$ — наименьшее напряжение на шинах подстанции при самозапуске электродвигателей.

Отстройка от неправильного действия схемы АВР при к. з. на отходящей нереактивированной линии (точка $K2$) осуществляется за счет выдержки времени. Время отключения схемой АВР рабочей линии выбирается на ступень селективности больше времени срабатывания защиты отходящей нереактивированной линии: $t_{\text{АВР}} = t_{\text{с. з. max}} + \Delta t$.

Особым случаем является к. з. на шинах подстанции (точка $K5$). Отстроить действие АВР по напряжению или за счет выдержки времени от такого повреждения нельзя.

При явном резерве АВР целесообразно, если резервная линия готова принять нагрузку. Для этого контролируется наличие на ней напряжения с помощью реле минимального напряжения, уставкой срабатывания которого выбирается по условию

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{раб. min}} k_B}{k_0 k_H}, \quad (10.23)$$

где $U_{\text{раб. min}}$ — минимальное рабочее напряжение; k_B — коэффициент возврата реле напряжения.

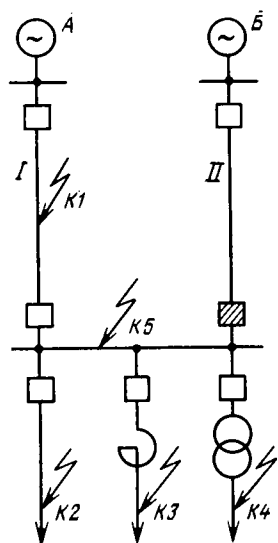


Рис. 10.13. К пояснению работы АВР

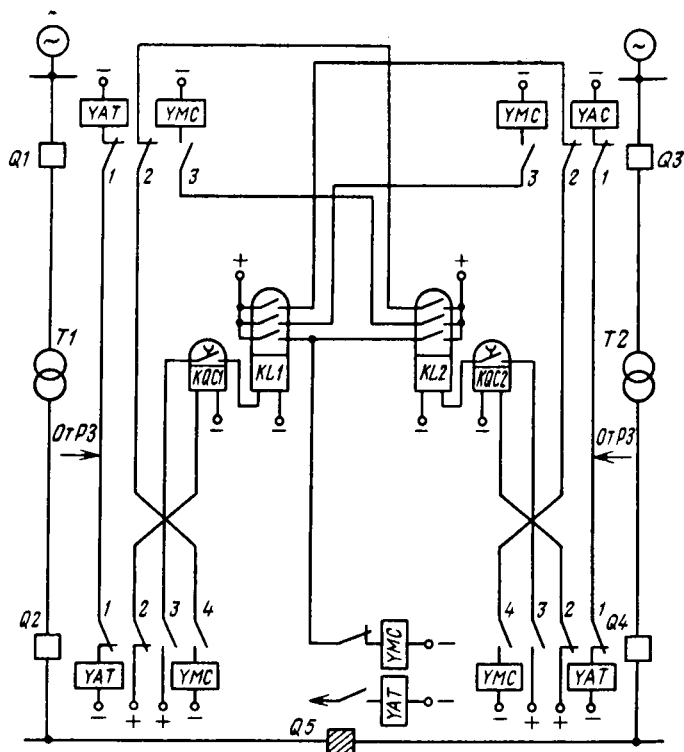


Рис. 10.14. Упрощенная схема АВР трансформатора

Однократность действия АВР обеспечивается выдержкой времени на размыкание контактов дополнительного реле, значение которой от момента снятия напряжения выбирается больше времени включения выключателя резервного источника, т. е.

$$t_{о.д} = t_{вкл.в} + t_{зап}, \quad (10.24)$$

где $t_{о.д}$ — выдержка времени реле, обеспечивающего однократность действия АВР; $t_{вкл.в}$ — время включения выключателя; $t_{зап} = 0,3 \div 0,5$ с — время запаса.

На рис. 10.14 представлена упрощенная схема АВР трансформатора с действием на секционный выключатель. В случае неявного резерва до цикла АВР каждый трансформатор покрывает нагрузку своих потребителей. Секционный выключатель $Q5$ нормально отключен. В аварийном режиме оба трансформатора друг друга взаимно резервируют.

При отключении одного из трансформаторов релейной защитой при повреждении (например, первого) блок-контакт 2 выключателя $Q2$ размыкает цепь питания реле $KQC1$, имеющего выдержку времени на размыкание контактов. Блок-контакт 3 вы-

ключателя $Q2$, замыкаясь через еще замкнутый контакт реле $KQC1$, подает питание на промежуточное реле $KL1$. Это реле срабатывает и своими контактами замыкает цепь питания катушек включения выключателей $Q5$ (нижним), $Q3$ (средним) и $Q4$ (верхним). Если перед этим трансформатор $T2$ уже был включен, то включается только секционный выключатель $Q5$. При отключенном трансформаторе $T1$ будут включаться три выключателя. Для устранения перегрузки источника оперативного тока при одновременном включении трех выключателей предусмотрена блокировка с помощью блок-контакта 2 выключателя $Q3$ (выключатель $Q4$ включается только после полного включения $Q3$). Аналогичным образом трансформатор $T2$ резервируется трансформатором $T1$. В этом случае срабатывает реле $KQC2$ и $KL2$ и включается выключатель $Q5$ (или одновременно $Q5$, $Q1$ и $Q2$).

Для исключения действия АВР при преднамеренном отключении одного из трансформаторов и обесточивании соответствующей секции шин подстанции в цепь питания промежуточных реле KL следует включить контакты ключа управления.

Наряду с устройствами АВР, работающими на постоянном оперативном токе, большое распространение на подстанциях получили устройства АВР на переменном оперативном токе. На рис. 10.15 приведена схема АВР секционного выключателя на переменном оперативном токе для подстанции с двумя трансформаторами, питающимися ответвлениями от двух линий без выключателей со стороны высшего напряжения трансформаторов. Секционный выключатель $Q3$ нормально отключен. Оперативный ток для питания схемы автоматики подается от трансформаторов собственных нужд $T3$ и $T4$.

Особенность рассматриваемой схемы — при исчезновении напряжения на одной из линий АВР включает секционный выключатель, а при восстановлении напряжения на линии автоматически собирает нормальную схему подстанции.

Пусковые органы схемы — реле времени $1KT1$, $1KT2$ и $2KT1$, $2KT2$, контакты которых включены последовательно в цепи со-

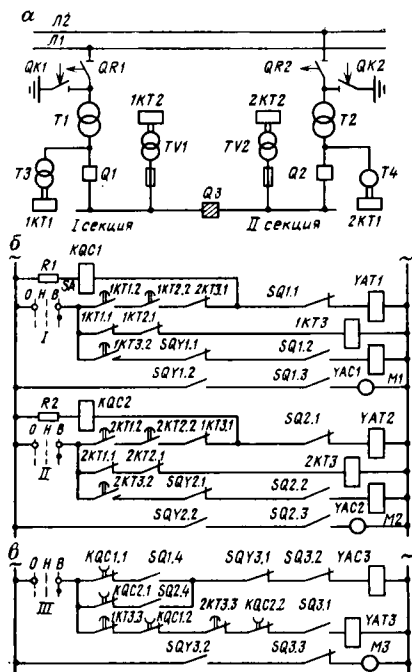


Рис. 10.15. Схема АВР секционного выключателя на переменном оперативном токе:

а — поясняющая схема; б — цепи управления выключателей В1 и В2; в — цепи управления и АВР выключателя В3

ответствующих катушек отключения. Обмотки реле *KT1* и *KT2* включены на разные трансформаторы *T3*, *T4* и *TV1*, *TV2*, что исключает возможность ложного действия пусковых органов при неисправностях в цепях напряжения. Реле *KT1*, подключенные к трансформаторам собственных нужд *T3*, *T4*, используются также для контроля за появлением напряжения на обесточенном ранее трансформаторе *T1* или *T2* при включении соответствующей линии.

В случае исчезновения напряжения на первой секции шин подстанции в результате отключения линии *Л1* запускаются реле времени *1KT1* и *1KT2* и замыкают свои мгновенные контакты *1KT1.1* и *1KT2.1*, снимая напряжение с обмотки реле времени *1KT3*. Это реле при снятии напряжения мгновенно возвращается в исходное положение, а при подаче напряжения срабатывает с установленной выдержкой времени.

С заданной выдержкой времени замкнутся контакты *1KT1.2* и *1KT2.2* реле времени и создадут цепь питания катушки отключения *YAT1* выключателя *Q1*. При отключении выключателя *Q1* замкнутся его блок-контакты *SQ1.4* в цепи катушки включения *YAC3* секционного выключателя *Q3*, *SQ1.2* и *SQ1.3* соответственно в цепи катушки включения *YAC1* выключателя *Q1* и в цепи двигателя пружинного или грузового привода выключателя *Q1*. Так как контакт реле *KQC1*, обеспечивающего однократность действия АВР, имеет выдержку на размыкание своих контактов *KQC1.1*, то при замыкании блок-контакта *SQ1.4* катушка включения *YAC3* получит питание и секционный выключатель включится, подавая напряжение на первую секцию шин подстанции.

При появлении напряжения на шинах первой секции реле *1KT2* получит питание, замкнет свой контакт *1KT2.1* и разомкнет контакт *1KT1.2*. Реле *1KT1* остается без напряжения, поэтому его контакт *1KT1.1* остается разомкнутым и реле времени *1KT3* будет по-прежнему находиться в исходном положении, держа разомкнутыми все свои контакты.

При восстановлении напряжения на линии *Л1* напряжение появится и на трансформаторе *T1*, поскольку его отделитель остался включенным. Получив питание, реле *1KT1* замыкает контакт *1KT1.1* и размыкает *1KT1.2*. В результате реле *1KT3* получает питание и своим проскальзывающим контактом *1KT3.2* создает цепь на включение выключателя *Q1*, а конечным контактом *1KT3.3* через уже замкнутые контакты реле *KQC1* создается цепь для отключения секционного выключателя *Q3*, который отключается при условии, если включен выключатель *Q2*. При этом автоматически восстанавливается исходная схема подстанции (контакты готовности привода на схеме обозначены *SQY*).

При отключении питающей линии *Л2* схема работает аналогичным образом, только заданная программа выполняется с помощью реле, относящихся к трансформатору *T2* (*2KT1*, *2KT2*, *2KT3*).

При исчезновении напряжения на двух питающих линиях реле *1КТЗ* и *2КТЗ* потеряют питание и своими контактами *2КТЗ.1* и *1КТЗ.1* разорвут цепи катушек отключения *УАТ1* и *УАТ2* выключателей соответственно *Q1* и *Q2*. Этим самым осуществляется запрет АВР, так как его действие в этом случае не имеет смысла.

При отключении источника пусковой орган минимального напряжения может приходить в действие не сразу, так как в течение 0,5—1,5 с синхронные и асинхронные электродвигатели будут поддерживать на шинах остаточное напряжение, превышающее напряжение срабатывания реле минимального напряжения. Крупные синхронные двигатели и синхронные компенсаторы могут поддерживать остаточное напряжение на шинах значительно дольше. Для ускорения в таких условиях действия АВР пусковой орган целесообразно дополнять реле частоты. При отключении источника питания электродвигатели начинают резко снижать частоту вращения и соответственно частоту остаточного напряжения.

Повторное включение поврежденной и отключенной релейной защитой линии может выполняться вручную или автоматически. Комплекс автоматики, обеспечивающий повторное включение линий, называют устройством автоматического повторного включения (АПВ). Если после повторного включения линия остается в работе, то считается, что цикл АПВ был успешным. Неуспешные циклы АПВ происходят при возникновении на линии устойчивых (несамоликвидирующихся) к. з.

Устройства АПВ могут быть одно- и многократного действий. При многократном АПВ цикл отключения линий с повторным включением осуществляется несколько раз подряд. Смысл многократного АПВ заключается в том, чтобы при неуспешном действии в первом цикле сохранить линию в работе за счет последующих циклов. Из многократных АПВ обычно на линиях с односторонним питанием используются двух- и трехкратные АПВ. Успешность действия первого цикла составляет 50—85 %, второго — около 15 %, третьего — 1,5—3,0 %. В сетях карьеров находят применение в основном однократные АПВ. Кроме того, АПВ допускается при срабатывании защиты от однофазных замыканий на землю при условии оснащения карьерных сетей устройствами опережающего контроля изоляции.

В зависимости от способа пуска различают схемы АПВ с пуском от релейной защиты и от несоответствия положений ключа управления и выключателя. Схемы АПВ в зависимости от конкретных условий могут существенно отличаться одна от другой, однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя, находящегося в работе (иногда накладываются дополнительные требования для пуска АПВ, например, при наличии синхронизма после восстановления частоты и др.);

не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель

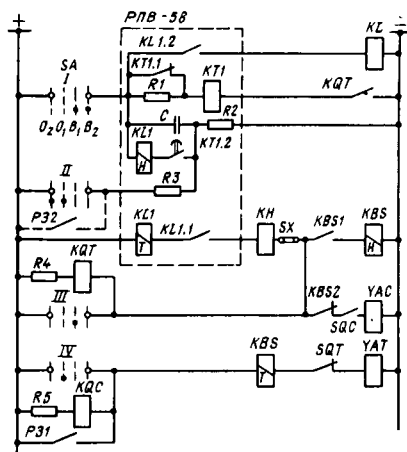


Рис. 10.16. Схема однократного АПВ линии с масляным выключателем и пуском от несоответствия положений ключа управления и выключателя

ное управление выключателем осуществляется ключом управления SA , у которого предусмотрена фиксация положения последней операции, т. е. после операции включения ключ в положении «Включено» (B_2), а после операции отключения — в положении «Отключено» (O_2).

Данная схема выполнена с помощью комплектных устройств типа РПВ-58, в которые входят: реле времени $KT1$ с добавочным резистором $R1$ для обеспечения термической стойкости обмотки реле; промежуточное реле $KL1$ с параллельной (обмотка напряжения) и последовательной (токовая обмотка) обмотками; конденсатор C , обеспечивающий однократность действия АПВ; зарядный $R2$ и разрядный $R3$ резисторы.

Когда выключатель включен и ключ управления находится в положении «Включено», к конденсатору C подводится «плюс» оперативного тока через контакты I ключа, а «минус» — через зарядный резистор $R2$. При этом конденсатор заряжен и схема АПВ находится в состоянии готовности к действию. При включенном выключателе реле положения выключателя «Отключено» QKT , осуществляющее контроль исправности цепей включения, током не обтекается и контакт его цепи пуска АПВ разомкнут.

Пуск АПВ происходит при отключении выключателя релейной защитой $P31$ в результате возникновения несоответствия между положением ключа, которое не изменилось, и выключателя, который отключился и соответственно его блок-контакт SQC замкнулся, а SQT разомкнулся. Реле QKT , получив питание, срабатывает и подает оперативное напряжение на обмотку реле времени $KT1$, размыкается его мгновенный контакт $KT1.1$ и ток в об-

отключается релейной защитой сразу после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на устойчивое к. з.;

должны обеспечивать заданную кратность действия; для обеспечения быстрой подачи напряжения потребителям и восстановления нормального режима работы время действия АПВ должно быть минимально возможным;

должны автоматически обеспечивать готовность выключателя к новому действию.

На рис. 10.16 приведена схема однократного АПВ линии с масляным выключателем, пуск которой производится от несоответствия положений ключа управления и выключателя. В рассматриваемой схеме дистанцион-

мотке реле времени уменьшается, что обеспечивает термическую стойкость реле при длительном прохождении тока.

С заданной выдержкой времени замыкается контакт *KT1.2* и подключает обмотку напряжения реле *KL1* к конденсатору *C*. Реле *KL1* при этом срабатывает от тока разряда конденсатора и, самоудерживаясь с помощью токовой обмотки, включенной последовательно с обмоткой катушки включения *УАС* выключателя, подает импульс на включение выключателя. Благодаря токовой обмотке реле *KL1* обеспечивается необходимая длительность импульса для надежного включения выключателя. Включившись, выключатель размыкает свой блок-контакт *SQC*, замыкает *SQT*, а реле *QKT*, *KL1* и *KT1* возвращаются в исходные положения.

Если повреждение на линии было неустойчивым, то после действия АПВ она остается в работе. Конденсатор *C* после размыкания контакта *KT1.2* начинает заряжаться через зарядный резистор *R2*. Его сопротивление выбирается таким, чтобы время заряда составляло 20—25 с. Спустя указанное время схема АПВ будет автоматически подготовлена к новому действию. Если повреждение было устойчивым, то выключатель, включившись, вновь отключится защитой и реле *QKT* и *QKC* сработают. Однако реле *KL1* повторно не срабатывает, так как конденсатор *C* был разряжен при первом действии АПВ и зарядиться еще не успел. Этим обеспечивается однократность действия АПВ при устойчивом к. з. на линии.

При оперативном отключении выключателя ключом управления *SA* несоответствия между положением ключа управления и выключателя не возникает и АПВ не действует, так как одновременно с подачей импульса на отключение выключателя контактами *IV* ключа размыкаются контакты *I*, чем снимается плюс оперативного тока со схемы АПВ. Одновременно со снятием оперативного тока контактами *ISA* замыкаются контакты *II* и конденсатор *C* разряжается через сопротивление *R3*. При оперативном включении выключателя ключом управления готовность АПВ к действию наступает после заряда конденсатора *C* (через 20—25 с). При необходимости вводится контакт *P32*, обеспечивающий запрет АПВ после действия определенных видов защит.

Для исключения многократного включения выключателя на устойчивое к. з. при залипании контактов реле *KL1* в замкнутом состоянии в схеме управления установлено специальное реле *KBS* с двумя обмотками — рабочей токовой и удерживающей напряженческой. Реле *KBS* срабатывает при прохождении тока по катушке электромагнита отключения *УАТ* и удерживается в рабочем положении до снятия команды на включение. Если при этом контакты *KL1.1* замкнуты (в результате залипания), то реле *KBS* с помощью контакта *KBS1* становится на самоподпитку, а контактом *KBS2* исключает возможность многократных включений, размыкая цепь питания *УАС*. Накладка *SX* в схеме предназначена для вывода АПВ из действия, а реле *KL* — для ускорения действия релейной защиты после АПВ.

Выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени готовности привода выключателя ($t_{г. п}$), т. е.

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{г. п} + t_{\text{зап}}, \quad (10.25)$$

где $t_{\text{зап}}$ — время запаса, учитывающее непостоянство $t_{г. п}$ и погрешность реле времени (0,3—0,5 с).

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое к. з. возврат АПВ в исходное положение должен происходить после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится релеиной защитой, причем имеющей наибольшую выдержку времени, т. е.

$$t_{2\text{АПВ}} \geq t_{\text{защ}} + t_{\text{откл. в}} + t_{\text{зап}}, \quad (10.26)$$

где $t_{\text{защ}}$ — наибольшая выдержка времени защиты; $t_{\text{откл. в}}$ — время отключения выключателя.

Устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) предусматривают на подстанциях и распределительных пунктах предприятий для отключения части электроприемников при возникновении дефицита активной мощности в питающей энергосистеме. Существует три способа выполнения устройств частотной загрузки:

с малым временем действия (0,25—0,5 с), имеющим различные уставки по частоте срабатывания и предназначенным для прекращения снижения частоты в энергосистеме;

с единой уставкой срабатывания по частоте и различными уставками по времени, предназначенными для подъема частоты после действия АЧР первой категории и предотвращения «зависания» частоты на уровне 49 Гц;

дополнительная категория, действующая при возникновении местного глубокого дефицита активной мощности и предназначенная для ускорения и увеличения объема разгрузки.

Размещение устройства АЧР производят, начиная с подстанций и РП, от шин 6—10 кВ которых непосредственно получают питание электроприемники, подлежащие отключению при действии АЧР. Объем АЧР должен быть обеспечен за счет отключения в первую очередь электроприемников, допускающих без значительного экономического ущерба перерывы электроснабжения.

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики — АПВ после АЧР (или включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных потребителей. В первую очередь ЧАПВ следует выполнять на подстанциях с ответственными потребителями. Устройство ЧАПВ должно срабатывать при частоте 49,5—50 Гц. Начальная уставка по времени принимается 10—20 с, конечная — в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ (группами отключенных электроприемников) — 5 с. Мощности нагрузки по очередям ЧАПВ рас-

пределяются обычно равномерно. Очередность подключения потребителей к ЧАПВ обратна очередности АЧР.

В системах электроснабжения карьеров начинают широко применять различные схемы автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей, используемых для компенсации реактивных нагрузок. В схемах автоматики используют один из следующих критериев регулирования: по направлению или значению реактивной мощности в линии; по току нагрузки; по уровню напряжения на шинах подстанции (см. раздел 13). Для сетей напряжением до 1000 В промышленностью выпускается автоматический регулятор типа АРКОИ1.

Для сетей напряжением выше 1000 В автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по указанным критериям освоено не в достаточной степени. На предприятиях с достаточно стабильными суточными графиками нагрузки находит применение схема управления мощностью батарей конденсаторов с помощью электрических часов (суточное изменение графика нагрузки). Работа такого регулятора может быть пояснена с помощью схемы, представленной на рис. 10.17. При замыкании контактов электрических часов ЭЧ в установленное время суток срабатывает реле времени КТ1, контакты которого замыкают цепь на включение выключателя конденсаторной батареи (всей или ее части). При включении выключателя переключаются его блок-контакты (SQC размыкаются, SQT замыкаются), замыкая цепь питания реле времени КТ2 и размыкая цепь питания реле КТ1. При новом замыкании контакта ЭЧ, которое будет соответствовать времени уменьшения потребления реактивной мощности от шин подстанции, срабатывает реле времени КТ2 и подает команду на отключение конденсаторной батареи (или ее части). Цепь включения батареи конденсаторов размыкается контактом КЛЗ промежуточного реле КЛ, которое срабатывает при действии релейной защиты конденсаторной установки и самоудерживается.

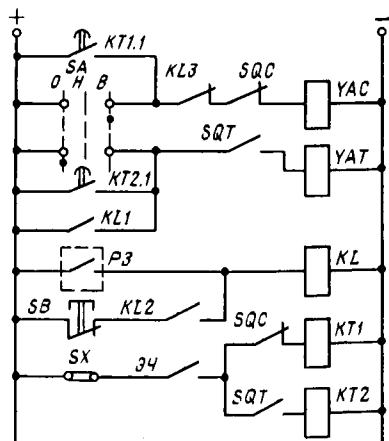


Рис. 10.17. Схема автоматического включения конденсаторных батарей

10.7. ТЕЛЕМЕХАНИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ

Устройство телемеханики представляет собой одно из звеньев в системах передачи информации.

Система передачи информации (рис. 10.18) состоит из источника сообщения ИС; передатчика П, преобразующего сообщения

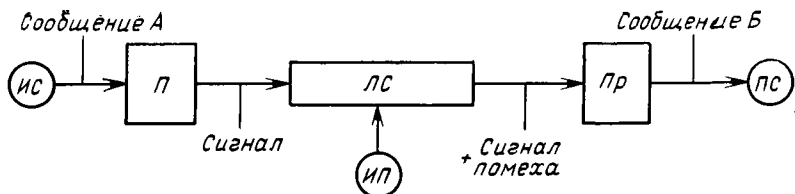


Рис. 10.18. Схема системы передачи информации

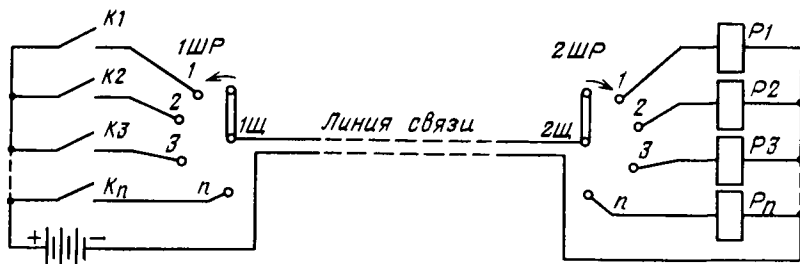


Рис. 10.19. Схема временного разделения сигналов

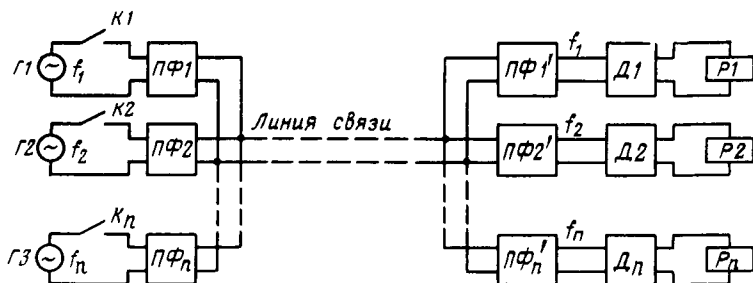


Рис. 10.20. Схема частотного разделения сигналов

в сигналы; линии связи $ЛС$, по которой передаются сигналы; приемника $Пр$, осуществляющего обратное преобразование сигналов в сообщения; получателя сообщений $ПС$ от приемника. Данная система применяется для передачи сообщения от источника информации к получателю по каналу связи, в котором происходят ослабление и искажение передаваемых сигналов. Кроме того, канал связи подвергается воздействию помех (шумов), которые также искажают передаваемый сигнал ($ИП$ — источник помех). Следует указать, что помехи могут возникать не только в линиях связи, но и в передатчиках и приемниках информации.

Сообщения, создаваемые источниками, представляют собой непрерывные функции времени (непрерывные сообщения) или ряд последовательных дискретных символов (дискретные сообщения). В большинстве случаев передача дискретных сообщений оказывается более удобной и надежной.

Устройства телемеханики должны производить выбор (избирание) заданного объекта телеуправления или телесконтроля из большого числа контролируемых объектов. В устройствах телемеханики объект избирается методами разделения импульсов, образующих сигналы телепередачи, посылаемые по каналам связи.

Весьма просто решается задача разделения сигналов, если для передачи каждого сигнала к различным приемникам предусматривается отдельная пара проводов (свой канал связи). В системах телемеханического управления, в которых предусматривается передача нескольких сигналов по одной паре проводов, в настоящее время используют временной и частотный способы разделения сигналов, а также их комбинацию — частотно-временной способ.

При временном способе разделения одноэлементных сигналов каждому передаваемому сигналу предоставляется линия связи (общая для всех сигналов) поочередно на время, необходимое для прохождения этого сигнала. В этом случае для передачи любого сигнала используется, как правило, одна и та же полоса частот. Для осуществления временной передачи применяются распределители, один из которых устанавливается на пункте управления, другой — на исполнительном пункте. С помощью этих распределителей соответствующие передающие и приемные узлы телемеханического устройства поочередно подключаются к линии связи. Наиболее наглядно временное разделение сигналов можно иллюстрировать на примере работы шагового искателя (рис. 10.19). В рассматриваемом примере щетки $1Щ$ и $2Щ$ шаговых искателей $1ШР$ и $2ШР$ вращаются согласно во времени, т. е. с одинаковой угловой частотой и заданной последовательностью перемещения. Ключи $K1—Kn$ подключены к неподвижным контактам распределителя $1ШР$, а исполнительные реле $P1—Pn$ — к неподвижным контактам распределителя $2ШР$. За один цикл работы распределителей можно передать одноэлементным кодом распоряжения всем или избранным получателям.

При частотном способе разделения сигналов (рис. 10.20) каждому передаваемому сигналу (при использовании простейшего одночастотного кода) присваивается своя частота $f_1, f_2, \dots, f_n$. Эти частоты вырабатываются на передающей стороне генераторами $G1, G2, \dots, Gn$ синусоидальных колебаний и передаются в линию связи с помощью ключей управления $K1, K2, \dots, Kn$ через полосовые фильтры $ПФ1, ПФ2, \dots, ПФn$.

На приемной стороне частотными избирателями производятся выбор нужного сигнала и направление его к объекту, которому данный сигнал адресован. Каждый частотный избиратель состоит из частотного полосового фильтра ($ПФ1, ПФ2, \dots, ПФn$), настроенного на заданную частоту, и детектора ($D1, D2, \dots, Dn$), выпрямляющего полученный сигнал. Выделенный и выпрямленный сигнал воздействует на соответствующее исполнительное реле ($P1, P2, \dots, Pn$). Частотные сигналы в линию связи могут посылааться либо последовательно во времени, либо одновременно,

когда происходит так называемая параллельная посылка сигналов. Следует отметить, что при частотном разделении сигналов импульсы могут иметь только амплитудные и временные качественные признаки.

При частотно-временном способе разделения сигналы передаются в определенной полосе частот и в выделенном интервале времени. Между сигналами имеются защитные временные интервалы и полосы частот. Число образуемых сигналов при этом значительно увеличивается.

По характеру выполняемых функций телемеханические системы делятся на системы телеуправления, телесигнализации и телеизмерения.

Системы телеуправления (ТУ) применяются для управления на расстоянии объектами системы электроснабжения, а также осуществления телемеханической связи. Системы телеуправления передают с пункта управления, называемого также диспетчерским пунктом (ДП), на контролируемые пункты (КП) команды (сигналы).

Телеуправление предусматривается только в том случае, если в процессе работы телемеханизируемого объекта требуется периодически производить оперативные переключения, а также при необходимости выполнять переключения для локализации возможных аварийных состояний объекта, если указанные переключения невозможно осуществить средствами системной автоматики.

Достоверность передачи команд телеуправления существенно повышается при одновременном наличии соответствующей сигнализации с контролируемого пункта. В связи с этим устройства телеуправления обычно совмещаются с устройствами телесигнализации и называются устройствами или системами ТУ—ТС.

Системы телесигнализации (ТС) обеспечивают передачу с контролируемых пунктов на диспетчерский пункт различных видов информации. На (ДП) телесигнализация может передаваться автоматически (в результате изменения положения или состояния любого из контролируемых объектов) либо поступать по вызову (запросу) диспетчера, т. е. по команде, поступающей на КП через систему ТУ.

Объем телесигнализации должен обеспечить передачу на пункт управления предупреждающих и аварийных сигналов и, когда это необходимо, отображение состояния и положения основных элементов системы электроснабжения. Сигналы, поступающие на диспетчерский пункт, можно разделить на две группы: не требующие прихода персонала на подстанцию (например, сигналы о положении оборудования); требующие прихода обслуживающего персонала на контролируемый объект (например, сигналы о неисправности оперативных цепей).

Системы телеизмерения (ТИ) осуществляют передачу на расстояние непрерывных значений различных контролируемых параметров (измеряемых специальными датчиками) для визуаль-

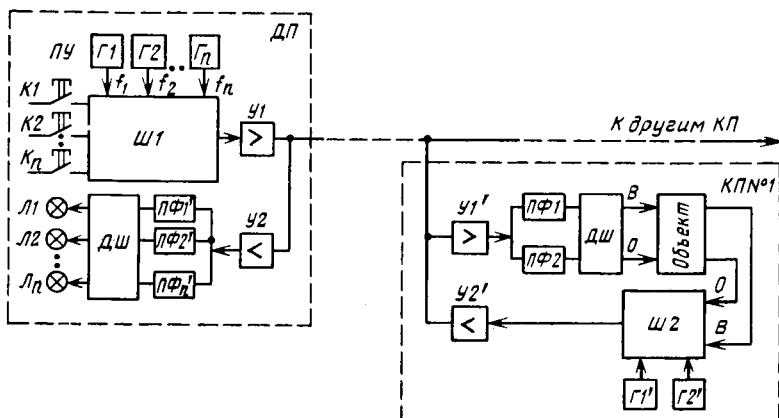


Рис. 10.21. Блок-схема системы ТУ-ТС с частотным разделением сигналов

ного наблюдения, их регистрации или ввода в устройства автоматики.

Объем телеизмерения должен обеспечить возможность замера основных электрических параметров, отражающих работу системы электроснабжения и необходимых диспетчеру как для рационального оперативного управления системой, так и для возможности локализации и ликвидации аварий.

Наряду с системами телемеханики, предназначенными для выполнения какой-либо одной из указанных выше функций, широко используются также комплексные системы телемеханики, выполняющие все перечисленные выше функции или различные их сочетания.

В системах ТУ—ТС отдается приоритет телесигнализации перед телеуправлением, так как поступающая на ДП информация может потребовать от диспетчера отмены намеченной операции ТУ.

В качестве примера на рис. 10.21 приведена блок-схема системы ТУ-ТС с частотным разделением сигналов. Для осуществления частотного разделения сигналов в многоканальных системах используется так называемое частотное уплотнение линий связи. В этом случае по общей электрической линии связи все импульсы тока передаются одновременно, но имеют различную частоту. Каналы разделяются с помощью электрических фильтров.

Токи различной частоты $f_1, f_2, \dots, f_n$ вырабатываются стабильными электронными генераторами $Г1, Г2, \dots, Г_n$ и посылаются непосредственно в линию связи путем замыкания соответствующих контактов $К$. На приемных (контрольных) пунктах с помощью полосовых фильтров $ПФ1, ПФ2, \dots, ПФ_n$ сигналы разделяются и подаются на соответствующие реле управления объектами. Для создания и расшифровки кода в схемах использу-

ются дополнительные элементы — шифраторы (*Ш1* и *Ш2*) и дешифраторы (*ДШ*).

С помощью шифратора *Ш2* и соответствующих генераторов при смене положения объекта управления с *КП* на диспетчерский пункт передается сигнал, который выделяется соответствующим фильтром *ПФ* и дешифруется. В результате загорается соответствующая лампа *Л*, сигнализирующая о новом состоянии объекта. С целью уменьшения влияния помех на рабочие сигналы в устройстве используются усилители сигналов *У1*, *У2*.

Для передачи информации в энергосистемах используются низко- и высокочастотные каналы по воздушным и кабельным линиям связи, каналы радио- и радиорелейной связи и особенно широко — каналы высокочастотной связи по проводам линий электропередачи.

Одним из главных принципов при проектировании телемеханизации энергосистемы является обеспечение необходимой надежности и бесперебойности электроснабжения всех потребителей при минимальных экономических затратах.

При диспетчерском управлении системами электроснабжения рекомендуется предусматривать следующий объем телемеханизации.

Телеуправление:

выключателями на питающих высоковольтных линиях и линиях связи между подстанциями — при отсутствии *АВР* или при необходимости производить частые оперативные переключения;

выключателями понизительных трансформаторов, если необходимо производить частые оперативные переключения;

автоматами, магнитными станциями или пускателями, установленными на линиях освещения территории предприятия (при отсутствии автоматических устройств с фотоэлементами);

выключателями автоматизированных выпрямительных агрегатов, питающих распределительные шины;

быстродействующими автоматами на линиях, питающих контактную сеть от шин тяговых подстанций.

Телесигнализацию:

положения всех телеуправляемых объектов;

положения вводных и секционных выключателей понизительных подстанций и распредпунктов;

положения выключателей отдельных крупных электроприемников;

аварийного отключения любого выключателя подстанции (один общий сигнал с контролируемого пункта);

неисправности телеуправляемого трансформатора или преобразовательного агрегата;

отключения телеуправляемого трансформатора или преобразовательного агрегата защитой от внутренних повреждений;

неисправности на контролируемом пункте (неисправности в цепях оперативного тока, в цепях управления телемеханики и т. д.);

возникновения пожара на необслуживаемых объектах (при появлении дыма).

Телеизмерение:

тока на вводах понизительных подстанций;

напряжения на питающих линиях или шинах электроснабжения предприятия;

тока на управляемых трансформаторах и преобразовательных агрегатах при необходимости осуществления режимных переключений;

мощности и энергии, получаемой от отдельных источников питания.

В настоящее время в системах электроснабжения находит применение целый ряд устройств телеуправления, телесигнализации и телеизмерения, выпускаемых отечественной промышленностью. Например, релейно-контактная система РСТ-1 может передавать 20 сигналов телесигнализации и 16 сигналов телеуправления и телеизмерения. Бесконтактное устройство ТМЭ-1 рассчитано на 41 объект телесигнализации, 26 объектов телеуправления и 13 объектов телеизмерения по вызову. Устройства ВРТФ позволяют посылать сигналы телеуправления на 24 объекта, иметь телесигнализацию положения 43 объектов и выполнять 8 телеизмерений по вызову.

10.8. ПОЛУПРОВОДНИКОВАЯ И МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ТЕХНИКА В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

В последнее время в устройствах релейной защиты и системной автоматики вместо электромеханической элементной базы стали широко использовать полупроводниковую, а также микропроцессорную элементную базу, что позволило расширить функциональные возможности и повысить техническое совершенство средств защиты и автоматики.

Полупроводниковая элементная база явилась переходной от электромеханических устройств к микропроцессорным системам и получила достаточно широкое применение с развитием интегральной микроэлектроники. Интегральные микросхемы представляют собой изделия, выполняющие определенные функции преобразования и обработки сигналов и в зависимости от функционального назначения подразделяющиеся на аналоговые и цифровые. Аналоговые микросхемы предназначены для обработки непрерывных сигналов, изменяющихся во времени по различным законам. На их базе в устройствах релейной защиты используют интегрирующие и дифференциальные усилители, нуль-органы, компараторы, преобразователи тока в напряжение и обратно, активные частотные фильтры. Цифровые микросхемы используют для выполнения в основном логических операций.

Основные недостатки релейной защиты на полупроводниковой элементной базе — достаточно большое число разнообразных узлов и блоков и значительное число элементов из-за небольшой степени интеграции интегральных микросхем.

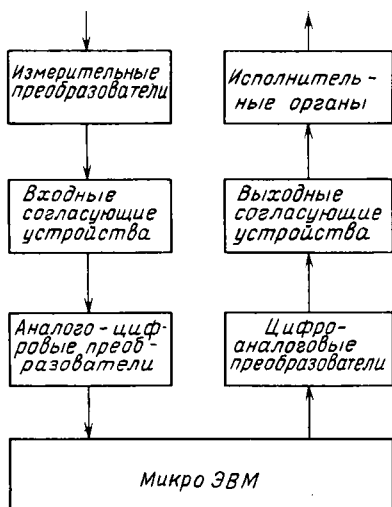


Рис. 10.22. Структурная схема программной защиты

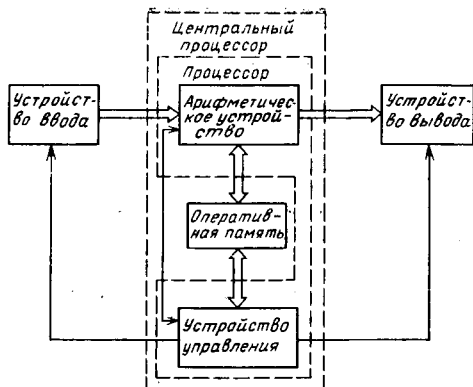


Рис. 10.23. Структурная схема микро-ЭВМ:

— > — информация (данные, команды);
 - - - управляющие сигналы

Более перспективна микропроцессорная элементная база, которая позволяет значительно расширить технические и функциональные возможности средств защиты и автоматики, сделать их более динамичными и надежными. Устройства защиты на базе микропроцессорной техники получили название программных защит. Основа разработки и использования программных защит — то, что функционирование измерительной и логической части релейной защиты математически может быть представлено системой аналитических соотношений, описывающих процесс принятия решения о срабатывании или несрабатывании органов защиты, которые следует рассматривать как систему арифметико-логического преобразования информации, содержащейся в воздействующих величинах.

Программные защиты реализуются на микроЭВМ или в многопроцессорных системах, основным элементом которых является микропроцессор, который представляет собой универсальную цифровую интегральную микросхему большой степени интеграции с программируемой логикой или функцией. Всю микроЭВМ выполняют на небольшом числе или даже на одной интегральной микросхеме (однокристалльные микроЭВМ).

На рис. 10.22 приведена упрощенная схема программной защиты. Обработка информации по алгоритмам релейной защиты осуществляется микроЭВМ, которая выполняет операции над величинами, представленными в цифровом виде. В связи с этим программная защита должна содержать, кроме микроЭВМ, следующие дополнительные устройства: аналого-цифровые и цифро-аналоговые преобразователи, осуществляющие согласование

ношению к ней устройствах; измерительные преобразователи контролируемых электрических величин (тока, напряжения, частоты и т. п.); исполнительные органы; входные и выходные согласующие устройства.

Структура микроЭВМ может иметь значительные отличия, однако следует выделить некоторые общие функции, выполняемые всеми микроЭВМ независимо от их исполнения. В общем случае микроЭВМ состоит из центрального процессора и вспомогательных (периферийных, внешних) устройств (рис. 10.23). Отдельные составные части микроЭВМ соединяются между собой группами линий (шинами), по которым передаются управляющие сигналы и информация (данные, команды). Устройство ввода (ввод) предназначается для занесения программы и входных данных в ЭВМ и в общем случае может быть представлено аналого-цифровым преобразователем, перфоленточным считывающим устройством, телетайпом, дисплеем, считывающим устройством, внешним запоминающим устройством на магнитной ленте или магнитном диске и др.

Оперативная память предназначена для записи входных и выходных данных, программы и промежуточных данных вычислений. Совместное хранение данных и программы в оперативной памяти обеспечивает ЭВМ возможность автоматически выбирать дальнейший ход решения в зависимости от промежуточных результатов.

Арифметическое устройство (арифметико-логическое устройство) предназначено для выполнения согласно программе, хранимой в памяти, арифметических логических и сдвиговых операций над числами и информацией, также находящейся в памяти. Арифметическое устройство обычно состоит из накапливающего сумматора (аккумулятора), регистров, дешифратора и других логических схем. Арифметическое устройство функционирует непосредственно под воздействием устройства управления.

Устройство управления, в соответствии с хранимой в оперативной памяти программой, последовательно производит выборку отдельных команд программы, затем, согласно этим командам, управляет составными частями микроЭВМ, а также извлекает и пересылает для хранения операндов, управляет их обработкой. Кроме того, в соответствии с программой устройство управления организует работу устройств ввода-вывода.

Устройства вывода обеспечивают перевод полученных результатов вычислений (в виде электрических сигналов) в форму, пригодную для использования в других устройствах, или в форму, воспринимаемую человеком с функцией результатов в соответствующей запоминающей среде (перфолента, магнитная лента или магнитный диск).

Алгоритмы, выполняемые микроЭВМ в системах релейной защиты и автоматики, записываются в виде программ на машинно-ориентированных языках, типичным представителем которых является АССЕМБЛЕР.

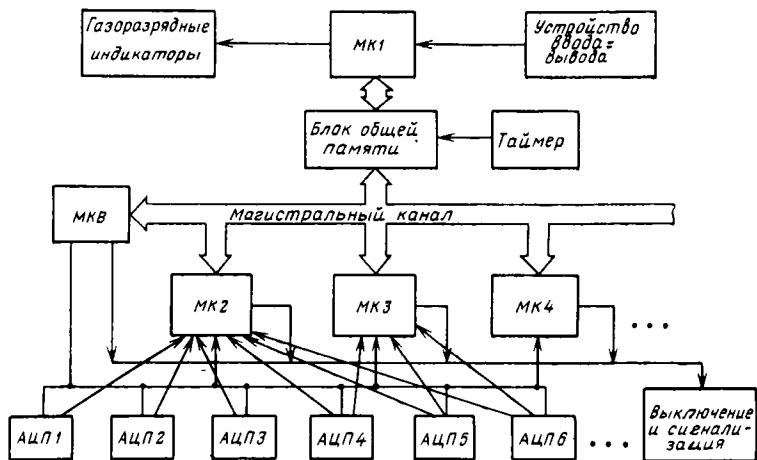


Рис. 10.24. Структура микроЭВМ защиты с общей памятью

Устанавливаемый на защищаемом объекте комплекс вычислительных средств должен обладать быстродействием и объемом запоминающих устройств, достаточным для выполнения защиты всех его элементов. Кроме разработки алгоритмов функционирования программных защит одной из центральных задач, возникающих при разработке защит, является выбор структуры вычислительной системы. При этом определяются элементный состав вычислительной системы и взаимосвязи между элементами. Основными критериями сравнения вариантов вычислительных систем являются следующие: обеспечение надежности функционирования средств релейной защиты; минимизация задержки срабатывания для быстродействующих защит. Полное время срабатывания программной защиты включает две составляющие — время наблюдения за процессом на защищаемом элементе и время счета по алгоритму; экономичность и минимизация объема аппаратуры вычислительной системы; возможность изменения алгоритмов и наращивания функций; удобство эксплуатации, простота разработки и отладки программного обеспечения вычислительной системы.

Разработка программных защит, реализуемых на базе микропроцессорной вычислительной техники, является в настоящее время перспективным направлением в области релейной защиты, однако еще не получившим широкого применения на практике.

На рис. 10.24 для примера приведена структурная схема разработанной в Институте электродинамики АН УССР программной защиты (микровычислительной системы) мощного блока генератор-трансформатор. Микроконтроллер верхнего уровня МК1 выполняет функции управления элементами системы в соответствии с принятым принципом и циклом координации, а также

функции связи с автоматизированной системой диспетчерского управления либо с оператором. На нижнем уровне имеется семь микроконтроллеров (МК2—МК8), шесть из которых выполняют функции защиты, а один — резервный (МК8). Защиты распределены между микроконтроллерами таким образом, что каждый из них обеспечивает одну основную защиту и две-три резервные по приоритету. При выходе из строя одного из микроконтроллеров нижнего уровня управляющий микроконтроллер вводит в действие резервный. Если во время восстановления вышедшего из строя микроконтроллера откажет еще один, то в системе происходит перераспределение функций; основную защиту второго вышедшего из строя микроконтроллера берет на себя условно соседний микроконтроллер, последний при этом перестает выполнять функции резервных защит. Управляющий микроконтроллер кроме обеспечения резервирования инициирует работу диагностических программ и выводит всю необходимую информацию на внешние устройства (например, газоразрядные индикаторы). Аналоговый сигнал преобразуется в цифровой с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП). Микроконтроллеры разработаны на основе микроЭВМ «Электроника-60М».

11. НАДЕЖНОСТЬ И ЭКОНОМИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

11.1. Основные понятия и определения

Надежность систем электроснабжения и их элементов — один из решающих факторов, обеспечивающих эффективность применения горной техники в условиях повышенной концентрации, комплексной механизации и автоматизации открытых горных работ.

Так, производительная работа машин, механизмов, установок и комплексов на карьерах зависит не только от выбора рациональных систем электроснабжения, но и от надежной работы применяемого электрооборудования. Это обстоятельство имеет особое значение в связи с тем, что надежность элементов карьерного электрохозяйства определяет аварийность в системах электроснабжения. В свою очередь, недостаточная надежность КРС и их отдельных элементов, т. е. их аварийность, самым тесным образом связана с электротравматизмом: чем больше аварийность, тем выше уровень электротравматизма. Это было установлено для железорудных карьеров Кривбасса и подтверждено ВостНИИ для угольных разрезов Кузбасса.

Поэтому при сравнении схем электроснабжения карьера оптимальный вариант выбирают не только на основе анализа стоимостных показателей (капиталовложений и эксплуатационных расходов), но и исходя из надежности систем электроснабжения карьеров и их основных элементов.

Исследование надежности электрооборудования на горных предприятиях представляет собой многоцелевую задачу. Установление закономерностей отказов дает возможность совершенствовать систему планово-профилактического обслуживания электрооборудования, а определение вероятностных характеристик и показателей надежности создает предпосылки для обоснованного планирования производства, рациональной расстановки оборудования в технологических звеньях и т. п.

Под надежностью понимается свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования. Применительно к системе электроснабжения карьеров и ее элементам под надежностью понимается свойство всей системы и ее отдельных элементов обеспечивать в необходимом объеме мощность и энергию при заданном напряжении и частоте на вводе потребителей. Эти свойства должны сохраняться в определенных условиях эксплуатации и в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки.

Система электроснабжения карьера и ее элементы относятся к восстанавливаемым изделиям, надежность которых характеризуется сочетанием свойств безотказности, ремонтпригодности и долговечности.

Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки. Количественными характеристиками безотказности являются вероятность безотказной работы, параметр потока отказов и среднее время безотказной работы или наработка на отказ.

Ремонтпригодность — свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений и поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем проведения ремонтов и технического обслуживания. Количественными характеристиками ремонтпригодности являются вероятность восстановления системы в течение заданного времени, среднее время восстановления, затраты средств на восстановление. Затраты средств на восстановление (ремонт) вышедшего из строя элемента системы электроснабжения в условиях карьеров можно не учитывать, так как их доля в нанесенном простоем ущербе обычно незначительна.

Долговечность — свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Количественными показателями долговечности являются сроки службы или ресурс, т. е. наработка до предельного состояния.

Рассмотрим основные показатели надежности, которые используются для элементов и систем электроснабжения карьеров.

Вероятность безотказной работы $P(t)$ — вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

На практике для определения $P(t)$ из статистических данных об отказах пользуются выражением

$$P(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (11.1)$$

где N_0 — начальное число испытываемых систем (элементов); $n(t)$ — число систем (элементов), отказавших за время t .

Для элементов и систем электроснабжения, у которых преобладают внезапные отказы, количественные характеристики надежности можно рассчитывать на основе экспоненциального закона распределения вероятностей появления отказов. Тогда вероятность безотказной работы

$$P(t) = e^{-\lambda t}, \quad (11.2)$$

где λ — интенсивность потока отказов, ч⁻¹.

Средняя наработка на отказ T_0 — отношение наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки.

Статистически наработка на отказ определяется отношением суммарной наработки восстанавливаемых объектов к суммарному числу отказов этих объектов:

$$T_0 = \sum_{i=1}^r t_i / r, \quad (11.3)$$

где r — число отказов системы (элемента) за время испытания t ; t_i — время безотказной работы системы (элемента) между $(i-1)$ -м и i -м отказами.

Интенсивность отказов $\lambda(t)$ — условная плотность вероятности возникновения отказа невосстанавливаемого объекта, определяемая для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник. Этот показатель безотказности определяется по формуле

$$\lambda(t) = \frac{\Delta n(t)}{[N_0 - n(t)] \Delta t}, \quad (11.4)$$

где $\Delta n(t)$ — число отказавших систем (элементов) за время Δt ; $n(t)$ — общее число отказавших систем (элементов) к началу рассматриваемого промежутка.

Выражение (11.4) может быть представлено таким образом:

$$\lambda(t) = \frac{n(t)}{N_0 P(t) \Delta t}. \quad (11.5)$$

Произведение $N_0 P(t)$ определяет число систем (элементов), исправно работающих к моменту t .

Интенсивность отказов — функция времени, позволяющая наглядно установить характерные участки работы систем, что дает возможность существенно повысить их надежность. По известному значению $\lambda(t)$ достаточно просто определяются остальные количественные характеристики надежности.

Параметр потока отказов $\omega(t)$ — отношение среднего числа отказов восстанавливаемого объекта за произвольно малую его наработку к значению этой наработки.

Под плотностью вероятности возникновения отказа в момент времени t понимается предел отношения вероятности отказа в интервале времени от t до $t+\Delta t$ к интервалу Δt при $\Delta t \rightarrow 0$. Физический смысл плотности вероятности отказа — это вероятность отказа в достаточно малую единицу времени.

При экспоненциальном распределении наработки между отказами оценка для параметра потока отказов определяется формулой

$$\omega(t) = \lambda. \quad (11.6)$$

В этом случае параметр потока отказов статистически определяется отношением числа отказавших систем (элементов) в единицу времени к числу испытываемых систем (элементов) при условии, что все вышедшие из строя образцы восстанавливаются:

$$\lambda = n(t)/N\Delta t, \quad (11.7)$$

где $n(t)$ — число вышедших из строя систем (элементов) за время t ; N — число испытываемых систем (элементов); поскольку все отказавшие образцы восстанавливаются, $N = N_0$.

Преимущество параметра потока отказов как количественного показателя надежности состоит в том, что он позволяет довольно полно оценить свойства восстанавливаемых систем, предназначенных для длительного использования. Параметр потока отказов также позволяет довольно просто определить число отказавших в системе элементов данного типа. Показателем ремонтпригодности является среднее время восстановления T_v — математическое ожидание времени восстановления работоспособного состояния.

Для определения среднего времени восстановления на основе статистических данных пользуются формулой

$$T_v = \sum_{i=1}^r \tau_i / r, \quad (11.8)$$

где r — число отказов за определенный период эксплуатации системы (элемента); τ_i — время восстановления системы (элемента) после i -го отказа.

Среднее время восстановления — достаточно наглядная количественная характеристика надежности, позволяющая оценивать ремонтпригодность системы или элемента, рассчитанного на

длительное использование. Для снижения влияния субъективного фактора при оценке ремонтпригодности системы электроснабжения необходимо обобщать данные большого числа однотипных систем, обслуживаемых различным персоналом.

Коэффициент готовности k_r — вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается. Статистически он определяется отношением суммарного времени пребывания системы в работоспособном состоянии к общему времени безотказной работы и вынужденных простоев системы, взятых за один и тот же календарный срок:

$$k_r = \frac{t_p}{t_p + t_n} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{pi}}{\sum_{i=1}^r t_{pi} + \sum_{i=1}^r t_{ni}}, \quad (11.9)$$

где t_p — время пребывания системы в работоспособном состоянии; t_n — время вынужденного простоя; r — число перерывов в работе за выбранный календарный срок, включая отказы и остановки для проведения профилактики.

Суммарное время вынужденного простоя предусматривает время, необходимое для обнаружения и устранения отказов и пуска системы в работу, время простоя из-за отсутствия запасных частей и время профилактических работ. При этом не следует учитывать время простоев на проведение плановых ремонтов и технического обслуживания.

Выражение (11.9) может быть представлено таким образом:

$$k_r = T_0 / (T_0 + T_n). \quad (11.10)$$

Коэффициент готовности — важный показатель надежности систем, так как характеризует готовность их к работе, позволяет оценивать эксплуатационные качества систем, квалификацию обслуживающего персонала и т. д.

Коэффициент аварийного простоя $k_{a.п}$ определяется как вероятность того, что система в данный момент неработоспособна. Статистически он определяется как отношение времени вынужденного простоя к общему времени безотказной работы и вынужденных простоев системы, взятых за один и тот же календарный срок.

Коэффициенты аварийного простоя и готовности связаны между собой зависимостью

$$k_{a.п} = 1 - k_r. \quad (11.11)$$

Учитывая выражение (11.11), получаем

$$k_{a.п} = T_n / (T_0 + T_n). \quad (11.12)$$

Значение коэффициента аварийного простоя можно оценивать, исходя из простого соображения, что при выборе и построении оптимальных по надежности систем электроснабжения карьеров необходим объективный показатель, позволяющий сравнивать различные технические решения (варианты схем электроснабжения).

Поскольку перерыв в электроснабжении основных электроприемников карьеров (экскаваторы и буровые станки) связан с материальным ущербом, надежность их электроснабжения должна рассматриваться как экономическая категория. Экономический ущерб, вызываемый перерывами в электроснабжении основных электроприемников карьеров, определяется в основном длительностью простоев оборудования. Следует иметь в виду, что все перерывы в электроснабжении электроприемников карьеров можно разделить на три группы: 1) вызываемые аварийными отключениями элементов и системы электроснабжения; 2) вызываемые необходимостью производства технологических переключений, например переноска и пересоединение экскаваторных кабелей; 3) связанные с необходимостью производства планово-предупредительного ремонта (ППР) электрооборудования. Перерывы в электроснабжении, отнесенные к третьей группе, или так называемые предусмотренные перерывы, всегда предполагают осуществление ряда мероприятий с целью уменьшения ущерба. К числу таких мероприятий относятся совмещение во времени ППР электрооборудования с ППР технологического оборудования, заблаговременный перевод электроснабжения на временное питание от резервного источника и т. п. Таким образом, ущерб от предусмотренных перерывов в электроснабжении основных электроприемников карьеров можно не учитывать. В таком случае для систем электроснабжения и их основных элементов основным нормируемым и оптимизируемым показателем надежности, наиболее полно учитывающим ее экономическое содержание, является коэффициент аварийного простоя.

Значение коэффициента аварийного простоя зависит от схемы электроснабжения и числовых показателей надежности ее элементов.

Коэффициент отказов k_0 определяется отношением числа отказов системы из-за выхода из строя данного типа элементов к общему числу отказов системы:

$$k_0 = k_i / r, \quad (11.13)$$

где r_i — число отказов системы из-за элементов i -го типа за определенный промежуток времени; r — общее число отказов системы за тот же промежуток времени.

В вероятностном смысле этот коэффициент следует понимать как вероятность того, что в течение времени t в системе произойдет отказ из-за отказов элемента i -го типа.

Этот показатель надежности имеет ряд преимуществ. Коэффициент отказов позволяет выделить из общего числа отказы от-

дельных элементов системы и, следовательно, определить, надежность каких элементов является недостаточной. Коэффициент отказов может быть выражен сравнительно легко через другие показатели надежности, однако следует иметь в виду, что он не учитывает время аварийного простоя и число однотипных элементов в рассматриваемой системе.

Коэффициент относительного простоя $k_{o.п}$ — отношение времени простоя системы из-за отказов i -го элемента к общему времени простоя системы.

Коэффициент относительного простоя

$$k_{o.п} = k_o T_{vi} / T_v, \quad (11.14)$$

где T_{vi} — среднее время восстановления i -го элемента.

В отличие от коэффициента отказов, коэффициент относительного простоя является более полным, так как он учитывает время восстановления.

11.2. КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ

Приведенные ниже значения параметров надежности дают представление о порядке величин и справедливы только для электрооборудования и кабелей, которые применяются в настоящее время на действующих карьерах и разрезах, и для существующего в настоящее время уровня эксплуатации.

Воздушные ЛЭП. На надежность стационарных ЛЭП карьеров оказывают влияние в основном погодные условия и некоторые факторы горного производства — запыленность воздуха, случайные повреждения опор и проводов большегрузными самосвалами, бульдозерами и экскаваторами при перемещении в пределах горного отвода, а также автотранспортом при перевозке крупногабаритных грузов — стрел механических лопат и драглайнов, больших ковшей и др. В табл. 11.1 приведено распределение наиболее характерных отказов стационарных ЛЭП напряжением 6, 35 и 110 кВ.

О порядке значений параметров надежности стационарных ЛЭП напряжением 6 и 35 кВ на угольных разрезах Кузбасса сви-

Таблица 11.1

Вид повреждений (угольные разрезы Кузбасса)	Число отказов, %, к общему числу	
	ЛЭП на железобетонных опорах	ЛЭП на металлических опорах
Разрушение изоляторов	23,6	22,8
Обрывы проводов	20,4	21,3
Падение опор	19,2	15,4
Повреждение траверс	21,3	20,1
Схлестывание проводов	9,4	8,4

Таблица 11.2

Характеристика преднамеренных отключений	Воздушная ЛЭП напряжением	
	35 кВ на двухцепных деревянных опорах	110 кВ на двухцепных металлических опорах
Преднамеренное отключение по любой причине:		
среднее время простоя, ч	9,8/7,9*	16,2/20,3
среднегодовое число отключений на единицу длины (по трассе), 1/100 км	44,7/4,8	9,3/0,9
среднегодовое число отключений одной ЛЭП независимо от ее длины	3,0/0,4	4,3/0,5
Преднамеренное отключение для технического обслуживания или ремонта:		
среднее время простоя, ч	10,6/7,8	13,7/9,6
среднегодовое число отключений на единицу длины ЛЭП, 1/100 км	21,3/2	7,0/0,6
среднегодовое число отключений одной ЛЭП независимо от ее длины	1,4/0,3	2,3/0,2

* В числителе приведены данные для одной цепи воздушной ЛЭП, в знаменателе—для обеих цепей.

детельствуют данные: параметр T_0 составляет соответственно 38 610 и 48 309 ч, параметр $\lambda = 2,59 \cdot 10^{-5}$ и $2,07 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1}$ (данные отнесены к 1 км длины). Безотказность ЛЭП 35 кВ по времени, в течение которого отказы не возникают, примерно в 4,5 раза выше, чем безотказность ЛЭП 6 кВ. Вероятность длительных простоев ЛЭП 6 кВ в 1,3 раза выше, чем при напряжении 35 кВ.

При оценке эффективности системы электроснабжения в качестве отказов следует учитывать все отключения линий, в том числе и преднамеренные, и определять интенсивность их возникновения. В этом случае в качестве основных единичных показателей надежности функционирования линии могут быть приняты параметры $\omega(t)$, T_b , а также параметры потока и средней продолжительности преднамеренных отключений.

Практика показывает, что среди отказов воздушных ЛЭП преобладают самоустраняющиеся к. з. (для воздушных ЛЭП напряжением 35 и 110 кВ угольных разрезов Кузбасса — более 70 %). Среднее время простоя, приходящееся на один отказ ЛЭП 35 и 110 кВ (при отключении одной цепи), составляет соответственно примерно 9,5 и 11,5 ч.

Большинство преднамеренных отключений (в условиях угольных разрезов Кузбасса — более 50 %) приходится на техническое обслуживание и ремонт (табл. 11.2).

С увеличением длины ЛЭП возрастают число преднамеренных отключений для проведения плановых и внеплановых ремонтов или технического обслуживания элементов ЛЭП и смежного с ней оборудования и число отключений по заявкам сторонних организаций. С увеличением длины ЛЭП возрастает и дли-

тельность ее отключения из-за дополнительных затрат времени на поиск причин отказов и проезд персонала по трассам линии от базы сетей до объектов обслуживания и обратно.

Если при перемещении внутрикарьерных ЛЭП демонтаж опор не требуется, то такие ЛЭП называются передвижными. К ним относятся забойные, распределительные и полустационарные ЛЭП.

Забойные ЛЭП располагаются непосредственно в забойной зоне и предназначены для подачи электроэнергии к приключательным пунктам (ПП). Эти линии испытывают прямое воздействие факторов горного производства (взрывных работ, перемещения забоев и т. п.). Чаще всего забойные ЛЭП выполняются на временных или передвижных опорах, а срок службы их мал. Распределительные ЛЭП подают электроэнергию по бортам карьеров и на отвалах к забойным ЛЭП. Полустационарные ЛЭП прокладываются на уже отработанных участках поля или подлежащих отработке в будущем (через 5—6 лет), а поэтому срок их службы больше, чем забойных и распределительных ЛЭП.

По результатам исследований вероятность повреждения стационарных ЛЭП в 70—80 раз меньше по сравнению с вероятностью повреждения передвижных ЛЭП [17]. В связи с этим изучению прежде всего подлежит надежность карьерных передвижных ЛЭП, показатели которой служат основанием рациональной организации ремонта и технического обслуживания линий.

Сведения о значениях относительной частоты возникновения отказов (коэффициентов отказов) передвижных воздушных ЛЭП 6 кВ в условиях железорудных карьеров приведены ниже.

Коэффициент отказа	0,442	0,350	0,339
ГОК (карьер)	Ковдорский	Оленегорский	Соколовский карьер
Коэффициент отказа	0,390	0,379	0,404
ГОК (карьер)	Сарбайский карьер	Лебединский	Михайловский

Отказы воздушных КРС превалируют по сравнению с отказами других элементов систем электроснабжения карьеров.

Аварийность передвижных ЛЭП, как показывает практика, обусловлена двумя основными причинами: механическими повреждениями (повреждения опор и обрыв проводов горными машинами, транспортом, кусками породы и др.) и неудовлетворительным техническим обслуживанием и надзором со стороны эксплуатационных служб (набросы проводов, падения опор, повреждения во время взрыва и др.).

В условиях угольных разрезов Кузбасса на передвижные ЛЭП 6 кВ приходится около 17 % общего числа отключений. Низкая эксплуатационная надежность передвижных ЛЭП оказывает влияние на эффективность работы питающих ответвлений (более 40 % преднамеренных и более 50 % аварийных устойчивых отключений экскаваторов и буровых станков).

Основные причины отключений передвижных ЛЭП — это отказы (48 %) и преднамеренные отключения (52 %) для технического обслуживания или ремонта и для переустройства призабойных участков линий. Около 72 % повреждений передвижных ЛЭП вызывают случайные внезапные отказы, остальные 28 % повреждений связаны с разрушением опор. Анализ показал, что численные значения показателей надежности передвижных ЛЭП 6 кВ изменяются в значительных пределах. Это объясняется разнообразием горно-геологических условий и применяемого оборудования, различной интенсивностью производства буровзрывных работ, уровнем технического обслуживания и способом перемещения опор по почве уступов.

Представление о параметрах надежности передвижных ЛЭП дают приведенные ниже данные.

В условиях угольных разрезов Кузбасса для забойных, распределительных и полустационарных ЛЭП параметр T_0 в среднем составляет соответственно 5060, 7070 и 8610 ч; параметр λ для $t=720$ ч — соответственно $4,24 \cdot 10^{-4}$; $1,94 \cdot 10^{-4}$ и $1,19 \cdot 10^{-4}$ ч⁻¹; параметр T_b — соответственно 1,2; 1,2 и 1,4 ч. В условиях разрезов Экибастузского и Канско-Ачинского бассейнов, а также карьеров КМА-руда и Соколовско-Сарбайского ГОКа для передвижных ЛЭП 6 кВ параметр ω составляет соответственно $0,96 \times 10^{-4}$; $4,00 \cdot 10^{-4}$; $4,55 \cdot 10^{-4}$; $4,08 \cdot 10^{-4}$ ч⁻¹; параметр T_b — 2,35; 1,24; 1,41 и 1,06 ч.

В условиях железорудных карьеров простои из-за перерывов электроснабжения по причине невысокой надежности воздушных КРС составляют 1200—1800 ч/год, а при неблагоприятных климатических условиях — 4000—5200 ч. Поскольку отработка горными работами поверхности карьерного поля влияет на состояние ЛЭП 6 кВ, требуется своевременное проведение профилактических осмотров и мероприятий по перетяжке линий. Повышением качества монтажа ЛЭП, улучшением технического обслуживания передвижных опор можно добиться уменьшения числа отказов по причинам обрыва проводов или падению опор.

Кабельные ЛЭП. В последние годы КРС в виде кабельных линий стали одним из основных элементов системы внутрикарьерного электроснабжения. Независимо от вида основной питающей сети непосредственное подключение к ней практически всего используемого на карьерах передвижного оборудования производится силовыми гибкими кабелями, что обеспечивает необходимую маневренность машин.

Анализ систем электроснабжения угольных разрезов показал, что длина экскаваторного кабеля (даже для машин одного типа) изменяется в широких пределах — от 150 до 650 м (табл. 11.3).

Исследования Центрогипрошахта позволили установить, что для каждого типа экскаваторов существует определенная оптимальная длина питающего кабеля (для машин рассматриваемых типов она колеблется от 180 до 500 м), которая зависит от вре-

Таблица 11.3

Объединения	Средняя длина (м) кабеля экскаваторов с вместимостью ковша, м³			
	до 5,0	6—8	10	10—20
«Александрияуголь»	350	540	600	450
«Челябинскуголь»	200	180	200	200
«Востсибуголь»	290	320	390	460
«Кемеровоуголь»	230	180	290	250
«Красноярскуголь»	430	450	480	—
«Приморскуголь»	280	480	440	—
«Экибастузуголь»	270	350	—	—
«Дальвостуголь»	260	200	400	390
«Тулауголь»	250	—	280	250

Таблица 11.4

ГОК (карьер)	Коэффициент отказов — по причинам		
	пробоя изоляции на землю	между токоведущими жилами	механических повреждений
Соколовско-Сарбайский:			
Соколовский карьер	0,917	0,053	0,030
Сарбайский карьер	0,838	0,115	0,052
Михайловский	0,874	0,076	0,050
Коршуновский	0,956	—	0,044
Магнитогорский	0,840	0,100	0,060
Центральный (Кривбасс)	0,910	0,030	0,060

мени простоя, определяемого уровнем организации работ, связанных с перемещением кабеля и переключением экскаватора.

Коэффициенты отказов экскаваторных кабельных ЛЭП 6 кВ в условиях железорудных карьеров приведены ниже.

Коэффициент отказа	0,35	0,59	0,325	0,626
ГОК (карьер)	Ковдорский	Коршуновский	Оленегорский	Магнитогорский
Коэффициент отказа .	0,421	0,328	0,3	0,342
ГОК (карьер)	Соколовский карьер	Сарбайский карьер	Лебединский	Михайловский

Как видно из приведенного, коэффициенты отказов кабельных линий близко соответствуют коэффициентам отказов воздушных КРС. Суммарный коэффициент отказов воздушных и кабельных ЛЭП для условий карьеров семи железорудных ГОКов колеблется в пределах 0,675—0,792, т. е. от $\frac{2}{3}$ до $\frac{3}{4}$ всех отказов систем электроснабжения железорудных карьеров приходится на эти элементы систем.

Сведения о характере повреждений экскаваторных кабелей, эксплуатирующихся на железорудных карьерах, приведены в табл. 11.4.

Основными причинами повреждений экскаваторных кабелей являются следующие:

отсутствие ежедневных осмотров кабелей машинными бригадами и периодических осмотров кабелей энергетиками (механиками) участков и горными мастерами. Встречаются случаи эксплуатации кабелей с повреждениями изоляции в корешках разделки, с неудовлетворительными контактными соединениями в соединительных коробках, а также случаи наездов на кабели транспортных машин, тракторов, подтягивания кабелей ковшом экскаватора, выдергивания кабелей из соединительных коробок и др.;

недоброкачественная разделка концов кабелей;

неудовлетворительная прокладка кабелей через автодорожные проезды, в результате чего происходят механические повреждения и пробой кабелей при наезде на них тракторов, бульдозеров, автосамосвалов;

неудовлетворительное транспортирование кабелей по уступам;

отсутствие систематических испытаний кабелей повышенным напряжением.

Эти причины обуславливают соответствующие параметры надежности. В условиях разрезов Экибастузского и Канско-Ачинского бассейнов, а также карьеров КМА-руда и Соколовско-Сарбайского ГОКа для экскаваторных кабелей параметр ω составляет соответственно $4,5 \cdot 10^{-4}$; $14,2 \cdot 10^{-4}$; $7,8 \cdot 10^{-4}$; $9,4 \cdot 10^{-4}$ ч $^{-1}$; параметр T_b — соответственно 3,35; 0,93; 2,46; 3,4 ч.

Приключательные пункты и передвижные комплектные трансформаторные подстанции. Основные виды повреждений приключательных пунктов (ПП) — пробой проходных или опорных изоляторов; пробой изоляции трансформаторов тока и напряжения; короткое замыкание. Основные причины повреждений — механическое разрушение и загрязнение изоляторов; неудовлетворительный контакт токоведущих частей или отключение разъединителей под нагрузкой; износ изоляции деталей конструкции.

Представление о порядке значений параметров надежности дают приведенные ниже данные.

В условиях угольных разрезов Кузбасса для приключательных пунктов типов ЯКНО и РВНО параметр T_0 в среднем составляет соответственно 8547 и 7092 ч; параметр λ — соответственно $1,17 \cdot 10^{-4}$ и $1,41 \cdot 10^{-4}$ ч $^{-1}$; параметр T_b — 3,4 и 2,9 ч. Средние значения коэффициентов отказов приключательных пунктов и передвижных комплектных трансформаторных подстанций, эксплуатирующихся в условиях железорудных карьеров, приведены в табл. 11.5 [1].

В условиях разрезов Экибастузского и Канско-Ачинского бассейнов, а также карьеров КМА-руда и Соколовско-Сарбайского ГОКа для ПП параметр ω составляет соответственно $1,07 \cdot 10^{-4}$; $1,86 \cdot 10^{-4}$; $2,8 \cdot 10^{-4}$ и $2,9 \cdot 10^{-4}$ ч $^{-1}$; параметр T_b — соответственно 2,8; 1,78; 2,3 и 3,0 ч.

Таблица 11.5

ГОК (карьер)	Коэффициент K_0	
	для ПП	для ПКТП
Ковдорский	0,071	0,038
Коршуновский	0,074	0,032
Оленегорский	0,132	0,046
Магнитогорский	0,082	0,024
Соколовско-Сарбайский:		
Соколовский карьер	0,071	0,034
Сарбайский карьер	0,105	0,063
Лебединский	0,126	0,069
Михайловский	0,076	0,034

Основные виды повреждений передвижных комплектных трансформаторных подстанций (ПКТП) — перекрытие или пробой проходных и опорных изоляторов; пробой кабельных перемычек; пробой или замыкание в силовом трансформаторе. Основные причины повреждений — механическое разрушение, неудовлетворительный контакт токоведущих частей, загрязнение, износ изоляции; износ изоляции обмоток; разрушение изоляторов; отключение разъединителя под нагрузкой; перегорание высоковольтных предохранителей.

Представление о порядке значений параметров надежности дают приведенные ниже данные.

В условиях угольных разрезов Кузбасса для ПКТП параметр T_0 в среднем составляет 15 723 ч, параметр λ — $6,36 \cdot 10^{-4}$ ч⁻¹, параметр T_b — 3,3 ч. Средние значения коэффициентов отказов ПКТП, эксплуатирующихся в условиях разрезов Экибастузского бассейна, а также карьеров КМА-руда и Соколовско-Сарбайского ГОКа для ПКТП параметр ω составляет соответственно $1,07 \times 10^{-4}$; $2,22 \cdot 10^{-4}$ и $1,46 \cdot 10^{-4}$ ч⁻¹; параметр T_b — 2,8; 1,73 и 3,5 ч.

Электрооборудование экскаваторов. Основными видами повреждений электрооборудования экскаваторов являются пробой или перекрытие кабельных перемычек в заделках, пробой кабельных перемычек по длине, пробой или перекрытие в приводном двигателе; перекрытие или замыкание в токоприемнике и вводном щитке; перекрытие в распределительном шкафу; повреждение силовых трансформаторов собственных нужд. Основные причины повреждений — износ изоляции; разрушение или срыв опорных изоляторов башмаков и токоприемных колец, замыкание упавшими башмаками, кольцами, растяжками, болтами, загрязнение, проникновение влаги; перегорание предохранителей, отключение разъединителей под нагрузкой, повреждение масляных выключателей и их загрязнение; износ изоляции обмоток.

Экскаваторы с вместимостью ковша до 5 м³. Для двигателей главных приводов наиболее характерные отказы —

Таблица 11.6

Электрооборудование	Угольные разрезы бассейнов	
	Экибастузского	Кузнецкого
Двигатели:		
сетевой	10,2	19,3
подъема	12,7	18,8
напора	9,35	12,4
поворота	8,5	12,3
хода	6,1	10,2
Генераторы:		
подъема	7,5	18,1
напора	6,4	11,1
поворота	11,2	14,6
Трансформатор собственных нужд	—	9,8
Распредустройство	—	7,0

витковые замыкания и пробой изоляции обмотки якоря на корпус (35—48 % отказов); витковые замыкания и пробой изоляции обмоток индуктора (12—26 %); неисправности коллектора. Для генераторов главных приводов наиболее характерные отказы — износ коллектора, витковые замыкания и пробой изоляции обмотки якоря, нарушение изоляции и ослабление катушек полюсов индуктора, ослабление соединительных элементов и т. д.

Для условий разных горнопромышленных районов показатели надежности отдельных элементов различны. В условиях железорудных карьеров наиболее ненадежны двигатель напора и генератор поворота. Аналогичная картина наблюдается в условиях разрезов Экибастузского бассейна. В условиях разрезов Кузнецкого бассейна наиболее ненадежны в работе двигатель и генератор подъема. Статистические оценки параметра T_v приведены в табл. 11.6.

Экскаваторы с вместимостью ковша 6—8 м³. По данным многолетней эксплуатации этих экскаваторов, в условиях разрезов Кузбасса представилось возможным распределить отказы электрооборудования по частоте возникновения и продолжительности восстановления.

По частоте возникновения отказов наиболее повреждаемыми блоками являются блок высоковольтного электрооборудования (24,8 %), блок подъема (2,7 %), блок управления (20,1 %), блок поворота (11,2 % общего числа отказов). По продолжительности восстановления наиболее повреждаемыми блоками являются блок высоковольтного электрооборудования (24,4 %), блок подъема (19,1 %), блок синхронного двигателя (18,2 %), блок поворота (16,8 %), блок управления (10,0 % общей продолжительности простоя). В целом наибольший процент отказов приходится на электрические машины (58,2 %), цепи управления (16 %), высоковольтные кабельные перемычки (11,2 %), высоковольтное распредустройство (8,4 %).

Т а б л и ц а 11.7

Электрооборудование	Параметры надежности	
	$T_{\text{О}}, \text{ ч}$	$T_{\text{В}}, \text{ ч}$
Двигатели:		
сетевого	1295,5	21,8
подъема	740,8	20,7
напора	2538,8	13,1
поворота	2406,8	13,9
хода	2197,3	12,8
Генераторы:		
подъема	1356,1	19,8
напора	2930,7	12,8
поворота	2173,0	15,2
Трансформатор собственных нужд	3224,2	11,4
Распредустройство	934,4	10,8

Средние значения параметров надежности электрооборудования экскаваторов, эксплуатирующихся на разрезах Кузбасса, приведены в табл. 11.7.

Шагающие экскаваторы. Из общего числа отказов шагающих экскаваторов примерно 25 % приходится на электрооборудование.

Электрооборудование шагающих экскаваторов содержит большое число различных (по типу, конструктивному исполнению и режимам нагрузок) двигателей переменного и постоянного тока, генераторов, электромашинных и магнитных усилителей, силовых и осветительных трансформаторов, дросселей, аппаратуры пуска, управления, контроля и защиты, резисторов, полупроводниковых устройств и т. д.

Анализ эксплуатации экскаваторов ЭШ-10/60 и ЭШ-10/70А на угольных разрезах Кузбасса показал, что наибольший процент отказов приходится на электрические машины (54,4 %), цепи управления (17,9 %), высоковольтное распредустройство (8,9 %). Отказы кабельных перемычек, проложенных внутри экскаватора, составляют около 13 % от всех учтенных отказов элементов электрооборудования. Статистические оценки параметров $T_{\text{О}}$ (ч) электрооборудования следующие.

Двигатели:	
синхронный	1421
подъема	1244
тяги	1055
поворота	1033
Генераторы:	
подъема	845
тяги	895
поворота	1062
Блок управления	1044
Блок высоковольтного оборудования	998

В условиях ПО «Эстонсланец» параметры надежности электрооборудования экскаватора ЭШ-20/75 оцениваются значениями: для генераторов и двигателей, электрических цепей и аппаратуры, прочего электрооборудования параметр T_o (по времени экскавации) составляет соответственно 749, 506 и 767 ч; параметр T_v — 25,9; 9,7 и 4,2 ч.

Электрооборудование драг. Специфические условия эксплуатации электрического хозяйства драг (высокая влажность, затопление, колебания температуры окружающей среды, тепловой износ изоляции, вибрация металлоконструкций, тряска) приводят к преждевременному старению изоляции кабелей и электрооборудования. Это вызывает частые отказы, устранение которых в условиях большой разветвленности электрических сетей и неясно выраженного характера повреждений в короткий срок весьма затруднено.

Наибольший процент (около 50 %) аварийных отключений приисковых электроустановок 6 кВ составляют повреждения кабельных и воздушных ЛЭП. Основные показатели надежности дражных ЛЭП в условиях одного из районов россыпных месторождений следующие: воздушных — $T_o = 27\,930$ ч, $\omega = 3,58 \cdot 10^{-5}$ ч⁻¹, $T_v = 2,53$ ч, $k_{a.п} = 9,06 \cdot 10^{-5}$; кабельных — $T_o = 581$ ч, $\omega = 172 \times 10^{-5}$ ч⁻¹, $T_v = 2,13$ ч, $k_{a.п} = 367 \cdot 10^{-5}$. Параметры T_o , ω , $k_{a.п}$ приведены на 1 км длины дражных ЛЭП. Как видно из приведенного, уровень надежности 1 км кабельной ЛЭП в 40—50 раз ниже, чем уровень надежности 1 км воздушной линии. Достаточно сказать, что простой драг из-за отказов береговых высоковольтных кабелей достигают 40 % (в среднем 10 %) всех простоев из-за повреждений электрооборудования. В большинстве случаев (более 90 %) отказы этих кабелей происходят из-за нарушений диэлектрических свойств изоляции, причем на надежность кабелей существенное влияние оказывают климатометеорологические факторы.

Исследования в условиях Восточной Сибири показали, что для драг с вместимостью черпаков 250, 380 и 600 л простой по причине отказов электродвигателей составляют 54—65 %, по причине отказов коммутационной аппаратуры — 15—21 %, по причине отказов кабелей и линий — 14—17 %.

Т а б л и ц а 11.8

Параметр надежности	Драги					
	250 л			380 л		
	ДГП	ДНЛ	ДБГ	ДГП	ДНЛ	ДБГ
T_o , ч	298	631	865	557	757	792
T_v , ч	3,65	2,16	2,58	2,94	2,50	3,68
$k_{a.п} 10^{-3}$	12,1	3,41	2,97	5,28	3,82	4,63

Для 250-литровых драг наименее надежными являются электродвигатели главного привода (ДГП), пускорегулирующая аппаратура ДГП, береговые кабели. Для 380- и 600-литровых драг наименее надежны ДГП, электродвигатели привода барабанного грохота (ДБГ), электродвигатели носовых лебедок (ДНЛ) и береговые кабели. Основные показатели надежности для наиболее повреждаемого электрооборудования приведены в табл. 11.8.

Анализ отказов показал, что доля повреждений изоляции для электродвигателей постоянного тока превышает 45 %, для асинхронных электродвигателей с фазным ротором составляет около 60 %, для асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором превышает 80 %. Поэтому основное внимание должно быть уделено контролю состояния изоляции электродвигателей.

11.3. НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ

По значениям показателей надежности отдельных элементов, входящих в систему электроснабжения, можно определить надежность электроснабжения отдельных горных участков или карьера в целом.

Степень надежности электроснабжения участка или карьера в целом зависит от способов соединения отдельных элементов в системе электроснабжения. Способы соединения элементов в системе с точки зрения надежности можно подразделить на последовательное и параллельное.

При обычном в карьерных сетях последовательном соединении элементов вероятность безотказной работы

$$P(t) = P_1(t) P_2(t) P_3(t) \dots P_n(t). \quad (11.15)$$

При параллельном соединении элементов вероятность исправной работы для двух элементов:

$$P(t) = P_1(t) + P_2(t) - P_1(t) P_2(t). \quad (11.16)$$

Для наглядности оценки надежности анализируемых схем электроснабжения участков горных работ примем следующие цифровые обозначения элементов, одинаковые для схем электроснабжения:

1 — ячейка 6 кВ на ГПП для отходящей линии, оборудованная электрическими защитами — максимальной токовой (МТЗ) и защитой от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);

2 — кабельный вывод из ячейки ЗРУ ГПП до первой опоры воздушной линии (ВЛ 6 кВ);

3 — участок ВЛ 6 кВ в стационарном исполнении;

4 — участок ВЛ 6 кВ в передвижном или переносном исполнении;

5 — шкафы КРУН-6, РВНО-6 и другие, устанавливаемые на передвижных карьерных распределительных подстанциях (РП 6 кВ), а также в местах присоединения ответвлений передвижных ВЛ 6 кВ;

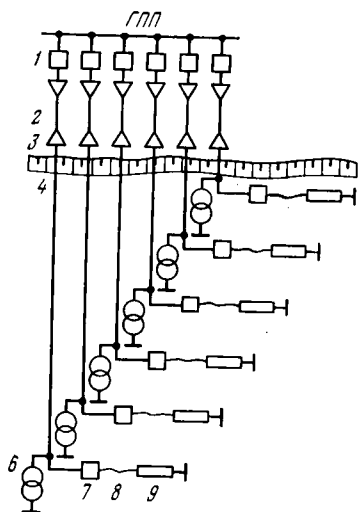


Рис. 11.1. Система электроснабжения участка горных работ по радиальным ВЛ 6 кВ

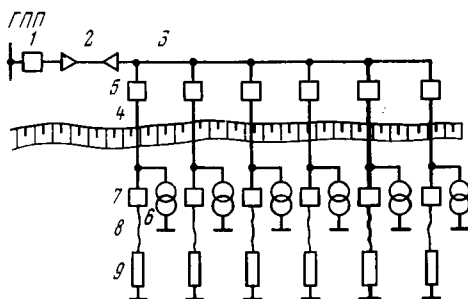


Рис. 11.2. Система электроснабжения участка горных работ по магистральной схеме с одной магистральной ВЛ 6 кВ

6 — передвижные трансформаторные подстанции напряжением 6/0,4 кВ (ПКТП-6/0,4);

7 — приключательные пункты (ПП) РВНО-6, ЯКНО-6, ОПП-6, которые могут быть оборудованы выключателями с МТЗ, выключателями с МТЗ и защитой от ОЗЗ, а также разъединителями;

8 — экскаваторный кабель 6 кВ;

9 — электрооборудование напряжением 6 кВ, установленное на экскаваторе.

Эти цифровые обозначения элементов системы электроснабжения будут являться индексами буквенных обозначений: параметра потока отказов ($\omega_1, \omega_2, \omega_3, \dots, \omega_9$), времени восстановления или времени простоя ($T_{в1}, T_{в2}, T_{в3}, \dots, T_{в9}$) и вероятности простоя при перерыве электроснабжения ($P_{п1}, P_{п2}, P_{п3}, \dots, P_{п9}$).

Время, необходимое для переключения секционного аппарата и отключения приключательного пункта, обозначим соответственно $t_{п5}$ и $t_{п7}$, где цифровой индекс указывает на номер элемента в схеме. Время для отключения аппарата в приключательном пункте $t_{п7}=0,25$ ч, время для переключения секционного аппарата $t_{п5}=0,5$ ч.

Время, необходимое для отсоединения от ВЛ 6 кВ проводов спусков и кабелей к ПП или ПКТП, обозначим через $t_{о6}, t_{о7}$. Продолжительность t_o на каждом карьере различна и определяется временем, необходимым для выполнения организационно-технических мероприятий по технике безопасности при производстве работ на электроустановках. В среднем можно принять $t_o=1$ ч.

Таблица 11.9

Варианты установки аппаратов в ПП (элемент 7)	Вероятность простоя экскаватора одной радиальной ВЛ $P_{п. эк}$	Вероятность простоя горного оборудования, питающегося от ПКТП-6/0,4, присоединенной к одной радиальной ВЛ $P_{ПКТП}$
Разъединители	$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 5,6}}^9 \omega_i T_{в i} + \omega_6 t_{о в}$	$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 5}}^6 \omega_i T_{в i} + \sum_{i=8}^9 \omega_i t_{п 7} + \omega_7 t_{о 7}$
Выключатели с МТЗ	То же	$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 5}}^6 \omega_i T_{в i} + \omega_7 t_{о 7} + \sum_{i=8}^9 \omega_i t_{п 7}$
Выключатели с МТЗ и защитой от ОЗЗ	»	$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 5}}^6 \omega_i T_{в i} + \omega_7 t_{о 7}$

Рассмотрим вероятности и продолжительности аварийного простоя горного оборудования при различных системах электроснабжения участков горных работ карьеров.

1. Система электроснабжения участка горных работ по радиальным ВЛ 6 кВ, проложенным от ГПП до забоев (рис. 11.1). Повреждение любого элемента одной радиальной ВЛ 6 кВ вызывает отключение только этой ВЛ действиями электрических защит (максимальной токовой или от однофазных замыканий на землю), установленных в ячейках ГПП. Все остальные радиальные ВЛ 6 кВ остаются включенными.

В зависимости от типа отключающего аппарата, установленного в ПП (элемент 7), вероятность простоя ПКТП-6/0,4 кВ различна и определяется по формулам (табл. 11.9).

2. Система электроснабжения участка горных работ по магистральной схеме с одной магистральной ВЛ 6 кВ, сооруженной на борту карьера (рис. 11.2).

Вероятность простоя горного оборудования, присоединенного к передвижной ВЛ 6 кВ одного ответвления, зависит от способа присоединения ответвлений и магистральной ВЛ 6 кВ, а также от типа аппарата, установленного в ПП (элемент 7). Рассмотрим несколько случаев схемных решений.

1. Передвижные ВЛ 6 кВ (ответвления) присоединены к магистральной ВЛ 6 кВ без коммутационных аппаратов, а ПП оборудованы разъединителями. В этом случае повреждение любого элемента будет вызывать отключение всей магистрали. Вероятность простоя горных машин, присоединенных к одному ответвлению, будет определяться суммой вероятностей простоя элементов всех ответвлений.

2. В местах присоединения ответвлений к магистральной ВЛ 6 кВ и в ПП установлены разъединители. Ответвления с поврежденными элементами могут отключаться вручную за время $t_{п5}$. Вероятность простоя горного оборудования одного ответвления будет определяться суммой вероятностей простоя элементов 1, 2, 3 и 5 — магистрали, 4, 6, 7, 8, 9 — ответвления, имеющего поврежденный элемент, и суммой приведенных вероятностей простоя элемента других ответвлений, т. е.

$$P_{п. от} = \sum_{i=1}^9 P_{пi} + (n_0 - 1) \left[\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 5}}^9 P'_{пi} + P_{п5} \right], \quad (11.17)$$

где n_0 — число ответвлений, присоединенных к магистральной ВЛ 6 кВ;

$$P'_{пi} = P_{пi} t_{п5} / T_{вi} = \omega_i t_{п5}. \quad (11.18)$$

3. В местах присоединения ответвлений к магистральной ВЛ 6 кВ установлены КРУ=6 кВ, оборудованные выключателями с МТЗ.

При возникновении междуфазного к.з. в любом элементе ответвления последнее автоматически отключается (практически мгновенно). При возникновении однофазного замыкания на землю в любом элементе ответвления отключение его производится вручную за время $t_{п5}$. Вероятность простоя горного оборудования одного ответвления будет определяться по формуле (11.17), в которой приведенная вероятность простоя

$$P'_{пi} = \omega_i t_{п5}. \quad (11.19)$$

4. В местах присоединения ответвлений к магистральной ВЛ 6 кВ установлены КРУ, оборудованные выключателями с электрическими защитами — МТЗ и защитой от ОЗЗ. В этом случае повреждение любого элемента ответвления приводит к мгновенному автоматическому отключению этого ответвления, а приведенная вероятность простоя в формуле (11.17) будет равна нулю.

5. Приключательные пункты оборудованы разъединителями. Любое повреждение элементов 8 и 9 соответственно экскаваторного кабеля и оборудования на экскаваторе вызывает простой данного экскаватора продолжительностью, равной времени восстановления $T_{в}$, и простой ПКТП-6/0,4 кВ данного ответвления продолжительностью, равной времени, необходимому для отключения разъединителя ПП. Суммарная приведенная вероятность простоя ПКТП из-за отказов элементов 8 и 9 определяется по формуле

$$\sum_{i=8}^9 P'_{пi} = (\omega_8 + \omega_9) t_{п7}, \quad (11.20)$$

где ω_8 и ω_9 — параметры потока отказов элементов 8 и 9, ч⁻¹; $t_{п7}$ — время отключения разъединителей ПП, ч.

Таблица 11.10

Варианты установки аппаратов в ПП (элемент 7)	Вероятность простоя экскаватора одного ответвления $P_{п. эк}$	Вероятность простоя горного оборудования, питающегося от одной ПКТП-6/0,4, присоединенной к ответвлению $P_{ПКТП}$
Разъединители	$\sum_{i=1}^9 T_{в i} + \omega_6 t_{о 6} + (n_o - 1) \omega_5 t_{о 5}$	$\sum_{i=1}^6 \omega_i T_{в i} + \omega_7 t_{о 7} + (n_o - 1) \omega_5 t_{о 5} + (\omega_8 + \omega_9) t_{п 7}$
Выключатели с МТЗ	То же	$\sum_{i=1}^6 \omega_i T_{в i} + \omega_7 t_{о 7} + (n_o - 1) \omega_5 t_{о 5} + (\omega'_8 + \omega'_9) t_{п 7}$
Выключатели с МТЗ и защитой от ОЗЗ	"	$\sum_{i=1}^6 \omega_i T_{в i} + \omega_7 t_{о 7} + (n_o - 1) \omega_5 t_{п 5}$

6. В качестве ПП применены КРУ (КРН-6, РВНО-6), оборудованные выключателями с МТЗ.

При возникновении междуфазных к.з. в элементах 8 и 9 последние мгновенно отключаются выключателем ПП. При повреждении элементов 8 и 9, вызывающем однофазное замыкание на землю, эти элементы должны отключаться выключателем ПП вручную. Суммарная приведенная вероятность простоя ПКТП из-за отказа элементов 8 и 9 определяется по формуле

$$\sum_{i=8}^9 P'_{п i} = (\omega'_8 + \omega'_9) t_{п 7}. \quad (11.21)$$

7. В качестве ПП применены КРУ (ЯКНО-6, РВНО-6), оборудованные выключателями с электрическими защитами — МТЗ и защитой от ОЗЗ. При любом повреждении элементы 8 и 9 будут мгновенно автоматически отключаться. Вероятность простоя ПКТП этого ответвления и оборудования других ответвлений из-за отказа этих элементов будет равна нулю.

Формулы для определения вероятностей простоя одного экскаватора и горного оборудования, питающегося от одной ПКТП-6/0,4 кВ, присоединенных к одному ответвлению (случай — в местах присоединения ответвлений к магистрали — элемент 5 — установлены выключатели с МТЗ и защитой от ООЗ), приведены в табл. 11.10.

Из приведенных в табл. 11.10 расчетных формул следует, что при электроснабжении участков горных работ по магистральной схеме с одиночной магистральной ВЛ 6 кВ и при установке в местах присоединения ответвлений КРУ с выключателями и нор-

мально действующими электрическими защитами — МТЗ и защитой от ОЗЗ вероятность простоя экскаваторов не зависит от типа приключательных пунктов.

От передвижных трансформаторных подстанций питаются чаще всего конвейеры и буровые станки, участвующие в общем технологическом процессе соответствующих экскаваторов. При остановках экскаваторов, вызванных отключением источника питания, указанные ПКТП можно также отключить без ущерба для технологического процесса. Поэтому время простоя передвижных трансформаторных подстанций из-за отключения всего ответвления по причинам аварий электрооборудования экскаватора и его кабеля можно не учитывать при определении простоя горных машин, подсоединенных к этим ПКТП.

Следует отметить, что параметр потока отказов и время восстановления ПП с выключателями значительно больше, чем у ПП с разъединителями. Кроме того, в условиях карьеров в приключательных пунктах трудно обеспечить надежность и селективность электрических защит, применяемых в настоящее время. Поэтому в системах электроснабжения участков горных работ, когда на отходящих радиальных линиях от ГПП и РП, а также в местах ответвлений от магистральных линий установлены ячейки с выключателями, оснащенные МТЗ и защитой от ОЗЗ, можно применять приключательные пункты, оборудованные только разъединителями, хотя это не является наилучшим вариантом.

В работе [6] наряду с двумя рассмотренными выше схемами систем электроснабжения рассмотрены системы: с радиально-ступенчатой схемой на одно напряжение 6 кВ, с магистральной схемой при двустороннем питании и секционированной ВЛ 6 кВ, со схемой с одиночными магистральными ВЛ 6 кВ с секционированием их разъединителями. Анализ показал, что простой горных машин наименее продолжителен, когда электроснабжение участка горных работ осуществляется по системе с радиальными линиями, и наиболее продолжителен с магистральными одиночными линиями.

Проведенные расчеты надежности показывают, что наименьшая продолжительность простоя экскаваторов в каждой системе электроснабжения будет в случаях, когда приключательные пункты оборудованы разъединителями, а КРУ, установленные в РП, в местах присоединения ответвлений к магистральным ВЛ 6 кВ и в местах секционирования магистралей оборудованы выключателями с МТЗ и защитой от ОЗЗ.

Наименьшая продолжительность простоя буровых станков во всех системах электроснабжения участка горных работ будет, если приключательные пункты оборудованы выключателями с МТЗ и защитой от ОЗЗ. Поскольку экскаваторы определяют выполнение плана на участке горных работ, можно применять в качестве приключательных пунктов шкафы, оборудованные только разъединителями, хотя выше уже отмечалось, что это далеко не оптимальный вариант.

Анализ существующих схем электроснабжения марганцеворудных карьеров Никопольского месторождения (Орджоникидзевский и Марганецкий ГОКи) выявил, что технико-экономические показатели работы систем внутреннего электроснабжения карьеров тесно связаны с системой разработки и технологией добычи марганцевой руды. Для систем электроснабжения пяти карьеров Орджоникидзевского ГОКа установлено, что средние значения параметра потока отказов колеблются в пределах 0,0475—0,1330 сут⁻¹, причем наименьшее среднее значение показателя соответствует схеме электроснабжения с применением глубокого ввода напряжением 35 кВ для питания мощных горнотранспортных комплексов (Северный карьер).

К приведенным значениям параметра потока отказов близки данные МГМИ для карьеров других районов. Так, для Соколовского карьера ССГОКа среднее значение параметра потока отказов составляет 0,0641 сут⁻¹, для Михайловского карьера КМА — 0,1840 сут⁻¹.

Различие значений параметра потока отказов обусловливается зависимостью числа отказов системы внутреннего электроснабжения от количества оборудования, подключенного к одной ЛЭП, от конфигурации карьерной сети, от типа применяемых элементов системы и т. д.

Для повышения надежности и безопасности НИИОГР предложил систему электроснабжения карьеров с автоматическим повторным включением (АПВ) линий и экскаваторов. Она характеризуется тем, что токи аварийного режима в линиях отключаются головными выключателями подстанций, затем в бестоковую паузу присоединение с повреждением отключается отделителем ПП, после этого устройством АПВ включается головной выключатель и осуществляется групповой самозапуск оставшихся приемников данной линии.

В состав системы входят: вакуумные выключатели отходящих присоединений (фидеров) подстанций и КРУ экскаваторов; устройство АПВ с устройством контроля изоляции (УКИ) отходящей линии в бестоковую паузу; блок предупредительной сигнализации и учета работы высоковольтного выключателя БПСУ-2М; ПП с отделителем; блок гашения поля синхронного двигателя экскаватора.

На рис. 11.3 приведена схема комплекса устройств, обеспечивающих надлежащее функционирование системы, для магистральной линии. Остальные отходящие присоединения и линии могут быть оснащены аналогично.

Головной выключатель В линии оборудован максимально токовой защитой Т, защитой от однофазных замыканий на землю З, устройствами АПВ и УКИ. ПКТП и ПП оборудованы автоматическими отделителями ОД, которые отключаются в бестоковую паузу блоками автоматики отделителя АО. Для уменьшения влияния на питающую сеть переходного процесса, обусловленного АПВ, в схемы управления синхронных двигателей СД экскавато-

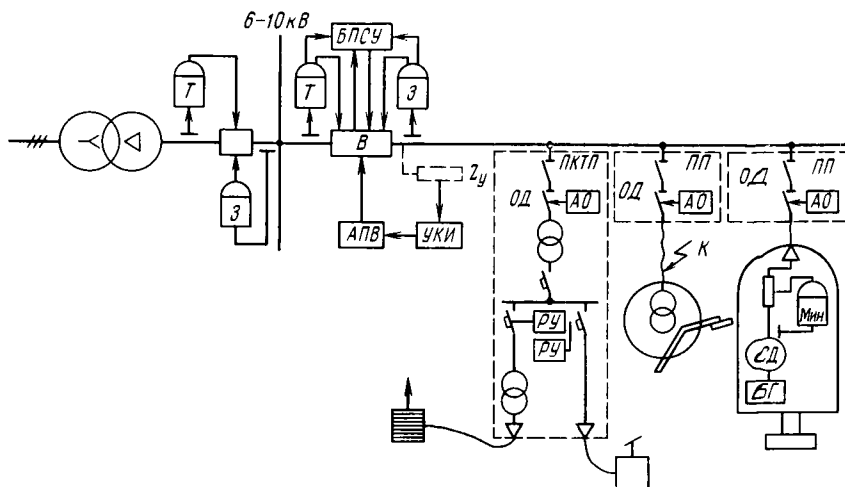


Рис. 11.3. Принципиальная схема электроснабжения с АПВ линий и экскаваторов

ров включены блоки гашения поля $БГ$, обеспечивающие гашение поля двигателей и оптимальные параметры самозапуска.

Взаимодействие отдельных элементов системы осуществляется таким образом. При возникновении к.з. за любым из отделителей, например в точке $К$, без выдержки времени срабатывает защита $Т$ головного выключателя $В$. Одновременно начинаются переключения автоматики отделителя данного ответвления, подготавливающие ее к отключению. Срабатывание защиты $Т$ приводит к отключению выключателя $В$.

После отключения линии выключателем $В$ автоматически включаются блоки $БГ$ синхронных двигателей всех экскаваторов, подключенных к этой линии, и устройство $УКИ$. По окончании процесса гашения поля всех двигателей напряжение в отключенной линии, поддерживаемое э. д. с. выбега двигателя, падает практически до нуля и создаются условия для отключения от делителя. Подготовленная к этому моменту схема автоматики $АО$ на поврежденном ответвлении действует на привод $ОД$, и последний отключается за счет энергии конденсаторной батареи.

После отключения поврежденного ответвления приходит в действие устройство $АПВ$, если устройство $УКИ$ не дает на это запрета.

В результате действия $АПВ$ включается головной выключатель линии. Восстановление питания сопровождается самозапуском синхронных двигателей экскаваторов на неповрежденных ответвлениях. Для обеспечения самозапуска $СД$ их минимальная защита ($Мин$) должна иметь выдержку времени 5—10 с.

$ПП$ с отделителем (рис. 11.4) выполнен на базе серийно выпускаемой ячейки $ЯКНО-10ЭР$ путем замены масляного выключа-

теля ВМП-10 на безмасляный выключатель нагрузки (ВНТЭМ-10, ВН-11, ВН-17) или контактор (КВТ-10/400) с добавлением в схему вторичной коммутации элементов, обеспечивающих автоматическое отключение аппарата в бестоковую паузу. Конструктивные решения по ячейке обусловлены использованием выключателя нагрузки и соответствуют действующим ПТЭ и ПТБ.

В рабочем состоянии, когда выключатель включен, на схему подается напряжение. Реле напряжения РН срабатывает и замыкает свои контакты РН-1 и РН-2 в цепи заряда конденсаторов С1 и С2. При к.з. на защищаемом участке реле тока РТ1 и РТ2 замыкают свои размыкающие контакты в цепи катушки отключения ОК и замыкают контакты в цепи реле РП1. Реле РП1 срабатывает, замыкает свой блок-контакт, а также контакт РП1 в цепи катушки ОК. После того как на подстанции срабатывает защита и отключает линию, прекращается питание реле РН, замыкаются контакты РТ1 и РТ2 в цепи катушки ОК.

Промежуточное реле РП1 удерживается во включенном состоянии, так как оно получает питание от конденсатора С2. Катушка ОК получает питание от конденсатора С1 и отключает выключатель нагрузки.

В случае исчезновения напряжения в линии и отсутствия повреждения на присоединении отделитель остается включенным на период бестоковой паузы, чем обеспечивается самозапуск приемника при кратковременном нарушении питания.

Построенная по описанному принципу система питания карьерных экскаваторов выгодно отличается от обычной схемы с масляными выключателями, так как упрощается и удешевляется ПП, уменьшаются затраты на текущее обслуживание и ремонты, сокращаются простои экскаваторов по причине плановых и внеплановых ремонтов масляных выключателей, предотвращается опасность пожаров и взрывов на ПП, сокращается время на нахождение и устранение отказов и т. д.

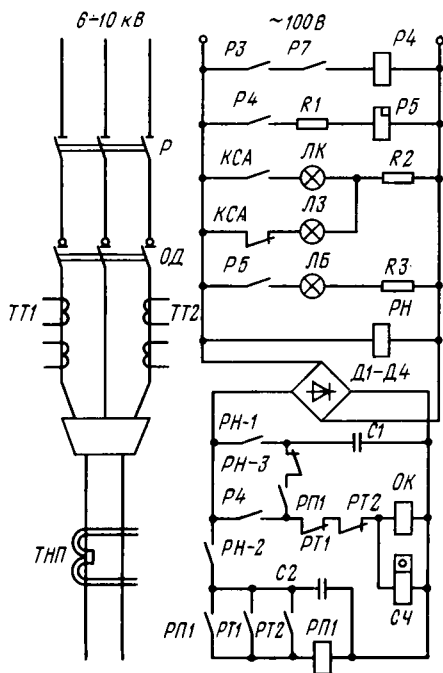


Рис. 11.4. Принципиальная схема приключательного пункта с отделителем

11.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

Решение любой технической задачи, в том числе и по электроснабжению, определяется на основе сопоставления ряда вариантов. Из возможных вариантов технического решения следует выбрать наиболее целесообразный или, как принято говорить, оптимальный. Критерий такого выбора — это экономическая эффективность варианта. Ее определяют на основе технико-экономических расчетов. Оптимальным вариантом считается тот, для которого приведенные затраты будут наименьшими.

Приведенные (расчетные) затраты представляют собой сумму капитальных вложений и ежегодных издержек, приведенных к одинаковой размерности (году).

Сопоставляют и анализируют приведенные затраты Z на основании формулы *

$$Z = E_n K + I, \quad (11.22)$$

где K — единовременные капитальные вложения в действующих ценах; I — ежегодные издержки (эксплуатационные расходы); E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений ($E_n = 0,12$ для объектов энергетики).

Нормативный коэффициент эффективности определяет предел, до которого целесообразно осуществлять дополнительные капиталовложения для снижения себестоимости.

Если K и I изменяются по годам строительства, то расчет усложняется. Однако при проектировании электроснабжения или его элементов достаточно приведенной выше формулы, так как длительность строительства устройств промышленного электроснабжения обычно не превышает одного-двух лет. Указанные показатели, как правило, определяются для первого года строительства.

Оценка капитальных затрат K на сооружаемые элементы электроснабжения предприятия выполняется, как правило, по укрупненным стоимостным показателям. В основу определения укрупненных показателей положены действующие прейскуранты и ценники на материалы и оборудование, нормативные материалы удельных капитальных вложений в линии электропередачи и подстанции, а также сметно-финансовые расчеты к проектам конкретных объектов. Такие стоимостные показатели для линий электропередачи (воздушных и кабельных) и для электроподстанций следует принимать по справочнику [20].

Ежегодные издержки (эксплуатационные расходы) I определяют по формуле

$$I = I_v + I_p + I_n + I_s, \quad (11.23)$$

где I_v — амортизационные отчисления на реновацию, т. е. полное восстановление основных фондов при первоначальной стоимости

* В этой и последующих формулах все цены принимаются в рублях.

объекта за естественный срок службы; I_p — то же, на капитальный ремонт; I_n — плата за потери электроэнергии; I_s — расходы на эксплуатацию, включающие расходы на текущий ремонт, заработную плату, приобретение материалов, топлива и сырья, общепроизводственные расходы и т. д.

Нормы отчислений от капиталовложений (в процентах) на реконструкцию и капитальный ремонт приводятся в справочной литературе. Что же касается расходов на эксплуатацию I_s , то они в большинстве случаев исключаются из расчетов, так как примерно будут одинаковыми в рассматриваемых вариантах. В случае необходимости стоимость годовой эксплуатации может быть определена по ориентировочной формуле

$$I_s = 9,42 + 1,01M,$$

где M — годовая производительность карьера или разреза по горной массе, млн. т.

Затраты на электроэнергию определяются стоимостью потерь электроэнергии в электрической сети рассматриваемого варианта:

$$I_n = C_0 \Delta P_m + C_d \Delta W_r, \quad (11.24)$$

где C_0 и C_d — соответственно основная плата за 1 кВт максимальной нагрузки и дополнительная плата за 1 кВт·ч потребленной энергии; ΔP_m — расчетная мощность максимальных потерь, кВт; ΔW_r — расчетные потери энергии в год, кВт·ч.

Годовая стоимость потерь электроэнергии может быть определена также по ориентировочной формуле

$$I_n = 101,6 + 4,6M. \quad (11.25)$$

Если сравниваемые варианты неравноценны с точки зрения надежности электроснабжения, то необходимо учитывать также неодинаковый народнохозяйственный ущерб от возможных нарушений электроснабжения. В этом случае приведенные затраты

$$Z = E_n K + I + Y, \quad (11.26)$$

где Y — вероятный народнохозяйственный ущерб за год от нарушений электроснабжения.

Размеры ущерба зависят как от параметров системы электроснабжения, характеризующих ее надежность, так и от особенностей технологического процесса. Правильное определение ущерба от перерывов электроснабжения в зависимости от категории потребителей и продолжительности нарушений электроснабжения для разных отраслей промышленности является одной из важных задач технико-экономических расчетов, так как серьезные ошибки при определении ущерба могут существенно влиять на дополнительные капиталовложения.

Вероятный ежегодный ущерб (убыток) от нарушений электроснабжения Y состоит из вероятного ежегодного ущерба от пере-

рывов электроснабжения потребителей Y_n и математического ожидания ущерба от снижения качества напряжения Y_k :

$$Y = Y_n + Y_k. \quad (11.27)$$

Ущерб от перерывов электроснабжения включает в себя расстройку технологического процесса и недовыработку продукции предприятия, вызывающую повышенный расход средств на ее компенсацию за счет сверхурочных работ, повышенного расхода энергии и пр.

Снижение качества напряжения может повлечь за собой также расстройку технологического процесса, брак продукции, порчу оборудования и др. Точная оценка технико-экономического ущерба при перерывах электроснабжения и снижении качества напряжения представляет собой значительные трудности. В настоящее время в работах многих научно-исследовательских организаций собран практический материал для расчета ущерба (убытков) при технико-экономических расчетах в области промышленной энергетики. Однако до сих пор отсутствуют единые методы оценки убытков, поэтому введение их в технико-экономические расчеты нельзя считать до конца обоснованным.

Расчеты электрических сетей и других элементов электроснабжения связаны обычно с выполнением большого количества вычислений. Трудоемкость вычислений значительно возрастает при расчетах сложно разветвленных распределительных сетей. В связи с этим в течение ряда лет существовала тенденция к максимальному упрощению методов расчета, часто в ущерб точности получаемых результатов и экономичности принимаемых решений. В настоящее время применение цифровых электронных вычислительных машин (ЭВМ) позволяет применять для повышения точности расчетов более сложные методы и вместе с тем повышать скорость вычислений. Однако максимальный технико-экономический эффект при проектировании электрических сетей может быть достигнут при одновременном совершенствовании как методов расчета сетей, так и способов реализации с помощью вычислительной техники.

При применении ЭВМ следует особое внимание обращать на составление оптимальных программ, требующих минимального времени счета и обработки исходных данных для ввода их в машину. К настоящему времени еще недостаточно полно разработан набор стандартных программных решений технико-экономических задач в области электроснабжения. С числовыми методами расчета при помощи ЭВМ можно ознакомиться по специальной литературе [15].

11.5. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

При сравнении нескольких технически целесообразных вариантов технико-экономических расчетов для каждого из них определяются приведенные затраты и принимается вариант с наимень-

шими приведенными затратами. Для упрощения расчетов приведенные затраты определяются только по элементам капитальных вложений и ежегодных затрат по эксплуатации, различным для сравниваемых вариантов.

Если сравниваемые варианты отличаются по годовому объему продукции, то сравнение следует вести по удельным приведенным затратам, определяемым по формуле

$$z = Z/M, \quad (11.28)$$

где M — объем продукции за год нормальной эксплуатации.

В этом случае приведенные затраты должны определяться с учетом полных капитальных вложений и полных ежегодных затрат по эксплуатации.

В ряде случаев технико-экономические расчеты дают практически равноценные результаты по отдельным вариантам в пределах точности экономических расчетов (различие не более 10—15 %). В этом случае предпочтение должно отдаваться варианту с лучшими качественными показателями. Качественные показатели характеризуют технические решения, которые непосредственно не имеют стоимостного выражения. Вариант системы электроснабжения обладает более высокими качественными показателями, если у него, например, выше номинальные напряжения, меньше потери напряжения в сети, меньше колебания напряжения и частоты в сети, вызываемые работой установок с резкопеременной нагрузкой, ниже уровень высших гармоник тока в сети, более благоприятны условия для монтажа, что особенно важно при реконструкции действующих предприятий, проще и удобнее условия эксплуатации, возможно осуществление расширения установки без значительных переустройств, что имеет важное значение при современных темпах развития производства.

Ниже приведены примеры сравнительной оценки вариантов технико-экономических расчетов.

Пример 1. Определить экономичность двух вариантов схем электроснабжения предприятия, для которых $K_1=80$ тыс. руб., $K_2=100$ тыс. руб., $I_1=9,2$ тыс. руб/год, $I_2=7,0$ тыс. руб/год. Стоимость потерь электроэнергии $I_{п1}=7,7$ тыс. руб/год, $I_{п2}=3,6$ тыс. руб/год. Вариант 2 имеет некоторые технические преимущества.

Решение. Годовые приведенные затраты по вариантам, тыс. руб/год:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 80 + 9,2 + 7,7 = 26,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 100 + 7,0 + 3,6 = 22,6 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты подсчета показывают, что более экономичен вариант 1, который уступает варианту 2 по техническим условиям. В связи с этим принимается вариант 2.

Пример 2*. Произвести технико-экономические расчеты при выборе схемы питания подстанций железорудного карьера.

* Этот пример взят из Указаний по технико-экономическому расчету электроснабжения промышленных предприятий (ГПИ Тяжпромэлектропроект).

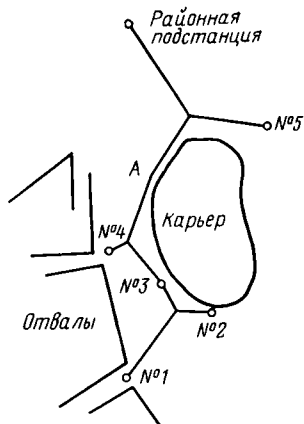


Рис. 11.5. Принципиальная схема расположения подстанций (пример 2)

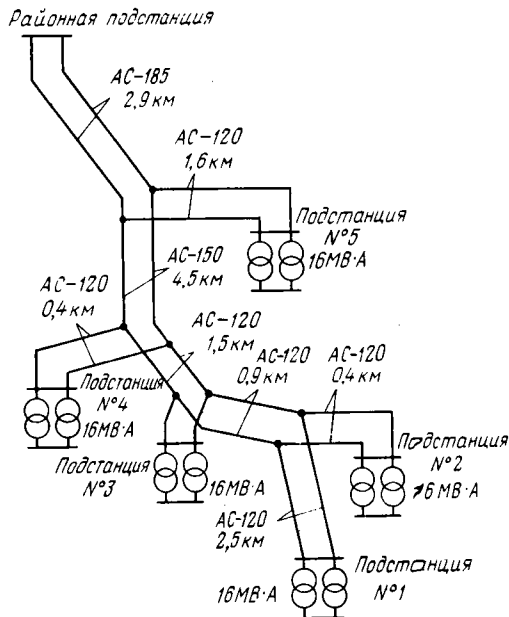


Рис. 11.6. Схема сети 110 кВ (схемы главных соединений подстанций показаны упрощенно)

Исходные данные. Для электроснабжения карьера сооружается пять подстанций 110 кВ, питание которых должно осуществляться от районной подстанции. На каждой подстанции устанавливают по два трансформатора 110/6 кВ, 16 МВ·А. Общая нагрузка карьера составляет 75 МВ·А при годовом фонде рабочего времени $T_r = 4000$ ч в год и годовом коэффициенте сменности по энергоиспользованию $\alpha = 0,75$. Расположение каждой подстанции приведено на рис. 11.5.

За д а н и е. Требуется выбрать схему сети 110 кВ, питающей эти карьерные подстанции 110/6 кВ.

Р е ш е н и е. Техничко-экономические расчеты по выбору схемы питающей сети 110 кВ для указанных подстанций могут быть сведены к построению сети оптимальной конфигурации, т. е. являющейся наиболее эффективным способом решения поставленной задачи. Сравнение вариантов схемы этой сети, число которых при таком количестве подстанций достаточно велико, связано со значительными трудностями и может быть неэффективным, так как среди составленных для сопоставления вариантов может не оказаться оптимального.

Значение и характер нагрузки, положение и назначение подстанций позволяют объединить питающие их линии 110 кВ. Так как к каждой подстанции должно подходить не менее двух цепей, то наиболее целесообразным будет применение двухцепных линий 110 кВ, которые отвечают требованиям надежности питания этих подстанций.

У двухцепных линий 110 кВ на унифицированных опорах в диапазоне сечений проводов от АС-70 (минимально допустимых для линий 110 кВ по условиям потерь на корону) до АС-185 удельная стоимость (руб/км) мало разнится и имеет наименьшее значение при проводе АС-120. Поэтому применение линий с проводом сечением меньшим, чем АС-120, нецелесообразно.

Пропускная способность одной цепи линии с проводом АС-120 по нагреву составляет 72 МВ·А, что практически соответствует нагрузке карьера и указы-

Т а б л и ц а 11.11

Параметры	Расчетные величины									
	Участок линии									
	к подстанциям №									
	1	2	1, 2	1—3	4	1—4	5	1—5	по всей линии	
Расчетная нагрузка, А	95	85	160	230	95	310	105	385		
Сечение провода АС, мм ²	120	120	120	120	120	150	120	185		
Длина участка, км	2,5	0,4	0,9	1,5	0,4	4,5	1,6	2,9	14,7	
Потери мощности:										
удельные, кВт/км	3,6	2,8	10,2	21,1	3,6	28,7	4,4	37,0		
на участок, кВт	9,0	1,1	9,2	31,5	1,4	129,0	7,0	107		
Годовая потеря энергии:										
удельная, МВт·ч/км	4,3	3,4	12,2	25,2	4,3	34,5	5,3	44,5		
на участок, МВт·ч	10,8	1,3	11,0	37,8	1,7	155,0	8,4	128	352	
Стоимость потерь за год:										
удельная, тыс. руб/км	0,12	0,1	0,34	0,7	0,12	0,95	0,14	1,23		
на участок, тыс. руб.	0,3	0,04	0,3	1,05	0,05	4,3	0,23	3,57	9,84	
Капитальные вложения:										
удельные, тыс. руб/км	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,9	12,6	14,7		
на участок, тыс. руб.	31,5	5,05	11,3	18,9	5,05	58,0	20,2	42,6	192,6	
Приведенные затраты:										
удельные, тыс. руб/км	2,18	2,17	2,41	2,76	2,18	3,13	2,21	3,7		
на участок, тыс. руб.	5,4	0,87	2,16	5,55	5,4	14,1	3,5	10,7	47,7	

вает на возможность питания всех подстанций 110 кВ карьера по общей магистральной двухцепной линии 110 кВ, к которой может привести построение сети оптимальной конфигурации. Если все подстанции 110 кВ карьера будут питаться по одной двухцепной магистральной линии 110 кВ, то у ее головного участка по экономической плотности тока, установленной ПУЭ, равной 1,1 А/мм², должен быть провод сечением примерно 180 мм², т. е. 185 мм².

Нагрузка провода АС-120, соответствующая экономической плотности тока 1,1 А/мм², составляет 2500 кВ·А. В результате магистральная двухцепная линия 110 кВ, питающая все подстанции 110 кВ карьера, может иметь участки с проводом от АС-120 до АС-185 при расчетной нагрузке от 16 до 75 МВ·А. Удельные приведенные затраты соответственно могут изменяться от 2,18 до 3,7 руб/км.

Так как оптимальное изменение удельных приведенных затрат невелико

$$\frac{z_{\max} - z_{\min}}{z_{\min}} = \frac{3,7 - 2,18}{2,18} = 0,7 < 2,83,$$

то при построении оптимальной конфигурации за основу может быть принята кратчайшая сеть.

Сеть 110 кВ карьера будет иметь наименьшую длину при выполнении ее в виде магистральной двухцепной линии, к которой последовательно присоединяются подстанции № 1—5 (рис. 11.6). Головной участок линии выполнен проводом АС-185. Следующий за ним участок магистрали в соответствии с нагрузкой в 60 МВ·А по экономической плотности тока должен быть с проводом сечением примерно 144 мм², т. е. 150 мм². Остальная часть магистральной линии, как установлено выше, должна быть с проводом АС-120.

Технико-экономические показатели такой сети сведены в табл. 11.11. При данных удельных приведенных затратах по каждому участку конфигурация сети, отвечающей минимуму суммарных приведенных затрат, практически не отличается от кратчайшей сети.

11.6. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

Надежность и безопасность электроснабжения карьеров и разрезов зависят от наличия и правильного действия целого ряда устройств, применяемых в электрических сетях. Работа этих устройств в нормальных и аварийных режимах явилась предметом многочисленных исследований, которые позволили установить основные показатели надежности как отдельных элементов сети, так и систем электроснабжения в целом. Анализируя результаты указанных исследований, можно определить следующие основные пути повышения надежности и безопасности электроснабжения: поэлементное усовершенствование систем электроснабжения; разработку оптимальных вариантов схем электроснабжения как отдельных участков горных работ, так и всего карьера или разреза в целом; повышение культуры эксплуатации электрических установок и сетей; применение совершенных устройств защиты от аварийных режимов; автоматизацию и телемеханизацию систем электроснабжения.

Ниже приведена краткая характеристика этих способов повышения надежности электроснабжения.

Поэлементное усовершенствование систем электроснабжения. Повышение надежности элементов электроснабжения осуществляется в процессе проектирования, строительства и эксплуатации.

В процессе проектирования необходимо произвести правильный выбор всего оборудования электрических линий и подстанций с применением рациональных систем резервирования. Для повышения надежности электроснабжения карьеров и разрезов необходимо для экскаваторов средней мощности применять кабели марок КШВГС и КШВГМС, у которых в токоведущие жилы включен стальной сердечник; масляные выключатели распределительных и передвижных КТП заменять вакуумными; на карьерах и разрезах целесообразнее применять переносные ВЛ, так как вероятность отказов передвижных ВЛ в 2 раза выше вероятности отказов переносных.

В процессе строительства в первую очередь должны учитываться условия работы элементов и технико-экономические требования к ним. Для выяснения скрытых дефектов элементов (ячеек, кабелей, КТП и т. д.) на заводах-изготовителях производят их испытания в условиях, близких к эксплуатационным. Совершенствование технологии изготовления с учетом данных, полученных при испытаниях, монтажно-наладочных работах и опытной эксплуатации, повышает надежность аппаратуры и снижает эксплуатационные расходы. При производстве монтажных работ необходимо избегать кабельных вводов и выводов к распределительным устройствам. Малонадежными элементами оборудования являются кабельные вставки, соединяющие между собой отдельные аппараты и электродвигатели. Способ повышения их надежности следует искать в новом направлении конструирования соединительных перемычек.

В процессе эксплуатации для увеличения надежности аппаратуры следует создавать облегченные режимы для большинства элементов (пониженные значения напряжений, токов, мощности, улучшение охлаждения); защищать от внешних воздействий герметизацией, заливкой водонепроницаемой массой, покрытием лаками, применением амортизирующих устройств и т. п.; быстро находить и устранять различные неисправности в аппаратах и устройствах.

Разработка оптимальных вариантов схем электроснабжения. Важное направление повышения надежности электроснабжения открытых горных разработок — создание наиболее рациональных схем электрической сети. Выбор схемы распределения электрической энергии в условиях карьера или разреза зависит от параметров горной технологии, т. е. от производительности, горнотехнических условий, глубины и площади предприятия, скорости подвигания экскаваторного забоя, общего числа забоев и т. д. Все эти параметры определяют тип, число и мощность горных машин, электрические нагрузки, мощность и число электроподстанций. Перечисленные показатели, в свою очередь, являются основой для расчета и проектирования схемы электроснабжения.

В настоящее время для условий глубоких и мощных карьеров наиболее оптимальными можно считать схемы с передвижными КТП и КРУ, устанавливаемыми в центрах нагрузок. Подвод

электроэнергии к ним осуществляется от бортокольцевых и радиальных ЛЭП-6 (10) кВ, монтируются они на металлических салазках, автотраллерах или железнодорожных платформах. В последнем случае на рабочих уступах устраиваются тупики длиной 35—40 м. Эксплуатация ТП и КРУ на автотраллерах и железнодорожных платформах позволяет избегать толчков и ударов при транспортировании, уменьшать время на их монтаж и демонтаж во время взрывов горной массы и надежно эксплуатировать релейную защиту.

Протяженность воздушных ЛЭП-6 (10) кВ при схемах с передвижными ТП и КРУ сокращается на 15—20 %, а надежность электроснабжения увеличивается в 2 раза по сравнению с обычными магистральными или радиальными схемами. При выборе схемы питания участков следует стремиться к применению схем с использованием минимальной протяженности элементов с высокой аварийностью (гибкие кабели, передвижные ВЛ-6 (10) кВ, соединительные кабельные коробки и т. д.).

Из анализа типовых схем электроснабжения, применяемых на действующих карьерах и разрезах, видно, что наиболее надежны радиальные и радиально-ступенчатые. Однако радиальные схемы, характеризующиеся большим числом воздушных и кабельных линий, отходящих от ГПП и РП на участки вскрышных и добычных работ, не могут быть применены на всех карьерах и разрезах. Радиально-ступенчатые схемы на одно напряжение 6—10 кВ или на два напряжения 6 (10) и 35 кВ могут применяться на всех мощных карьерах, где используются экскаваторы с большой производительностью. Наименее надежны магистральные схемы на одно напряжение 6 или 10 кВ.

Повышение культуры эксплуатации электрических установок. Для обеспечения бесперебойного питания электроэнергией большое значение имеет правильная эксплуатация сетей и электрооборудования. При ремонте, испытаниях и эксплуатации электрооборудования недопустимы нарушения действующих нормативов. Надежность схем электроснабжения также снижается, если объекты в эксплуатацию принимаются с отступлениями от проектов, нарушениями ПУЭ и недоделками.

Для повышения уровня эксплуатации электрооборудования и электрических сетей на открытых горных разработках необходимо систематически повышать квалификацию рабочих и ИТР, строго выдерживать графики планово-предупредительного ремонта как стационарного, так и передвижного электрооборудования, воздушных и кабельных линий, предусматривать смены для проведения ремонтов, наладок и профилактических испытаний электроустановок. Кроме того, необходимо обеспечить весь электротехнический персонал инструкциями по эксплуатации, ремонту, наладке и профилактическим испытаниям всех видов электротехнических установок.

Применение совершенных устройств защиты от аварийных режимов. Для повышения надежности и безопасности работы всей

системы электроснабжения большое значение имеет создание и внедрение в практику наиболее совершенных устройств защиты от внешних и внутренних перенапряжений, от перегрузок и коротких замыканий, от однофазных замыканий на землю. В этом направлении научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации проводят большую работу, которая реализуется электротехническими заводами при создании новых комплектных распределительных устройств и трансформаторных подстанций.

Автоматизация и телемеханизация систем электроснабжения. Применение устройств автоматизации и телемеханики на карьерах и разрезах позволяет повышать надежность системы электроснабжения, применять более простые схемы, не прибегая к сплошному резервированию всех звеньев системы, улучшать качество электроэнергии и оперативность управления, переводить большинство электроподстанций и распределительных пунктов на работу без постоянного дежурства персонала.

12. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ

12.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Промышленные предприятия проектируются специализированными по отраслям проектными организациями на основании плановых заданий на проектирование, которые выдаются министерствами в соответствии с перспективными планами. Задание на проектирование составляют исходя из основных технических направлений в развитии соответствующей отрасли и на основании утвержденного технико-экономического обоснования (ТЭО).

В задании на проектирование новых карьеров указываются исходные данные для проектирования, проектная мощность, основные источники обеспечения электроэнергией, перечень сооружений, намечаемый размер капиталовложений, основные технико-экономические показатели и др. Для проектирования электроснабжения даются нагрузки электроприемников с условиями и режимами их работы и возможные источники питания.

Проектирование ведется в две стадии: первая — разработка технического проекта (ТП), вторая — изготовление рабочих чертежей (РЧ). Для мелких, средних и типовых объектов проектирование ведется в одну стадию и выполняется только технорабочий проект, объединяющий в себе элементы технического проекта и рабочих чертежей.

Технический проект состоит, как правило, из следующих частей: пояснительной записки с кратким изложением содержания проекта, технико-экономической части, генплана и транспорта, технологической части, организации труда и системы управления производством, строительной части, организации строительства, жилищно-гражданского строительства и сметной части проекта.

В технологической части выделяется раздел электроснабжения и электрооборудования, в котором приводятся: характеристики потребителей электроэнергии с учетом перспективы развития и категории надежности электроснабжения; расчет электрических нагрузок; обоснования принимаемых напряжений источников питания, трансформаторных подстанций, воздушных и кабельных линий, электрооборудования и электрического освещения; заказные спецификации на материалы и все виды оборудования; схемы электроснабжения и релейной защиты, трассы питающих и распределительных сетей, планы и разрезы главных подстанций с размещением оборудования.

На стадии ТП составляются варианты схем электроснабжения карьера и картограмма нагрузок для определения местоположения ГПП. По результатам расчета нагрузок производятся выбор сечений линий электропередач, расчет потерь электроэнергии, выбор и размещение компенсирующих устройств. На основании технических условий, выдаваемых энергосистемой, определяются и согласовываются трассы сетей внешнего электроснабжения, выбирается место присоединения к энергосистеме.

Утвержденный технический проект — основа для составления рабочих чертежей, содержащих необходимые проектные материалы для выполнения строительно-монтажных работ. Важная составная часть проекта — принципиальные схемы, на которых изображаются источники питания, подстанции, выключатели, комплектные распредустройства, электроприемники, аппаратура защиты и автоматики в системе электроснабжения.

Опыт проектирования и эксплуатации карьеров позволяет в большинстве случаев принять принципиальные схемы их электроснабжения на основе сопоставлений, проведенных для аналогичных условий. Для оценки экономической эффективности двух сравниваемых вариантов схем электроснабжения с равной степенью надежности используется метод срока окупаемости. Срок окупаемости определяют по выражению

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{I_{\text{э2}} - I_{\text{э1}}} < T_{\text{н}}, \quad (12.1)$$

где K_1, K_2 — капитальные вложения; $I_{\text{э1}}, I_{\text{э2}}$ — годовые издержки по сравниваемым вариантам 1 и 2; $T_{\text{н}} = 1/E_{\text{н}} = 1/0,12 = 8,33$ года — нормативный срок окупаемости капиталовложений.

Если $T_{\text{ок}} < T_{\text{н}}$, то экономически целесообразен вариант с большими капиталовложениями. Если $T_{\text{ок}} > T_{\text{н}}$, то наиболее экономичным будет вариант с меньшими капиталовложениями. При $T_{\text{ок}} = T_{\text{н}}$ оба варианта считаются экономически равноценными.

12.2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В настоящее время при определении расчетных электрических нагрузок горных предприятий наибольшее практическое применение получили следующие методы расчета: по удельным показателям

тёлям расхода электроэнергии, по средней мощности и коэффициенту максимума (по методу упорядоченных диаграмм), по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Определение расчетных нагрузок по удельным показателям расхода электроэнергии. Метод расчета нагрузок по удельным показателям расхода электроэнергии используется на стадии проектного задания, при вариантных сравнениях и других ориентировочных расчетах, когда требуется укрупненное определение нагрузок по участку или карьере в целом.

Для электроприемников, имеющих малоизменяющиеся или неизменные графики нагрузок в наиболее загруженную смену, расчетная нагрузка принимается равной средней. При определении расчетных нагрузок необходимо знать производительность $P_{см}$ машины, комплекса, участка, карьера в целом за смену и удельный расход электроэнергии на единицу продукции ω_y . Расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$P_{расч} = \omega_y P_{см} / T_{см}; \quad Q_{расч} = P_{расч} \operatorname{tg} \varphi_p, \quad (12.2)$$

где ω_y — удельный расход на единицу продукции, кВт·ч/т или кВт·ч/м³; $P_{см}$ — сменная производительность машины, т (м³); $T_{см}$ — продолжительность смены; $\operatorname{tg} \varphi_p$ — соответствует характерному для однофазных приемников $\cos \varphi_p$, определяемому по справочным данным.

Удельный расход электроэнергии ω_y (кВт·ч/м³) по отдельным машинам и установкам следующий.

При выемке горной массы одноковшовыми экскаваторами типов ЭКГ-5, ЭКГ-8И (ЭКГ-6,3ус)	0,4—0,6
То же, но экскаваторами типов:	
ЭКГ-12,5, (ЭКГ-10ус), ЭКГ-20	0,75—0,85
ЭШ-6/45М, ЭШ-10/60А, ЭШ-10/70А	0,6—1,0
ЭШ-15/70, ЭШ-20/55	1,1—1,35
ЭШ-25/100, ЭВГ-35/65М, ЭШ-10/85	1,5—1,7
ЭШ-80/100, ЭВГ-100/70	1,8—2,0
При выемке горной массы роторными экскаваторами ЭРГ-400, ЭРГВ-630, ЭР-1250, ЭРГ-1600	0,5—0,6
То же, но экскаваторами типа ЭРШРД-5000	0,7
Отвалообразователи ОШ-1500, ОШР-5000	0,6—0,8
Транспортирование горной массы ленточными конвейерами, кВт·ч/км	0,6—0,9
Бурение скважин буровыми станками	1,6

Примечание. Нижний предел дан для легких, верхний — для тяжелых грунтов.

При наличии данных об удельных расходах электроэнергии по отдельным электроприемникам или технологическим операциям ω_{yi} расчетная нагрузка может быть определена по формуле

$$P_{расч} = \frac{\sum_1^n \omega_{yi} P}{T_m} + P_{расч. об}, \quad (12.3)$$

где n — число электроприемников и операций; P — производительность по отдельным электроприемникам или технологическим

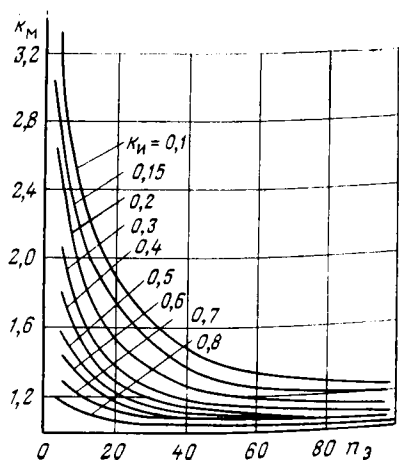


Рис. 12.1. Кривые коэффициентов максимума k_M для различных коэффициентов использования $k_{и}$ в зависимости от $n_э$

однородные по режиму работы приемники с длительным режимом и переменной нагрузкой объединяют в отдельные группы по их характерным признакам. Отдельно выделяют группу приемников длительного режима практически с постоянным графиком нагрузки (насосы, вентиляторы, компрессоры и т. п.) и группу осветительных приемников.

Расчетная активная нагрузка группы приемников с переменным графиком нагрузки определяется по средней мощности и коэффициенту максимума:

$$P_{\text{расч}} = k_M P_{\text{см}} = k_M k_{и} P_{\text{ном}}, \quad (12.4)$$

где k_M — коэффициент максимума активной мощности, определяемый по кривым $k_M = f(n_э, k_{и})$ (рис. 12.1) в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_э$ и коэффициента использования $k_{и}$; $P_{\text{см}}$ — средняя активная мощность группы приемников за наиболее загруженную смену; $k_{и}$ — коэффициент использования активной мощности, определяемый как отношение средней нагрузки за наиболее загруженную смену к номинальной мощности работающих в эту смену приемников (числовые значения $k_{и}$ для отдельных групп приемников принимаются по справочникам); $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность приемников.

Под приведенным (эффективным) числом приемников $n_э$ понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же расчетную нагрузку, что и фактическая группа приемников с различной мощностью и режимами работы.

операциям, T_M — число часов использования максимума активной нагрузки механизма, участка, ч; $P_{\text{расч. об}}$ — расчетные нагрузки участковых (общецеховых) приемников за наиболее загруженную смену.

Определение расчетных нагрузок по средней мощности и коэффициенту максимума. Этот метод получил название метода упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки и наиболее распространен при проектировании. В основу определения расчетной нагрузки положен принцип максимума средней нагрузки за интервал времени $T_{\text{оср}} = 3T_0$, где T_0 — постоянная времени нагрева проводника. В качестве интервала осреднения принято $T_{\text{оср}} = 30$ мин. Все

Приведенное число приемников группы

$$n_3 = \frac{\left(\sum_1^n P_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_1^n P_{\text{ном}i}^2}. \quad (12.5)$$

Определение n_3 по этой формуле производят при числе приемников в группе до пяти. Если число приемников n равно четырем и более, то допускается считать $n_3 = n$ при соблюдении отношения

$$m = \frac{P_{\text{ном} \max}}{P_{\text{ном} \min}} \leq 3,$$

где $P_{\text{ном} \max}$, $P_{\text{ном} \min}$ — номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего по мощности приемников в группе. Небольшие по мощности приемники группы, суммарная мощность которых не превышает 5 % суммарной мощности группы при определении n_3 не учитывают.

При $m > 3$ и $k_n \geq 0,2$ приведенное число приемников

$$n_3 = 2 \Sigma P_{\text{ном}} / P_{\text{ном} \max}.$$

Если значение n_3 , подсчитанное по этой формуле, будет больше фактического, то принимают $n_3 = n$; при $k_n < 0,2$ n_3 принимают по таблице.

Средневзвешенное значение k_n для группы приемников с разными режимами нагрузки

$$k_n = \sum_1^n P_{\text{см}i} / \sum_1^n P_{\text{ном}i}, \quad (12.6)$$

где $P_{\text{ном}i}$ — номинальная активная мощность i -й группы.

Для групп электроприемников с переменным графиком нагрузки и разными режимами работы (различные значения k_n и $\cos \varphi$) напряжением до и выше 1 кВ расчетные нагрузки определяются по суммарной средней мощности за наиболее загруженную смену и коэффициенту максимума:

$$P_{\text{расч}} = k_m \sum_1^n P_{\text{см}i}. \quad (12.7)$$

$$Q_{\text{расч}} = \sum_1^n P_{\text{см}i} \operatorname{tg} \varphi_p, \quad (12.8)$$

где $P_{\text{расч}}$, $Q_{\text{расч}}$ — расчетные активная и реактивная мощности $P_{\text{см}i}$ — средняя активная мощность за наиболее загруженную смену i -й группы приемников; n — число групп приемников в узле нагрузки.

Реактивные нагрузки электроприемников с опережающим током (синхронные двигатели, статические конденсаторы) принимаются со знаком «минус».

Для группы приемников с практически постоянным графиком нагрузки, для которых $k_n \geq 0,6$, а коэффициент заполнения графика нагрузки по активной мощности за наиболее загруженную смену $k_{зг} \geq 0,9$, коэффициент максимума k_m принимают равным единице, а расчетную нагрузку — равной средней за наиболее загруженную смену, т. е.

$$P_{расч} = P_{см}; \quad Q_{расч} = Q_{см}.$$

Расчетная нагрузка группы осветительных приемников принимается равной средней активной мощности освещения за наиболее загруженную смену:

$$P_{расч. о} = P_{см. о} = k_{с. о} P_{ном. о}, \quad (12.9)$$

где $k_{с. о}$ — коэффициент спроса осветительной нагрузки; $P_{ном. о}$ — номинальная мощность осветительных приемников.

Полная расчетная нагрузка подстанции определяется по формуле

$$S_{расч} = \sqrt{\Sigma P_{расч}^2 + \Sigma Q_{расч}^2}, \quad (12.10)$$

где $\Sigma P_{расч}$, $\Sigma Q_{расч}$ — суммарные активные и реактивные нагрузки всех групп приемников.

Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса. Расчетная нагрузка по этому методу для групп, однородных по режиму работы электроприемников карьеров, определяется из выражений

$$P_{расч} = k_c P_{ном}; \quad (12.11)$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \operatorname{tg} \varphi_r; \quad (12.12)$$

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} = \frac{P_{расч}}{\cos \varphi_p}, \quad (12.13)$$

где k_c — коэффициент спроса данной группы электроприемников, принимаемый по табл. 12.1 или другим справочным материалам; $\operatorname{tg} \varphi_r$ соответствует характерному для данной группы приемников $\cos \varphi_r$, определяемому по справочным материалам.

Расчетная нагрузка по линии, участку или карьере в целом определяется суммированием расчетных активных и реактивных нагрузок отдельных групп электроприемников, входящих в данный узел системы электроснабжения, с учетом коэффициента разновременности максимумов (участия в максимуме) нагрузки $k_{у. м}$:

$$S_{расч} = k_{у. м} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{расч}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{расч}\right)^2}, \quad (12.14)$$

где $k_{у. м}$ — коэффициент участия в максимуме (табл. 12.2). Нижние значения коэффициента принимаются при большем числе соединений, верхние — при меньшем.

Т а б л и ц а 12.1

Электроприемник	Коэффициент	
	спроса k_c	мощности $\cos \varphi_p$
Экскаватор одноковшовый с приводом по системе Г—Д: на вскрыше на добыче	0,5—0,7 0,5—0,75	0,5—0,65 (0,6—0,75 опережающий) 0,5—0,7 (0,6—0,8 опережающий)
Экскаватор роторный	0,6—0,7	0,7
Отвалобразователь ленточный, перегру- жатель	0,6—0,7	0,65
Станок ударно-канатного бурения	0,5—0,6	0,65
Станок вращательного бурения	0,5—0,7	0,7
Ленточный конвейер	0,6	0,7
Землесос с приводом до 200 кВт	0,6	0,75
То же, от 200 до 2000 кВт	0,8	0,9 опережающий
Дренажная шахта	0,7	0,7
Технологический комплекс	0,6	0,7
Депо электровозов	0,4	0,7
Механическая мастерская	0,3	0,65
Адмбыткомбинат	0,6	0,75
Погрузка угля в железнодорожные вагоны	0,55	0,7
Насосная станция водоснабжения	0,75	0,75
Наружное освещение промплощадок, обога- тельных фабрик, карьеров	1,0	1,0
Наружное освещение дорог и горных работ карьера	1,0	1,0

Примечания: 1. Нижний предел дан для легких, верхний — для тяжелых грунтов.
2. Для одноковшовых экскаваторов с приводом по системе ТП—Д значения коэффициен-
тов спроса и мощности принимаются по данным завода-изготовителя.

Т а б л и ц а 12.2

Электроприемники	Подстанции	Коэффициент участия в максимуме $k_{у.м}$
Машины и установки вскрышных, добыч- ных и отвальных работ	На шинах подстанции 35—110 кВ	0,8—0,9
Все потребители промплощадки напряже- нием 0,4 кВ	На шинах 0,4 кВ ТП	0,5
Все электроприемники карьера (с элек- тровозной откаткой)	На шинах 35—110 кВ ГПП	0,75—0,8

Электрические нагрузки, определенные по приведенным выше формулам, используются при выборе мощности трансформаторов, сечений линий электропередач по нагреву и потере напряжения при длительном режиме работы электроприемников.

Годовой расход активной энергии (кВт·ч) по карьере

$$W_{\Gamma} = P_{\text{расч}} T_{\text{м}} = k_{\text{и.г}} P_{\text{ном}} T_{\text{м}} = k_{\text{с.э}} P_{\text{см}} T_{\text{м}}, \quad (12.15)$$

где $P_{\text{расч}}$ — расчетная активная мощность; $T_{\text{м}}$ — годовое число часов использования максимума активной мощности; $k_{\text{и.г}}$ — среднее значение коэффициента использования активной мощности за год; $k_{\text{с.э}}$ — годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию активной мощности, принимается по справочным данным; $P_{\text{см}}$ — средняя активная мощность за наиболее загруженную смену.

Годовое число часов использования максимума активных нагрузок $T_{\text{м}}$ на карьерах и разрезах, работающих 3 смены по 8 ч при 357 рабочих днях в году, составляет 4700—5100 ч, при 300 рабочих днях в году — 3500—4000 ч, на установках гидромеханизации 2700—3000 ч.

Годовой расход реактивной энергии (квар·ч) по предприятию определяется по соотношениям, аналогичным (12.15):

$$V_{\Gamma} = Q_{\text{расч}} T_{\text{м.р}} = k_{\text{и.г.р}} Q_{\text{ном}} T_{\text{м.р}} = k_{\text{с.э.р}} Q_{\text{см}} T_{\text{м.р}}, \quad (12.16)$$

где $Q_{\text{расч}}$ — расчетная реактивная мощность; $T_{\text{м.р}}$ — годовое число часов использования максимума реактивной мощности; $Q_{\text{см}}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену; остальные символы имеют те же значения, что и выше.

Значение $T_{\text{м.р}}$ находится по справочным или отраслевым инструкциям. При отсутствии точных данных о $T_{\text{м.р}}$ оно может быть ориентировочно принято на 15—20 % большим значения $T_{\text{м}}$.

При наличии прогрессивных норм удельного расхода электроэнергии на единицу продукции годовой расход активной W_{Γ} (кВт·ч) и реактивной V_{Γ} (квар·ч) энергии, потребляемой предприятием, может быть определен по формулам:

$$W_{\Gamma} = \omega_{\gamma} \Pi_{\Gamma}; \quad V_{\Gamma} = W_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma}, \quad (12.17)$$

где ω_{γ} — удельный расход электроэнергии (по данным табл. 12.1); Π_{Γ} — производительность предприятия, участка, т/год (м³/год); $\operatorname{tg} \varphi_{\Gamma}$ соответствует средневзвешенному за год значению коэффициента мощности предприятия.

12.3. КАРТОГРАММА НАГРУЗОК И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА СООРУЖЕНИЯ ГПП

При выборе схемы электроснабжения решающую роль играет картограмма электрических нагрузок, позволяющая определить центр нагрузок карьера. Картограмма нагрузок представляет собой ряд окружностей, размещенных на плане горных работ, площади которых в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам электроприемников.

Обычно для нахождения центра электрических нагрузок используется методика определения центра тяжести однородных плоских фигур, по которой определяют координаты центра элек-

трических нагрузок X_0 , Y_0 . Площадь карьера принимается за плоскость, на которой расположены участки, цехи со своими нагрузками. Для стационарных электроприемников за центры окружности принимаются места их установки, а для передвижных — центр тяжести фигуры обрабатываемого карьерного поля в плане.

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения глубоких карьеров может возникнуть необходимость в определении третьей координаты центра электрических нагрузок Z_0 .

Картограмма электрических нагрузок позволяет проектировщику наглядно представить распределение нагрузок по территории карьера. На генплане следует наносить отдельно картограммы для активной и реактивной нагрузок. Первая необходима для выбора рационального места расположения ГПП, вторая — для размещения компенсирующих устройств в системе электроснабжения карьера.

Для нахождения центра нагрузки карьера и построения картограммы нагрузок необходимо определить радиус окружности для каждого участка. Площадь окружности в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего участка: $S_i =$

$= \pi r^2 m$, откуда определяется радиус окружности $r_i = \sqrt{\frac{S_i}{\pi m}}$, S_i — мощность i -го участка, $\text{kB} \cdot \text{A}$; m — масштаб для определения площади круга, $\text{kB} \cdot \text{A}/\text{см}^2$; $\text{kB} \cdot \text{A}/\text{мм}^2$.

После нанесения окружностей на плане горных работ проводятся оси координат, от которых отсчитываются расстояния до центров окружностей. Используя некоторые положения из курса теоретической механики, по аналогии с определением координат равнодействующей параллельных сил можно определить координаты центра электрических нагрузок по формулам

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}.$$

Главную понизительную подстанцию располагают вблизи теоретического центра нагрузок с координатами ЦЭН X_0 и Y_0 (рис. 12.2) и вне зоны взрывных работ. Однако практика показала, что центр постоянно смещается по территории карьера, что объясняется изменениями потребляемой отдельными потребителями и карьером мощности. В связи с этим задача рационального размещения подстанций на генплане карьера решается построением зоны рассеяния центра электрических нагрузок. Для построения зоны рассеяния используются те же формулы, что и для определения центра нагрузок. Место расположения ГПП на плане выбирается в любой, наиболее удобной точке построенной зоны.

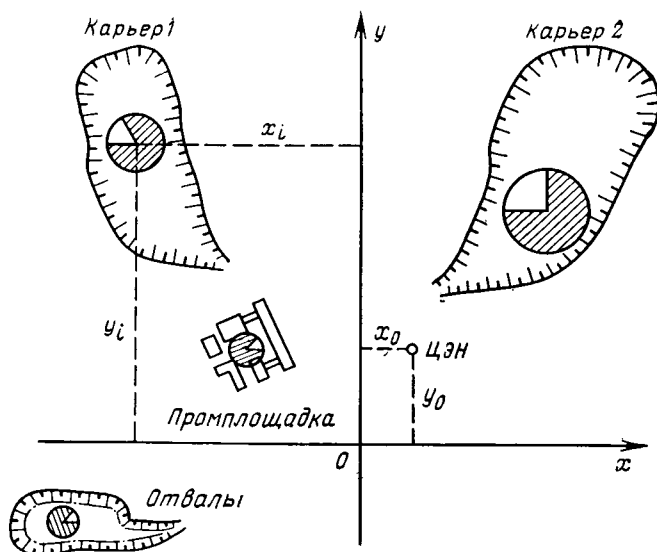


Рис. 12.2. Генеральный план рудника с картограммой и центром электрических нагрузок (заштрихованные части площадей кругов — активные нагрузки, незаштрихованные — реактивные)

Если электрические нагрузки размещены по территории предприятия неравномерно и сосредоточены в двух и более местах, то в этих случаях зоны рассеяния центра нагрузок определяют отдельно, разбив территорию на участки с сосредоточенными нагрузками. На таких предприятиях (а к ним можно отнести большинство крупных карьеров и карьеров средней производственной мощности) чаще всего сооружаются не одна ГПП, а две и более в зависимости от площади карьера, числа и мощности электроприемников. При наличии на карьере одноковшовых экскаваторов с ковшом вместимостью 12,5 м³ и выше или роторных экскаваторов рекомендуется применять глубокий ввод с установкой в центре тяжести проекции фигуры разрабатываемого этими экскаваторами участка (блока) участковой передвижной подстанции 35-110/6-10 кВ.

Окончательно вопрос о числе сооружаемых главных и участковых подстанций и глубоких вводов, размещении их на генплане решается на основании технико-экономических расчетов.

12.4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Выбор числа и мощности трансформаторов главных понизительных подстанций (ГПП) на карьерах производится исходя из расчетной нагрузки и категории потребителей электроэнергии. При

наличии на карьере дренажных шахт и мощного водоотлива, которые относятся к потребителям категории I, на ГПП устанавливается не менее двух силовых трансформаторов, что необходимо для резервирования питания. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из строя одного из них другой обеспечивал 75—80 % максимальной нагрузки карьера, в первую очередь бесперебойную работу потребителей категории I. На ГПП, как правило, устанавливают силовые трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (с РПН).

Расчетную мощность $S_{\text{расч}}$ (кВ·А) трансформаторов ГПП определяют по расчетной нагрузке $P_{\text{расч}}$ и коэффициенту мощности на шинах подстанции $\cos \varphi_k$ с учетом допустимой перегрузки трансформатора $k_{\text{пер}}$:

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / k_{\text{пер}} \cos \varphi_k, \quad (12.18)$$

где $k_{\text{пер}} = 1,1 \div 1,3$ — коэффициент перегрузки трансформатора; $\cos \varphi_k = 0,93 \div 0,95$ — коэффициент мощности на шинах подстанции с учетом компенсации реактивных нагрузок.

Расчетные электрические нагрузки $P_{\text{расч}}$ карьерных электроприемников и подстанций в целом определяют из условия получасового максимума, считая постоянную времени нагрева ($T_0 = 10$ мин) одинаковой для различных элементов системы электрообеспечения. Однако постоянная времени нагрева применяемых на ГПП трансформаторов значительно больше указанного значения и составляет $T_0 = 2,5 \div 3,5$ ч. Поэтому при определении мощности трансформатора необходимо ввести коэффициент максимума k'_m , учитывающий его фактическую постоянную времени нагрева:

$$k'_m = \frac{1 + \frac{k_m - 1}{\sqrt{6T_0}}}{k_m}.$$

С учетом требований резервирования расчетная номинальная мощность трансформатора

$$S_{\text{т. ном}} = k_{\text{I-II}} k'_m S_{\text{расч}},$$

где $k_{\text{I-II}}$ — коэффициент, учитывающий наличие электроприемников I и II категорий (для карьерных ГПП $k_{\text{I-II}} = 0,75 \div 0,8$).

При проектировании и эксплуатации подстанций необходимо стремиться к тому, чтобы фактическая загрузка трансформаторов была близка к экономической. Экономически целесообразная нагрузка S на трансформатор

$$S = S_{\text{т. ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{х. х}} + k_{\text{н. п}} \Delta Q_{\text{х. х}}}{\Delta P_{\text{к}} + k_{\text{н. п}} \Delta Q_{\text{к}}}} \quad (12.19)$$

где $\Delta P_{\text{х. х}}$ — потери мощности в стали трансформатора, кВт; $\Delta P_{\text{к}}$ — потери в меди трансформатора, кВт; $\Delta Q_{\text{х. х}} = 0,01 I_{\text{х. х}} S_{\text{т. ном}}$ — потери реактивной мощности при холостом ходе, квар; $\Delta Q_{\text{к}} = 0,01 U_{\text{к}} S_{\text{т. ном}}$ — потери реактивной мощности при но-

минальной нагрузке, квар; $k_{н.п}$ — коэффициент изменения потерь, кВт/квар; $I_{х.х}$ — ток холостого хода трансформатора, А; U_k — напряжение к. з., В.

Коэффициент изменения потерь учитывает активные потери в сети и трансформаторах при передаче реактивной нагрузки, колеблется в пределах от 0,02 до 0,12 кВт/квар и задается энергосистемой в зависимости от удаленности подстанции горного предприятия от энергосистемы.

Требуемая мощность трансформатора для передвижной подстанции напряжением 6—10/0,4 кВ рассчитывается по формуле

$$S'_{расч} = \frac{k_{с.гр} \sum_1^n P_{ном i}}{\cos \varphi_{ср}}, \quad (12.20)$$

где $k_{с.гр}$ — групповой коэффициент спроса; $P_{ном i}$ — номинальная мощность i -го приемника в группе, кВт; $\cos \varphi_{ср}$ — средневзвешенный коэффициент мощности группы приемников.

Групповой коэффициент спроса при числе двигателей в группе $n < 20$:

$$k_{с.гр} = 0,43 + 0,57 \frac{P_{ном max}}{\sum P_{ном i}}, \quad (12.21)$$

где $P_{ном max}$ — номинальная мощность наиболее мощного электродвигателя в группе; $\sum P_{ном i}$ — суммарная установленная мощность всех приемников электроэнергии, подключенных к подстанции. Для передвижных карьерных трансформаторных подстанций значение $\cos \varphi_{ср}$ находится в пределах 0,6—0,7.

Выбранная по нагрузке мощность силового трансформатора для передвижной подстанции проверяется по условию прямого пуска наиболее мощного в группе электродвигателя с короткозамкнутым ротором. Мощность наиболее мощного электродвигателя в группе электроприемников, присоединенных к шинам подстанции, не должна превышать 30 % мощности трансформатора при редких пусках и не более 20 % — при частых пусках. При питании электродвигателя от отдельного трансформатора (блочная схема) его мощность может составлять 80 % мощности трансформатора.

12.5. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ И КОНСТРУКТИВНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КАРЬЕРОВ

Рациональное построение системы электроснабжения карьера наряду с определением мощности и числа трансформаторов, определением местоположения ГПП зависит от выбора напряжений в отдельных звеньях системы электроснабжения.

Выбор рационального напряжения определяется как техническими, так и экономическими соображениями. Технико-экономическое обоснование выбора рационального напряжения — часть комплексной задачи выбора экономически обоснованной системы электроснабжения карьера. Рациональное напряжение выбира-

ется на основании технико-экономического сравнения вариантов систем электроснабжения с различными схемами и с различным сочетанием напряжений в звеньях.

При сравнении вариантов должны учитываться капитальные и эксплуатационные расходы по элементам системы электроснабжения. При анализе результатов сравнения вариантов электроснабжения в случае равенства приведенных затрат или небольших (не более 10—15 %) преимуществ низшего из сравниваемых напряжений предпочтение следует отдавать большему напряжению как перспективному с точки зрения дальнейшего развития карьера.

При выборе номинального напряжения для электроустановок карьеров необходимо руководствоваться Правилами технической эксплуатации при разработке месторождений открытым способом и Инструкцией по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик (ВСН 12.25.003—80) [5].

Подлежащие технико-экономическому сравнению схемы электроснабжения карьеров должны строиться исходя из принципа минимума трансформаций при максимальном приближении высшего напряжения непосредственно к потребителям. Поскольку все элементы системы электроснабжения карьера взаимосвязаны непрерывностью процессов производства, выбор напряжений должен производиться для всех звеньев системы с учетом взаимного влияния ее элементов. Методика определения рационального напряжения с применением ЭЦВМ подробно изложена в работе [14].

Воздушные и кабельные линии в карьере. Проектирование и сооружение электрических сетей должны производиться на основе технико-экономических расчетов с учетом развития сети, назначения линии, способа прокладки в соответствии с требованиями действующих общих и специальных правил.

Бортовые и внутрикарьерные стационарные воздушные линии (ВЛ) высокого напряжения сооружают на типовых одностоечных железобетонных и комбинированных (деревянные с железобетонными приставками) опорах. Металлические опоры используют главным образом для питающих и распределительных ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Передвижные ВЛ сооружают на специальных опорах с железобетонными, деревянными и металлическими основаниями. Опоры устанавливают на спланированных площадках или заглубляют в грунт.

Для передвижных внутрикарьерных ВЛ электропередачи должны применяться алюминиевые провода. Для карьеров, расположенных в районах со скоростью ветра более 20 м/с, и при гололеде с толщиной стенки 10 мм и более могут применяться сталеалюминиевые провода.

Сечение проводов для передвижных линий напряжением до 1000 В и выше принимается по расчету, но не более 120 мм² для алюминиевых и 95 мм² для сталеалюминиевых.

Минимальное сечение проводов ВЛ из условий механической прочности принимается: алюминиевых при напряжении до 1 кВ —

Т а б л и ц а 12.3

Место пересечения или сближения	Расстояние (м) при напряжении ВЛ	
	до 20 кВ	35 кВ
Вертикальное расстояние от проводов ВЛ:		
при пересечении с контактной сетью до проводов или несущих тросов	2	3
при пересечении неэлектрифицированных железных дорог до головки рельсов	7,5	7,5
при пересечении с автодорогами	7	7
Горизонтальное расстояние при сближении от проводов ВЛ:		
до крайнего провода контактной сети, подвешенного с полевой стороны опоры контактной сети	2,5	4
до бровки земляного полотна автодороги	2	4
до ближайшей части здания (от проекции провода)	2	4
до наиболее выступающей части работающего бурового станка (от проекции крайнего провода)	3,5	5
до габаритов приближения строений неэлектрифицированных железных дорог	1,5	2,5
до наиболее выступающей части работающего экскаватора	Не менее наибольшего радиуса плюс 2 м	

16 мм², выше 1 кВ — 25 мм²; сталеалюминиевых — соответственно 10 и 16 мм².

Расстояние между передвижными опорами определяется расчетом, но не должно превышать 50 м. При устройстве поперечных линий (спусков с уступа на уступ) расстояние между опорами определяется по проекции линии на горизонтальную плоскость, которая не должна превышать 40 м.

Для обеспечения устойчивости угловых (концевых) опор и опор, ограничивающих пролет спуска с уступа на уступ, при установке на спланированную площадку должны применяться инвентарные железобетонные грузы массой не менее 1000 кг. Для промежуточных опор суммарная масса инвентарных грузов должна быть не менее 550 кг. При невозможности применения инвентарных грузов устойчивость анкерных, угловых, промежуточных и концевых опор обеспечивается установкой тросовых оттяжек или пригрузкой оснований породой.

Расстояние проводов ВЛ при максимальной стреле провеса при пересечении и сближении проводов с автодорогами, электрифицированными и неэлектрифицированными железными дорогами и до ближайших частей зданий принимается согласно табл. 12.3 [4].

Расстояния от нижнего фазного провода воздушной линии электропередачи напряжением до 35 кВ на уступе до поверхности земли при максимальной стреле провеса проводов должны быть не менее: 6 м — на территории карьеров и породных отвалов; 5 м — для мест, труднодоступных для людей и недоступных для наземного транспорта; 3 м — на откосах уступов.

Расстояние между фазными и заземляющими проводами должно соответствовать наименьшим расстояниям между проводами ВЛ со штыревыми изоляторами, указанными в Правилах устройства электроустановок. Заземляющий провод монтируется на крюках без изоляторов.

Для питания передвижных электропотребителей карьеров напряжением до 1000 В и выше (экскаваторов, горнотранспортных комплексов, буровых станков и других горных машин) применяют гибкие резиновые кабели, выпускаемые по ГОСТ 9388—82, ГОСТ 13497—77, ГОСТ 10694—78. Гибкие кабели, питающие передвижные карьерные электроустановки, должны прокладываться так, чтобы исключалась возможность их примерзания, ударов и раздавливания кусками горной массы, наезда на них транспортных средств.

Кабельные сети в подземных выработках дренажных шахт карьеров должны выполняться в соответствии с Едиными правилами безопасности [3, 8]. При прокладке кабельных линий по наклонным галереям и стволам дренажных шахт необходимо использовать бронированные кабели с осушенной изоляцией или с нестекающей пропиточной массой сечением от 35 до 150 мм². На карьерах с электровозной тягой на постоянном токе проложенные бронированные кабели должны иметь защиту от коррозии блуждающими токами (установка электродренажей, протекторов, катодная защита). Кабель под железнодорожными путями и автодорогами карьера необходимо прокладывать в трубах, коробах и желобах.

Электрические сети на промплощадке. Для электроснабжения объектов промплощадки карьера необходимо, как правило, предусматривать кабельную электрическую сеть. Воздушные линии электропередач сооружаются для питания маломощных потребителей (30—50 кВт), удаленных от промплощадки. При расстоянии от промплощадки до объекта не более 200—300 м принимают напряжение 0,38 кВ, а при расстоянии более 500 м — напряжение 6—10 кВ.

Силовые и осветительные сети напряжением 0,38 кВ на промплощадке проектируют раздельными. Объединение этих сетей допускают только для отдельных стоящих объектов небольшой мощности (20—30 кВт). Все силовые кабели, прокладываемые на территории промплощадки, должны быть приняты с алюминиевыми жилами и алюминиевыми оболочками, за исключением кабелей, заходящих в помещения со взрывоопасной средой.

Бронированные кабели прокладывают по промплощадке в кабельных траншеях. При прокладке кабельных линий в земле кабели должны иметь снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем мелкой земли и должны быть защищены от механических повреждений покрытием плитами или красным кирпичом по всей длине при напряжении 35 кВ и выше. Кабели напряжением до 1 кВ защищают только на участках, где возможны механические повреждения. Глубина заложения кабелей напряжением до

20 кВ — 0,7 м, при напряжении 35 кВ — 1 м. В туннелях и каналах кабели прокладывают по опорным металлическим конструкциям.

Кабельные силовые линии на территории промплощадки карьера и воздушные линии проектируют в соответствии с требованиями ПУЭ.

12.6. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для выбора системы электроснабжения на весь период отработки карьерного поля требуется оптимизировать расходы на потери электроэнергии, на эксплуатацию схемы, на потери, связанные с простоями карьерных электроприемников от аварийных перерывов в электроснабжении.

В качестве критерия оптимальности приняты минимальные приведенные затраты на схему электроснабжения: $Z = E_n K + I_n + Y \Rightarrow \min$.

Капитальные затраты K (тыс. руб.) на схему электроснабжения предусматривают затраты на электрооборудование, линии электропередач, строительство карьерных подстанций и определяются по укрупненным показателям стоимости (УПС):

$$K = \sum_{i=1}^{n_3} N_i Z_i, \quad (12.22)$$

где n_3 — число элементов систем электроснабжения, типов электрооборудования; N_i — количество электрооборудования i -го типа; Z_i — стоимость единицы электрооборудования i -го типа.

Число приключательных пунктов экскаваторов

$$N_{пп} = \frac{P_{г.м}}{T_{п}} \left(\frac{1}{P_3 k_{в.о}} + \frac{t_0}{q_c \eta_c} \right), \quad (12.23)$$

где $P_{г.м}$ — производительность карьера по горной массе, м³/год; $T_{п}$ — плановое число часов работы экскаватора в год, ч; P_3 — производительность экскаватора за 1 ч, м³; $k_{в.о}$ — коэффициент внутрисменных операций; t_0 — время обмена транспортных сосудов, ч; q_c — грузоподъемность транспортного сосуда, м³; η_c — коэффициент использования транспортного сосуда.

Число передвижных подстанций 6-10/0,4 кВ для питания буровых станков

$$N_{пкп} = \frac{P_{г.м} k_6}{P_6 q k'_{в.о} T_6}, \quad (12.24)$$

где k_6 — коэффициент, учитывающий долю взрывааемых пород в общем объеме; P_6 — производительность бурового станка, м/ч; q — выход взорванной массы с 1 м скважины, м³/м; $k'_{в.о}$ — коэффициент внутрисменных операций для бурового станка; T_6 — плановое число часов.

Число стационарных и передвижных подстанций, стационарных и передвижных линий электропередач, их протяженность определяют по плану горных работ.

От схемы распределения электроэнергии зависят длина карьерных линий, экономичность и надежность схемы электроснабжения.

При поперечном расположении ЛЭП длина (км) одной линии

$$l_{\text{п}} = \frac{k_{\text{лэп}} H}{\sin \beta} 10^{-3}, \quad (12.25)$$

где $k_{\text{лэп}}$ — коэффициент развития трассы ЛЭП; H — глубина карьера, м; β — угол откоса борта карьера, градус.

Длина (км) одной продольной линии

$$l'_{\text{п}} = \frac{\pi}{4} 10^{-3} k_{\text{лэп}} \left[\left(1,5 \frac{P_{\text{г. м}}}{H V_{\text{ф}}} + L_{\text{ш}} \right) - \sqrt{\frac{P_{\text{г. м}} L_{\text{ш}}}{H V_{\text{ф}}}} \right], \quad (12.26)$$

где $V_{\text{ф}}$ — скорость продвижения фронта горных работ, м/год; $L_{\text{ш}}$ — средняя ширина карьера, м.

Для основных элементов карьерной сети эксплуатационные издержки (руб/год)

$$I_{\text{г}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{г}}} I_i + I_{\text{п}}, \quad (12.27)$$

где I_i — издержки эксплуатации i -го элемента схемы электроснабжения, руб/год; $I_{\text{п}}$ — стоимость потерь электроэнергии в сетях, руб/год.

Значения функции приведенных затрат вычисляют для всех вариантов схем. В качестве оптимального принимают вариант с наименьшими приведенными затратами. Решение задач выбора оптимальной схемы электроснабжения требует выполнения большого числа многократно повторяемых расчетов во взаимной увязке многих варьируемых параметров, что практически невозможно без применения ЭВМ.

12.7. РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НА КАРЬЕРАХ

При расчете электрических сетей составляются план и схема расположения электроустановок и определяются нагрузки на каждую линию. Задача расчета — это определение минимально допустимых сечений проводов и кабелей, наивыгоднейших с технической и экономической точек зрения и удовлетворяющих требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Сечения проводов и кабелей выбирают по нагреву токами нагрузки, по экономической плотности тока, по допустимой потере напряжения, по механической прочности. Принимается наибольшее сечение, полученное по результатам расчетов. Кроме того, кабели напряжением выше 1 кВ проверяются на тепловую устойчивость при к. з., воздушные линии напряжением 35 кВ и выше — по условиям образования короны.

Выбор сечений проводов и кабелей по нагреву токами нагрузки. При выборе сечения проводников для электроприемников с более или менее равномерной и продолжительной нагрузкой (ленточные конвейеры, роторные экскаваторы, насосы, компрессоры и т. п.) определяется расчетный ток нагрузки (А)

$$I_{\text{расч}} = \frac{\sum P_{\text{ном}} k_c}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \eta_c \cos \varphi_{\text{расч}}}, \quad (12.28)$$

где $\sum P_{\text{ном}}$ — сумма номинальных мощностей группы однотипных приемников; k_c — коэффициент спроса; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети, кВ; η_c — к. п. д. сети (для воздушных сетей $\eta_c = 0,94 \div 0,95$; для кабельных — $\eta_c = 0,97 \div 0,99$); $\cos \varphi_{\text{расч}}$ — коэффициент мощности, соответствующий расчетной нагрузке.

Значения коэффициентов k_c и $\cos \varphi_{\text{расч}}$ принимаются по табл. 12.1.

Сечение проводов и кабелей по допустимому нагреву токами нагрузки выбирается по специальным таблицам ПУЭ с соблюдением условия, чтобы расчетный ток был меньше или равен допустимому току для данного сечения провода или кабеля.

Расчетный ток (А) для выбора сечения проводов и кабелей по нагреву для одного или группы однотипных экскаваторов

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{(\sum I_{\text{а. дв}} + \sum I_{\text{а. тр}})^2 + (\sum I_{\text{р. дв}} + \sum I_{\text{р. тр}})^2}, \quad (12.29)$$

где $\sum I_{\text{а. дв}} = \frac{\sum P_{\text{ном}} k_{c, \text{ср}} 10^{-3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}$ — сумма активных составляющих

расчетного тока приводных двигателей главных преобразовательных агрегатов экскаваторов; $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность приводного двигателя; $k_{c, \text{ср}}$ — коэффициент спроса по среднепотребляемой мощности; $\sum I_{\text{а. тр}} = \frac{\sum S_{\text{ном. тр}} \cos \varphi_{\text{тр}} 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \eta_c}$ — сумма актив-

ных составляющих тока (А) двигателей вспомогательных механизмов экскаватора и трансформатора собственных нужд; $\sum S_{\text{ном. тр}}$ — сумма номинальных мощностей трансформаторов собственных нужд на однотипных экскаваторах; $\cos \varphi_{\text{тр}} = 0,7 \div 0,75$ — коэффициент мощности вспомогательных механизмов экскаватора; $\sum I_{\text{р. дв}} = \sum I_{\text{а. дв}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$ — сумма реактивных составляющих токов приводных двигателей однотипных экскаваторов, $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$ определяется по значению $\cos \varphi_{\text{ном}}$ приводных двигателей; $\sum I_{\text{р. тр}} = \sum I_{\text{а. тр}} / \operatorname{tg} \varphi_{\text{тр}}$ — сумма реактивных составляющих токов двигателей вспомогательных механизмов, $\operatorname{tg} \varphi_{\text{тр}}$ определяется по значению $\cos \varphi_{\text{тр}}$.

Расчетный ток нагрузки (А) для определения сечения проводов и кабелей. питающих подстанцию.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}} 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \quad (12.30)$$

где $S_{\text{расч}}$ — расчетная мощность нагрузки на шинах подстанции, кВ·А.

Выбор сечения проводников по нагреву токами к. з. Обычно на термическую устойчивость от воздействия токов к. з. проверяется сечение кабелей напряжением выше 1 кВ, имеющих автоматическую защиту от токов к. з. с выдержкой времени при срабатывании. Для выбора термически устойчивого сечения жил кабелей определяют установившееся значение тока к. з. и возможное наибольшее время протекания его через кабель.

Минимальное сечение кабеля (мм^2), исходя из условий устойчивости к току к. з.,

$$S_{\min} = \alpha I_{\infty} \sqrt{t_{\Pi}}, \quad (12.31)$$

где α — расчетный коэффициент, определяемый ограничением допустимой температуры нагрева жил кабеля (для кабелей с медными жилами $\alpha=7$, с алюминиевыми $\alpha=12$); I_{∞} — установившийся ток к. з., кА; t_{Π} — приведенное время, с.

Обычно выбирают ближайшее меньшее стандартное сечение кабеля, поскольку практически до момента возникновения к. з. кабель и работают с недогрузкой и имеют температуру жил меньше номинальной. Кабели, защищенные предохранителями, на термическую устойчивость жил к токам к. з. не проверяют, так как время плавления плавкой вставки предохранителя мало и выделившееся тепло не нагревает кабель до опасной температуры.

Выбор сечения проводов по экономической плотности тока. Суммарные годовые приведенные затраты будут иметь минимум при вполне определенном сечении линии, называемом экономическим сечением. Для одинакового подхода к вопросу о выборе экономического сечения проводов ПУЭ рекомендуют производить его по экономической плотности тока, которую определяют в зависимости от времени использования максимума нагрузки T_m и материала проводника. Экономическое сечение (мм^2) проводов линии

$$S_3 = I_{\text{расч}} / i_3, \quad (12.32)$$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетная нагрузка на провод, А; i_3 — экономическая плотность тока, А/ мм^2 , принимается по таблице ПУЭ.

Сечение провода или кабеля, найденное по формуле (12.32), округляется до ближайшего большего или меньшего стандартного сечения.

На карьерах широко применяют магистральные схемы распределения электроэнергии. Обычно электроприемники на карьерах не имеют строго фиксированных точек присоединения к магистрали, так как постоянно перемещаются вдоль последней. По этим соображениям карьерные линии сооружают с постоянным сечением магистральных сетей. Для линий с нагрузками, ответвляющимися по длине, экономическая плотность тока в начале

линии увеличивается в k_y раз, при этом коэффициент увеличения k_y определяют из выражения, приведенного в ПУЭ:

$$k_y = \sqrt{\frac{I^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n}}, \quad (12.33)$$

где $I_1, I_2, \dots, I_n$ — нагрузки отдельных участков линии; L — полная длина линии; $l_1, l_2, \dots, l_n$ — длины отдельных участков линии.

В соответствии с ПУЭ проверке по экономической плотности тока не подлежат: сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки до 5000 ч; ответвления к отдельным потребителям напряжением до 1 кВ; осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, сети временных сооружений и сети с малым сроком службы 3—5 лет. В соответствии с этим сечения проводов внутрикарьерных распределительных воздушных и кабельных линий, от которых питаются горные машины, не выбирают по экономической плотности тока.

Выбор сечения по нагреву и экономической плотности тока или только по нагреву сечение проводников проверяют по допустимой потере напряжения.

Выбор сечения проводников воздушных и кабельных линий по потере напряжения. Для нормальной работы на зажимах работающего электроприемника должно быть обеспечено номинальное напряжение с допустимыми отклонениями в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и ГОСТа, т. е. электрические сети должны быть рассчитаны по допустимым потерям напряжения.

Отклонение напряжения от номинального на зажимах электродвигателей при нормальном режиме должно быть не более $-5 \div +10\%$; допустимые отклонения от номинального напряжения на прожекторных установках наружного освещения — не более $-2,5 \div +5\%$; на зажимах остальных электроприемников $\pm 5\%$.

Для обеспечения допустимых отклонений и колебаний напряжения при различных режимах работы электродвигателей требуется достаточно высокая точность определения потери напряжения. Потери напряжения ΔU (В) в трехфазной линии переменного тока с нагрузкой, сосредоточенной на конце

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{расч}} (r \cos \varphi + x \sin \varphi), \quad (12.34)$$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток линии, А; r, x — соответственно активное и индуктивное сопротивление линии, Ом; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

Величины r и x можно выразить через $r = r_0 l$ и $x = x_0 l$, где r_0 и x_0 — активное и индуктивное сопротивление 1 км провода, которое принимается по таблицам для конкретных марок и сечений проводов. Среднее значение x_0 для линии напряжением до 10 кВ

можно принимать равным 0,35 Ом/км. Формула (12.34) примет вид

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{расч}} l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi),$$

где l — длина линии, км.

Потери напряжения ΔU (%) на конце линии определяют по формуле

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_{\text{расч}}}{U_{\text{ном}}} l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) 100,$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение, В.

При известной мощности, передаваемой по линии, потери напряжения определяют по формуле

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_{\text{ном}}}, \quad (12.35)$$

где P , Q — соответственно активная (кВт) и реактивная (квар) мощность, передаваемая по линии.

При расчете кабельных линий индуктивным сопротивлением пренебрегают вследствие малого его значения. Если пренебречь индуктивным сопротивлением проводников линии, то потери напряжения

$$\Delta U = I_{\text{расч}} r \cos \varphi,$$

где $r = l/\gamma s$; γ — удельная проводимость проводника, См·м/мм²; s — сечение проводника, мм².

После замены получим выражение

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_{\text{расч}} l \cos \varphi}{\gamma \cdot s}.$$

При известных допустимых потерях напряжения сечение проводов линии легко определяют из выражения

$$s = \frac{\sqrt{3} I_{\text{расч}} l \cos \varphi}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{доп}}}. \quad (12.36)$$

Наиболее тяжелые условия работы электрической сети вызывают пиковые нагрузки, создаваемые пиковыми токами $I_{\text{пик}}$. Под пиковым током $I_{\text{пик}}$ понимается максимальная возможная нагрузка по току продолжительностью 1—2 с. Значение пикового тока принимают в основу расчетов потерь и колебания напряжения, а также проверки электрических сетей по условиям запуска электродвигателей.

Для определения максимальной потери напряжения в формулу (12.36) подставляют значение пикового тока ($I_{\text{расч}} = I_{\text{пик}}$) и значение коэффициента мощности при пуске ($\cos \varphi = \cos \varphi_{\text{пуск}}$). Пи-

ковый ток одного приемника принимают равным пусковому току двигателей по паспортным данным. В случае отсутствия последних $I_{\text{пик}} = 5I_{\text{ном}}$ для асинхронных двигателей с к. з. ротором и синхронных двигателей с прямым пуском. Пиковый ток группы двигателей, включаемых одновременно, принимают равным сумме их пусковых токов. Для группы работающих при отстающем токе электроприемников, пуск которых осуществляется неодновременно, пиковый ток

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск. макс}} + (I_{\text{расч}} - k_n I_{\text{ном. макс}}),$$

где $I_{\text{пуск макс}}$ — максимальный из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным, А; $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток нагрузки группы электроприемников, А; k_n — коэффициент использования для двигателя с наибольшим пусковым током; $I_{\text{ном макс}}$ — номинальный (приведенный к ПВ=100 %) ток двигателя с наибольшим пусковым током, А.

Пиковый ток, создаваемый экскаваторами

$$I_{\text{пик}} = \frac{k_{\text{п.э}} P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{п}} \eta_{\text{ном}}},$$

где $k_{\text{п.э}} = 1,6 \div 1,8$ — пиковый коэффициент для экскаваторов; $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность двигателя, кВт; $\cos \varphi_{\text{п}}$ — коэффициент мощности при пиковой нагрузке; $\eta_{\text{ном}}$ — к. п. д. при номинальной нагрузке.

Для приближенной оценки пикового тока коэффициент мощности при пиковой нагрузке часто принимают равным номинальному.

Коэффициент мощности при пусковых режимах асинхронных двигателей

$$\cos \varphi_{\text{пуск}} = \frac{\eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \left(\frac{M_{\text{п}}}{M_{\text{ном}}} + 0,025 k_{\text{п}}^2 \right)}{(1 - s_{\text{ном}}) k_{\text{п}}},$$

где $\eta_{\text{ном}}$ — к. п. д. двигателя при номинальной нагрузке; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ — номинальный коэффициент мощности; $M_{\text{п}}$ — пусковой момент двигателя, для сетевых двигателей экскаваторов $M_{\text{п}} = (0,1 \div 0,2) M_{\text{ном}}$; $M_{\text{ном}}$ — номинальный момент двигателя; $s_{\text{ном}}$ — номинальное скольжение ротора двигателя; $k_{\text{п}}$ — кратность пускового тока.

При расчете линии, питающей мощные электродвигатели с короткозамкнутым ротором, сечение ее (s , мм²) можно определить по формуле

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 I_{\text{пуск}} L \cos \varphi_{\text{пуск}}}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{доп. пуск}} \% \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (12.37)$$

где $I_{\text{пуск}}$ — пусковой ток двигателя, А; $\cos \varphi_{\text{пуск}}$ — коэффициент мощности двигателя при пуске; $\Delta U_{\text{доп. пуск}} \%$ — допустимая потеря напряжения при пуске.

Проверка электрической сети карьера по потере напряжения в пусковом режиме сводится к определению фактического напряжения на зажимах сетевого двигателя мощного экскаватора в момент его пуска и к сравнению его с допустимым уровнем напряжения. Для быстрого определения фактического напряжения на зажимах электродвигателя экскаватора при пуске, что является конечной целью проверки сети по условиям пуска, Центрогипрошахтом предложена следующая формула:

$$U_{\text{п}} = \frac{U_0 + \Delta U_{\text{пр}}}{1 + \frac{x_{\text{вн}} k_{\text{п}} S_{\text{ном}} 10^3}{U_{\text{ном}}^2}}, \quad (12.38)$$

где U_0 — напряжение холостого хода трансформатора подстанции, В; $\Delta U_{\text{пр}}$ — потеря напряжения от прочей нагрузки в общих с пусковым двигателем элементах сети, В; $x_{\text{вн}}$ — внешнее индуктивное сопротивление участка сети от трансформатора до пускаемого двигателя, Ом; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность пускаемого двигателя, кВ·А.

Потеря напряжения в сети от прочей нагрузки $\Delta U_{\text{пр}}$ (В) определяется по формуле

$$\Delta U_{\text{пр}} = (R_{\text{общ}} + X_{\text{общ}}) \frac{P_{\text{расч. пр}}}{U_{\text{ном}}},$$

где $R_{\text{общ}}$, $X_{\text{общ}}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивление элементов сети, общих с пускаемым электродвигателем, Ом; $P_{\text{расч. пр}}$ — расчетная нагрузка прочих электроприемников с асинхронным приводом, подключенных к сети, кВт.

Внешнее реактивное (индуктивное) сопротивление ($x_{\text{вн}}$, Ом) участка сети

$$x_{\text{вн}} = x_{\text{тр}} + x_{\text{в. л}} + x_{\text{кл}},$$

где $x_{\text{тр}}$ — индуктивное сопротивление трансформатора, Ом; $x_{\text{в. л}}$, $x_{\text{к. л}}$ — индуктивное сопротивление соответственно воздушной и кабельной линии, Ом.

Уровень напряжения на зажимах двигателя в момент его пуска, рассчитанный по формуле (12.38), должен удовлетворять условию

$$U_{\text{п}} \geq 0,75 U_{\text{ном}}.$$

Пиковый ток для группы двигателей при самозапуске для приемников с ударными нагрузками более точно определяется на основе специальных расчетов.

Расчет сетей на механическую прочность. Провода воздушных линий в процессе эксплуатации периодически подвергаются воздействию внешних нагрузок от давления ветра, образующегося на них гололеда и одновременно от гололеда и ветра. Существенное влияние на расчетные напряжения в проводах оказывает температура окружающего воздуха. Основная цель расчета на

механическую прочность — выбор элементов воздушных линий с такой прочностью, которая обеспечивает их безаварийную эксплуатацию при механических нагрузках, возникающих при самом неблагоприятном сочетании расчетных климатических условий в данном географическом районе.

При проектировании карьерных воздушных линий, как правило, используют типовые конструкции стационарных и передвижных опор, для которых рекомендованы определенные сечения проводов и тросов. Механическая прочность типовых конструкций опор и расстояние между ними определены специальными расчетами.

Для передвижных внутрикарьерных воздушных линий применяют алюминиевые провода. Для карьеров, расположенных в районах со скоростью ветра 20 м/с, и при гололеде с толщиной стенки 10 мм и более можно использовать сталеалюминиевые провода.

Минимальное сечение проводов по условиям механической прочности должно быть не менее значений, рекомендованных ПУЭ.

Проверке по условиям образования короны, согласно ПУЭ, подлежат воздушные линии напряжением 35 кВ и выше с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента негладкости проводников. Проверку производят в соответствии с действующими руководящими указаниями.

12.8. РАСЧЕТ СЕТИ ДЛЯ ГРУППЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Электрические сети карьеров наиболее часто представлены магистральными линиями с распределенными электрическими нагрузками. По этим соображениям карьерные магистральные линии сооружают одинакового сечения по всей длине.

Расчетную нагрузку на магистраль, содержащую три и менее электроприемников, принимают равной сумме их номинальных мощностей.

При числе приемников на магистрали больше трех расчетную нагрузку принимают равной сумме произведений номинальных мощностей на характерные для этих приемников коэффициенты спроса:

$$P_{\text{расч}} = \sum_1^n P_{\text{ном}} i k_{ci};$$
$$Q_{\text{расч}} = \sum_1^n P_{\text{ном}} i k_{ci} \operatorname{tg} \varphi_i.$$

При отсутствии данных о k_c и $\cos \varphi$ могут быть приняты их средние значения: 0,9—0,8 — для приемников с длительным режимом; 0,75—0,7 — для приемников с повторно-кратковременным режимом.

Силу тока, вычисленную на основе приведенных выше формул, используют для выбора сечения проводов по условию нагревания и по экономической плотности тока.

Потеря напряжения в карьерной магистральной сети с силовыми нагрузками определяется в предположении, что они могут быть сосредоточены в конце магистрали на расстояниях друг от друга, обусловленных технологией ведения горных работ. Это дает возможность определить максимальную потерю напряжения при наиболее неблагоприятном размещении электрифицированных машин. Сначала определяют средневзвешенную длину (км) магистрали

$$l_{св} = \frac{\sum_1^n P_{ном i} l_i}{\sum_1^n P_{ном i}},$$

а затем по приведенной ниже формуле вычисляют потери напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{пик} l_{св} (r_0 \cos \varphi_{п} + x_0 \sin \varphi_{п}),$$

где $l_{св}$ — средневзвешенная длина линии, км; r_0 , x_0 — удельное соответственно активное и индуктивное сопротивление проводов магистрали, Ом/км; $\cos \varphi_{п}$ — коэффициент мощности, соответствующий пиковой нагрузке.

Полученное значение потери напряжения сравнивается с допустимым. Если потеря напряжения в магистрали будет больше допустимой, то необходимо увеличить сечение или уменьшить число нагрузок. Согласно Инструкции [5], к одной магистральной линии напряжением выше 1 кВ разрешается подключать не более трех экскаваторов с вместимостью ковша до 5 м³, не более двух экскаваторов с вместимостью ковша до 13 м³ и не более одного экскаватора с вместимостью свыше 13 м³.

Магистральные осветительные сети на карьерах выполняют трехпроводными, а на промплощадках — четырехпроводными. Наружные осветительные сети имеют, как правило, равномерно распределенную нагрузку вдоль магистрали, и поэтому сечение магистрали принимают постоянным по ее длине. Сечение проводов осветительных магистральных сетей определяют исходя из допустимых потерь напряжения с последующей проверкой на нагрев по табличным данным допустимых нагрузок.

Сечение проводов и кабелей магистральной осветительной линии трехфазного тока с равномерно распределенной нагрузкой

$$S = \frac{\sqrt{3} I_{нагр} l_p \cos \varphi_{св}}{2 \gamma \Delta U_{доп}}, \quad (12.39)$$

где $I_{нагр}$ — ток нагрузки на магистраль, А; l_p — расчетная длина магистральной линии, м; $\cos \varphi_{св}$ — коэффициент мощности светильников; γ — удельная проводимость материала проводника, См · м/мм²; $\Delta U_{доп}$ — допустимая потеря напряжения, В.

Все линии питающей осветительной сети принято рассчитывать как симметрично нагруженные, что обеспечивается равномерным присоединением светильников к разным фазам.

12.9. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭВМ

Математические методы оптимизации систем электроснабжения. В практике проектирования систем электроснабжения большинство задач решается технико-экономическим сравнением нескольких вариантов и выбором из них наиболее целесообразного. Однако многовариантность расчетов даже в случае сравнительно простых задач обуславливает значительную трудоемкость вычислений.

В соответствии с тенденцией к повышению экономической эффективности всех электроустановок существенно повысились требования к оптимизации систем электроснабжения. При решении отдельных задач оптимизации систем электроснабжения нашли применение различные методы математического программирования.

Сущность метода математического программирования — это нахождение экстремального (максимального или минимального) значения функции нескольких переменных, которые связаны определенными зависимостями и ограничениями. Функция, максимум или минимум которой отыскивается, называется целевой. В основном в качестве целевой функции используют показатель приведенных затрат, который должен быть минимизирован.

Для решения конкретных технико-экономических задач электроснабжения наиболее часто применяют три метода математического программирования: линейное, нелинейное и динамическое.

Линейное программирование характеризуется тем, что при решении задач оптимизации системы электро снабжения целевая функция принимается линейной функцией многих переменных, а ограничения заданы системой линейных уравнений или неравенств. В общем виде задача линейного программирования сводится к определению таких переменных $x_1, x_2, \dots, x_n$, чтобы приведенные затраты были минимальными:

$$Z = p_1x_1 + p_2x_2 + \dots + p_nx_n = \sum_{i=1}^n p_ix_i = \min,$$

причем должны выполняться условия

$$\sum_{i=1}^n a_{ji}x_i \leq c_j^- \quad (j=1, 2, \dots, m)$$

и граничные условия $x_i \geq 0 \quad (i=1, 2, \dots, n)$,

где p_i, a_{ji}, c_j — заданные величины.

Решение находится в виде множества неотрицательных значений переменных, которые обращают в минимум целевую функцию.

Наиболее прост графический метод решения задач линейного программирования, но он применим, когда число переменных не более двух-трех. Если число неизвестных превышает три, то получить графическое решение задачи невозможно. Для этого случая разработаны различные итерационные методы, среди которых наиболее распространен симплексный метод. Сущность симплексного метода заключается в том, что перебираются по очереди не все возможные решения, а только те, которые дают возможность передвигаться в направлении от худших решений к лучшим, чем обеспечивается более быстрое приближение к оптимальному решению. При большом числе переменных расчеты по этому методу оказываются весьма трудоемки и для их решения в настоящее время применяются ЭВМ.

Нелинейное программирование отличается от линейного тем, что приведенные затраты (целевая функция) или ограничительные условия являются нелинейными функциями нескольких переменных. В этом случае задача решается на базе дифференциального исчисления с применением функции Лагранжа.

Следует отметить, что решение задач нелинейного программирования значительно сложнее, чем задач линейного программирования. В настоящее время нет общих методов решения этих задач. В зависимости от свойств целевой функции и системы ограничений наиболее эффективным может оказаться тот или иной метод или его модификация. Для решения некоторых задач электроснабжения используется метод квадратического программирования.

Динамическое программирование используют при решении задач проектирования и оптимизации систем электроснабжения, развивающихся во времени в пределах заданных ограничений. Математический аппарат динамического программирования находит применение при решении задач проектирования и оптимального управления такими сложными объектами, которые по своей природе функционирования представляются многошаговыми (или многоэтапными) процессами. Система из одного состояния в другое переводится под воздействием управления. Процесс управления разделяется на ряд последовательных этапов (шагов), которые требуется осуществить, чтобы получить оптимальное решение (минимум целевой функции при заданных ограничениях).

Для решения некоторых задач энергетики перспективно использование методов планирования эксперимента, позволяющих облегчить поиск оптимальных решений и произвести количественную оценку влияния отдельных факторов и их взаимодействий на систему электроснабжения. Использование этих методов возможно для определения оптимальных напряжений и сечений проводов в системе электроснабжения промышленных предприятий.

Применение вычислительной техники при проектировании электроснабжения. Для сокращения сроков и существенного улуч-

Шения методов проектирования необходима коренная перестройка всего процесса проектирования на базе его автоматизации. Практика внедрения отдельных решений по автоматизации проектирования показала, что наиболее эффективна комплексная механизация и автоматизация умственного труда человека, базирующаяся на экономико-организационной основе и широком использовании ЭВМ. Несмотря на то что задачи автоматизации умственного труда имеют ряд специфических особенностей, обусловленных отсутствием цельной, строго логической системы этого процесса и трудностью его четкого формального описания, последние достижения вычислительной техники и математического программирования позволяют все больше механизировать и автоматизировать умственный труд человека путем создания соответствующих систем автоматизированного проектирования (САПР).

Системы автоматизированного проектирования (САПР) представляют собой сложные организационно-технические системы, включающие в себя отдельные подсистемы или блоки и их совокупности, выделенные по определенному признаку, отвечающему конкретным целям и задачам проектирования. Отдельные подсистемы САПР и их совокупности можно использовать самостоятельно.

По своему назначению подсистемы САПР разделяют на проектирующие и обслуживающие. К проектирующим относят подсистемы, выполняющие проектные операции и процедуры, к обслуживающим — подсистемы, предназначенные для поддержания работоспособности проектирующих систем (подсистемы информационного поиска, документирования, графического отображения проектируемых объектов).

В соответствии с ГОСТ 23501.0—79 выделяются следующие виды обеспечений.

1. Методическое обеспечение — документация, в которой отражены состав, правила отбора и эксплуатации средств автоматизации проектирования.

2. Лингвистическое обеспечение — языки программирования, терминология.

3. Математическое обеспечение — методы, математические модели, алгоритмы.

4. Программное обеспечение — документы с текстами программ, программы на машинных носителях и эксплуатационные документы.

5. Техническое обеспечение — устройства вычислительной и организационной техники, периферийные устройства, устройства управления, измерительные и другие устройства.

6. Информационное обеспечение — документы, содержащие описания типовых проектных решений, стандартных проектных процедур, комплектующих изделий, типовых элементов, материалы и другие данные.

7. Организационное обеспечение — инструкции и другие документы, регламентирующие организационную структуру подразделений и взаимодействие их с комплексом технических средств САПР.

Основная техническая база при разработке и внедрении САПР — это различные ЭВМ, отличающиеся элементной базой и математическим обеспечением. Создание на базе микроэлектроники семейства программно-совместимых вычислительных машин, получивших название «Единая система электронных вычислительных машин (ЕС ЭВМ)», позволило существенно повысить производительность и эффективность средств вычислительной техники. Единая система ЭВМ, представляющая собой несколько ЭВМ различной производительности, имеющих полную программную и информационную совместимость, широкий спектр периферийных устройств и единые конструктивно-технологические принципы построения, является наиболее подходящей для создания САПР.

С целью увязки всех этапов проектирования необходимо соединение технических, информационных и математических средств. Из опыта эксплуатации САПР электрических сетей известно, что расчеты, производимые с помощью типовых алгоритмов, занимают во всей системе значительно меньшее время, чем внутримашинная логическая переработка большого объема информации. Следовательно, важная составная часть создания САПР — это разработка их информационной базы.

Информационной базой САПР электроснабжения и электрооборудования является комплекс каталогов, картотек, нормалей, прейскурантов, справочников и др. Вся эта информация переносится вручную на машинные носители информации, что требует значительных затрат труда и приводит к погрешностям. Для ускорения и автоматизации этого процесса внедряются автоматы для чтения буквенно-цифровой информации и переноса ее на перфоленду. При разработке и внедрении САПР необходимо постоянно следить за изменениями номенклатуры электрооборудования и вносить уточнения в массивы нормативно-справочной информации.

Процесс проектирования системы электроснабжения состоит из семи следующих основных этапов.

1. Определяют объем исходной информации и технических условий на проектирование.

2. Намечают варианты системы электроснабжения. Производятся расчеты электрических нагрузок и различные технико-экономические расчеты.

3. Определяют лучший вариант и его основные технические характеристики: число питающих линий, число и мощность главных и участковых подстанций, сечение стационарных и передвижных ЛЭП, напряжение распределительной сети.

4. Определяют схему и конфигурацию распределительной сети.

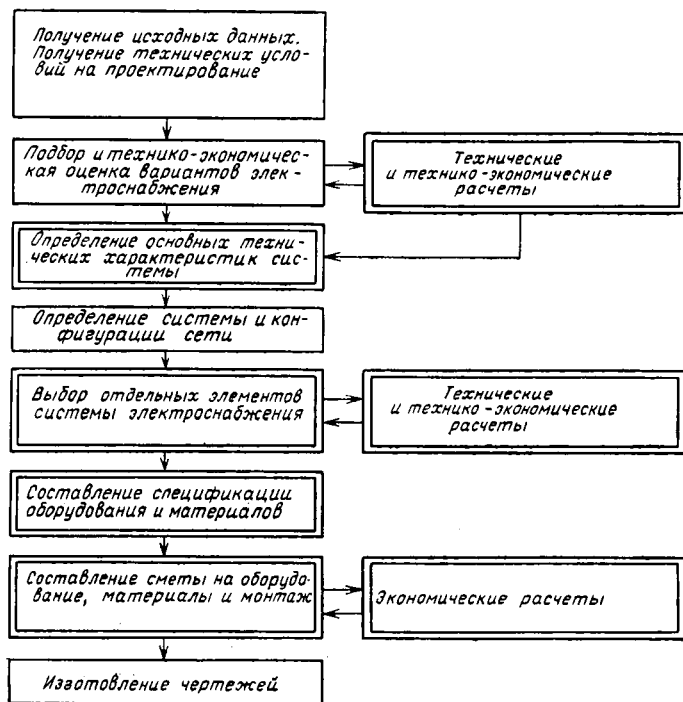


Рис. 12.3. Блок-схема основных этапов проектирования системы электроснабжения

5. Составляют спецификацию основного оборудования и материалов.

6. Составляют сметы на оборудование, материалы и монтаж.

7. Изготавливают чертежи и принципиальные схемы.

На рис. 12.3 представлена блок-схема основных этапов проектирования системы электроснабжения.

В качестве исходной информации для проектирования обычно задаются:

краткая характеристика источника питания — мощность, степень обеспечения электроэнергией, номинальное напряжение, пределы отклонения напряжения на источнике питания, его местоположение, число питающих линий, технические условия на присоединение предприятия к энергосистеме, токи к. з. в питающей сети, данные о значении емкостного тока замыкания на землю;

краткая характеристика технологии ведения горных работ, допустимые перерывы питания отдельных электроприемников, годовое число часов работы отдельных приемников, степень их загрузки, число смен, местоположение и мощности отдельных участков, данные о специальных установках и предъявляемых к ним требованиях;

генплан карьера с указанием местоположения основного оборудования и специальных установок, характер грунта и глубина промерзания, сведения о метеорологических и климатических условиях, данные о водообильности месторождения;

сведения о посторонних потребителях и их электрических связях, требования о бесперебойности их электроснабжения.

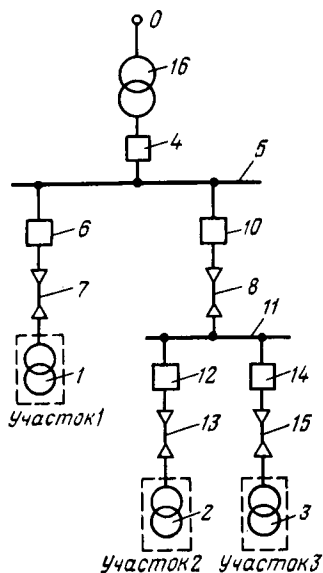
При использовании вычислительной техники необходимо стремиться к тому, чтобы переложить на ЭВМ все формальные вычислительные, а также логические операции, оставив за человеком операции, требующие творческого подхода, инициативы, использования накопленного опыта. На блок-схеме (рис. 12.3) двойной рамкой показаны операции, которые целесообразно выполнять с помощью ЭВМ.

На данном этапе развития и внедрения САПР в проектную практику с помощью ЭВМ может быть выполнен весь объем логических и вычислительных операций по определению электрических нагрузок, расчету центра нагрузок, по технико-экономическому сравнению вариантов схем электроснабжения, по определению токов к. з., определению наивыгоднейшей мощности трансформаторов и размещения компенсирующих устройств, по проверке электрических сетей на потерю напряжения, термическую стойкость к токам к. з. и др.

Наряду с выполнением операций по этапам, средние и большие ЭВМ позволяют выполнять отдельные элементы проекта: выбор оборудования и элементов электрических сетей по расчетным условиям, составление схем соединений и кабельных разводок, составление спецификаций и смет на оборудование, материалы и монтаж. Возможности устройств вывода информации современных ЭВМ позволяют получить спецификации оборудования в готовом для употребления виде, так как включают марку оборудования в буквенно-цифровом виде, количество однотипного оборудования и т. д.

Появление машин третьего поколения с автоматическим выводом графической информации (графопостроители, координатографы) и экранными пультами еще больше расширит область и увеличит эффективность применения ЭВМ в системах автоматизированного проектирования. Применение графопостроителей дает наибольший эффект в тех САПР, где особенно велика доля чертежных работ при проектировании. Это относится к электронной промышленности, где успехи их применения весьма значительны (изготовление прецизионных фотооригиналов подложек микросхем, печатных плат и т. д.), а также к проектированию систем электроснабжения, где чертежные работы составляют 40—60 % общих затрат труда. Применение их позволит автоматизировать изготовление чертежей, обеспечить четкость и строгое соблюдение всех правил и обозначений, повысить производительность труда проектировщиков.

Применение средств вычислительной техники для автоматизации проектирования систем электроснабжения обеспечит: сни-



числу элементов схемы. Значение i -го элемента массива равно номеру того элемента схемы, от которого получает питание элемент с номером i . Массив C записывается в виде таблицы, в четных столбцах которой даются номера элементов, а в нечетных — значения элементов массива.

I	C	I	C	I	C	I	C
1	7	5	4	9	8	13	12
2	13	6	5	10	5	14	11
3	15	7	6	11	9	15	14
4	16	8	10	12	11	16	0

При описании схемы массивом C для прохождения пути от любого элемента до источника питания используют соотношение $I = C(I)$. Описание пути от первого элемента схемы (рис. 12.4) до источника питания имеет вид:

```

I=1
C(I)=7
I=C(I)
C(I)=6
I=C(I)
C(I)=5
I=C(I)
C(I)=4
I=C(I)
C(I)=16
I=C(I)
C(I)=0

```

Последнее равенство означает, что все элементы пройдены и конечным является источник питания схемы.

Определение расчетной нагрузки элементов системы электропитания. При составлении программы определения расчетной нагрузки элементов системы электропитания приняты следующие обозначения:

I — номер приемника электроэнергии; NU — число приемников в схеме; $PU(NU)$ — массив, значение i -го элемента которого равно расчетной активной мощности i -го электроприемника; $P(N)$ — массив, значение i -го элемента которого равно расчетной активной мощности i -го элемента схемы; $QU(NU)$ — массив, аналогичный массиву PU , но в котором записываются расчетные реактивные мощности приемников; $Q(N)$ — массив, аналогичный массиву P , но с записью расчетных реактивных мощностей элементов схемы; $S(N)$ — массив, значение i -го элемента которого равно полной расчетной мощности i -го элемента схемы.

Если заданы значения переменных N , NU и элементов массивов PU и QU , то активные, реактивные и полные расчетные мощности элементов схемы определяются по следующей программе:

```

10 DO 10J=1,N
   P(J)=0.0
   Q(J)=0.0
   DO 30I=1,NU
     P(I)=PU(I)
     Q(I)=QU(I)
     J=C(I)
20   P(J)=P(J)+P(I)
     Q(J)=Q(J)+Q(I)
     J=CJ
30   IF(J) 30,30,20
   CONTINUE
40 DO 40J=1,N
   S(J)=SQRT(P(J)**2+Q(J)**2)

```

Для проведения операции суммирования в следующем цикле в первом цикле по J элементам массивов P и Q присваиваются значения 0. Второй цикл по I осуществляет перебор электроприемников. Для элемента схемы, соединенного с электроприемником, мощность принимается равной мощности приемника. Далее производится перебор остальных элементов схемы от данного электроприемника питания. При этом к мощности каждого элемента прибавляется соответствующая мощность электроприемника. Расчетная мощность каждого элемента схемы будет равна сумме расчетных мощностей приемников, питающихся через данный элемент схемы электроснабжения. Условный оператор производит проверку достижения того элемента, который является источником питания для схемы. В третьем цикле по J происходит перебор всех элементов схемы. Для каждого элемента схемы по полученным расчетным активным P и реактивным Q мощностям определяется полная расчетная мощность S по формуле $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$.

Определение результирующего сопротивления цепи. В программе определения результирующего сопротивления цепи от любой точки схемы электроснабжения до источника питания приняты следующие обозначения: I — номер элемента схемы, с которого начинается данная цепь; XC — суммарное реактивное сопротивление цепи; RC — суммарное активное сопротивление цепи; $X(N)$ — массив, значения i -го элемента которого равны реактивному сопротивлению i -го элемента схемы; $R(N)$ — массив, значения i -го элемента которого равно активному сопротивлению i -го элемента схемы.

Расчет производится в следующем порядке. Сначала переменным XC и RC присваивается значение «нуль» для проведения операции суммирования. Затем проходит путь от I -го элемента схемы до источника питания. Сопротивление каждого последующего элемента суммируется с сопротивлением предыдущих элементов цепи, которые уже пройдены. Те элементы схемы, которые не должны учитываться при составлении массива C , необходимо

из схемы исключить (из схемы рис. 12.4 нужно исключить выключатели).

При заданных значениях переменной I и элементов массивов X и R результирующие активные и реактивные сопротивления определяются по следующей программе:

```

10  XC=0,0
    RC=0,0
    J=I
    XC=XC+X(J)
    RC=RC+R(J)
    J=C(J)
    IF(J) 20,20,10
    .....
20  CONTINUE

```

Расчет токов короткого замыкания. Электрические сети современных крупных карьеров вместе с источниками и потребителями активной мощности представляют собой систему, в которой возникают при аварийных режимах значительные токи к. з.

Расчет токов к. з. в таких системах электроснабжения представляет собой довольно трудоемкую задачу, и применение ЭВМ для ее решения весьма целесообразно.

Результатом расчета токов к. з. является определение следующих величин:

а) ударного тока к. з. i_y и наибольшего значения тока к. з. за первый период к. з. I_y , необходимых для проверки элементов системы электроснабжения на динамическую устойчивость;

б) действующего значения установившегося тока к. з. I_∞ и приведенного времени t_p для проверки элементов схемы на термическую стойкость;

в) действующего значения периодической составляющей тока к. з. $I_{0,2}$ для проверки выключателя по отключающей способности.

Схема общей программы расчета токов к. з. представлена на рис. 12.5. В основу положена известная методика определения тока к. з. по расчетным кривым. Общая программа разбита на основные части, включающие аппроксимацию расчетных кривых для использования их при рас-

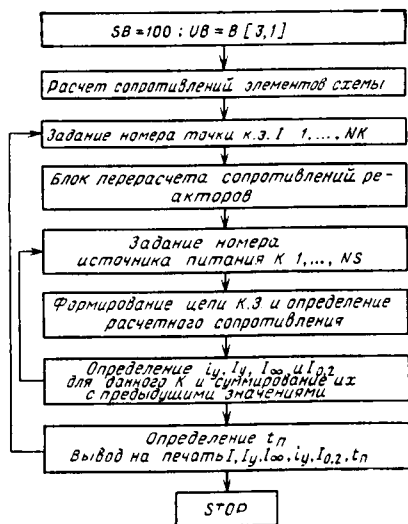


Рис. 12.5. Алгоритм программы расчета токов к. з.

чете на машине, определение расчетного сопротивления цепи к. з., определение величин i_y , I_y , I_∞ , $I_{0,2}$ и приведенного времени к. з. На рис. 12.5 обозначены через NK — число точек к. з., через B [3, 1] — массив, в котором записаны номера элементов схемы.

Институтом Тяжпромэлектропроект разработаны подробные программы по автоматизации проектирования электроснабжения промышленных предприятий, в частности, им разработаны следующие программы.

1. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.
2. Расчет сечений кабелей напряжением 6(10) кВ.
3. Расчет режимов (токов к. з.), уровней напряжения в различных точках системы электроснабжения и выбор основного оборудования ГПП.
4. Расчет релейной защиты трансформаторов ГПП.
5. Расчет релейной защиты сети 6(10) кВ.
6. Расчет надежности электрической сети.

В настоящее время Тяжпромэлектропроект ведутся разработки второй очереди по развитию САПР систем электроснабжения (программы, обеспечение и т. п.).

С алгоритмами и программами определения параметров систем электроснабжения можно ознакомиться по специальной литературе [15, 20].

13. ОСНОВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА КАРЬЕРОВ

13.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Современные угольные разрезы и рудные карьеры потребляют значительное количество электрической энергии. Стоимость электрической энергии и затраты на эксплуатацию электроустановок составляют значительную часть себестоимости добычи полезного ископаемого открытым способом. Поэтому рациональное использование и максимальная экономия электроэнергии имеют существенное народнохозяйственное значение.

Для организации рационального электропотребления и анализа расхода электроэнергии большое значение имеет нормирование удельных расходов по карьере в целом, а также по цехам, участкам и отдельным технологическим процессам и крупным агрегатам. Согласно Правилам технической эксплуатации (ПТЭ) электроустановок промышленных предприятий, все промышленные предприятия должны иметь удельные нормы электропотребления на единицу выпускаемой продукции.

Основными энергетическими характеристиками промышленного предприятия являются: коэффициент мощности $\cos \varphi$, коэф-

фициент степени компенсации реактивной мощности $\text{tg } \varphi$, стоимость электроэнергии, удельный расход электроэнергии на единицу продукции и электровооруженность труда.

13.2. КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ КАРЬЕРНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Основные потребители электроэнергии на карьерах — это асинхронные двигатели и трансформаторы. При наличии реактивного сопротивления в цепи переменного тока под действием э. д. с. самоиндукции появляется реактивный ток, отстающий по фазе от напряжения на 90° . Реактивный ток необходим для создания магнитных полей в асинхронных двигателях и трансформаторах. Этот ток почти не зависит от нагрузки и определяет реактивную энергию, потребляемую двигателями и трансформаторами. Реактивный ток современных асинхронных двигателей составляет от 20 до 40 % их полного тока, поэтому чем больше загружен двигатель, тем выше будет коэффициент мощности. Реактивный ток, потребляемый трансформаторами, также не зависит от нагрузки и составляет 4—6 % от полного тока у крупных и 7—10 % у трансформаторов малой и средней мощности.

Коэффициент мощности определяется отношением активной составляющей тока I_a к полному току I или отношением активной мощности P к полной мощности S , т. е.

$$\cos \varphi = I_a / I = P / S = P / \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (13.1)$$

При расчетах, связанных с определением коэффициента мощности и проведением мероприятий по его повышению, более удобно пользоваться не самим коэффициентом мощности, а реактивной мощностью Q и ее отношением к активной мощности P , т. е. $\text{tg } \varphi = Q / P$, связанным определенным соотношением с коэффициентом мощности — $\cos \varphi$.

Номинальный коэффициент мощности асинхронных двигателей составляет 0,8—0,9. Однако в практике эксплуатации он оказывается значительно более низким. Низкий коэффициент мощности является следствием недогрузки двигателей и трансформаторов, возникающей в результате завышенной их мощности или недостаточной загрузки механизмов. Большинство карьерных электроустановок характеризуется неравномерной загрузкой электродвигателей, при которой коэффициент мощности всегда ниже, чем при равномерной загрузке. К примеру коэффициент мощности электродвигателей одноковшовых экскаваторов составляет 0,5—0,7, буровых станков — 0,5—0,6.

Повышение потребления реактивной мощности приводит к ряду негативных последствий:

снижению пропускной способности линий электропередачи и трансформаторов, загруженных реактивной мощностью;

увеличению потерь активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, обусловленных передачей активной и реактивной мощности;

снижению уровня напряжения на зажимах электроприемников из-за увеличения потерь напряжения.

Снижение или полное устранение передачи по сети реактивной мощности возможно проведением двух взаимно дополняющих друг друга мероприятий: снижением потребления реактивной мощности потребителями и установкой непосредственно у электроприемников и в узлах сетей специальных источников реактивной мощности — компенсирующих устройств. Компенсация реактивной мощности обеспечивает разгрузку генераторов электростанций, питающих и распределительных сетей и трансформаторов от реактивных токов и тем самым уменьшение потерь мощности, электроэнергии и напряжения в линиях и трансформаторах и увеличение их пропускной способности.

К мероприятиям по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками, которые не требуют для своего осуществления значительных капитальных затрат и направлены на рационализацию электрохозяйства, относятся следующие: 1) правильный выбор электродвигателей по мощности и типу; 2) замена малозагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности; 3) понижение напряжения в обмотках асинхронных двигателей; 4) установка ограничителей холостого хода; 5) повышение качества ремонта электродвигателей; 6) повышение загрузки трансформаторов; 7) упорядочение технологического процесса.

1. Правильный выбор электродвигателей по мощности и типу. Мощность электродвигателей необходимо выбирать в соответствии с режимом технологического оборудования, не допуская излишних запасов мощности. При равных условиях в смысле мощности, частоты вращения и типа исполнения (закрытый или открытый) асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором имеют лучшие энергетические характеристики, чем двигатели с фазным ротором. В ряде случаев рациональна замена асинхронных двигателей синхронными (работающими с опережающим коэффициентом мощности) там, где это возможно по условиям производства.

2. Замена малозагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности. При систематической недогрузке двигателей необходимо принимать меры по рационализации технологического процесса и увеличению загрузки оборудования. Замене подлежат асинхронные двигатели, загружаемые менее чем на 60 %, при условии технико-экономического обоснования и при наличии практической возможности такой замены.

3. Понижение напряжения в обмотках асинхронных двигателей. При невозможности замены малозагруженного двигателя может оказаться целесообразным снижение напряжения на выводах обмоток, что уменьшает потребление им реактивной мощности за счет уменьшения тока намагничивания. Одновременно при

этом увеличивается к. п. д. двигателя. В практике эксплуатации применяются следующие способы снижения напряжения у мало-загруженных асинхронных двигателей: переключение обмотки статора с треугольника на звезду; понижение напряжения в сети переключением ответвлений понижающего трансформатора.

4. Установка ограничителей холостого хода. Производится с целью сокращения непроизводительного расхода электроэнергии и снятия реактивных нагрузок отключением асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов на межоперационный период, когда продолжительность его превышает 10 с.

5. Повышение качества ремонта электродвигателей. При ремонтах электродвигателей недопустимы изменение обмоточных данных, расточка пазов, обточка ротора, что приводит к значительному повышению реактивного тока двигателей и снижению их энергетических показателей.

6. Повышение загрузки трансформаторов в пределах технически допустимых норм. Замена и перестановка незагруженных трансформаторов с целью изъятия излишней мощности, поддержания экономического режима их работы.

7. Упорядочение технологического процесса с целью улучшения загрузки и энергетического режима оборудования.

Помимо указанных выше мероприятий, снижение потребления реактивной мощности от энергосистемы или ее компенсация до оптимальных значений на карьерах может быть обеспечена синхронными двигателями приводов главных преобразовательных агрегатов экскаваторов, насосов и др.

К специальным компенсирующим устройствам, с помощью которых компенсируется реактивная мощность, относятся: статические конденсаторы, синхронные двигатели, синхронные компенсаторы, статические источники реактивной мощности.

Статические конденсаторы получили на горных предприятиях наибольшее распространение как средства компенсации реактивной мощности. Основные их преимущества — незначительные (0,3—0,45 кВт на 100 квар) потери активной мощности; возможность увеличения или уменьшения установленной мощности конденсаторов; более простая и дешевая эксплуатация; возможность установки в любой точке сети; отсутствие вращающихся частей и шума в работе.

В практике эксплуатации различают централизованную, групповую и индивидуальную компенсацию реактивной мощности. При централизованной компенсации конденсаторы устанавливают в здании ГПП. В этом случае от реактивной мощности разгружаются электростанции и ЛЭП, питающие карьер. При групповой компенсации конденсаторы располагают на отдельных крупных фидерах и разгружают от реактивной мощности подводящую сеть. При индивидуальной компенсации конденсаторы подключают к зажимам электроприемника. В этом случае все сети электрообеспечения разгружаются от реактивной мощности.

Синхронные двигатели (СД) имеют ряд преимуществ по сравнению с асинхронными, а именно: более высокий к. п. д., меньшую зависимость вращающего момента от подводимого напряжения, независимость частоты вращения от нагрузки на валу, возможность использования СД в качестве компенсирующих устройств. Компенсирующая способность СД может регулироваться изменением тока возбуждения ротора или снижением активной нагрузки при неизменном токе возбуждения, равном номинальному.

Синхронные компенсаторы (СК) представляют собой специальные синхронные двигатели облегченной конструкции, работающие без нагрузки на валу. Вырабатываемую или потребляемую реактивную мощность изменяют регулированием тока возбуждения. При перевозбуждении СК генерируют реактивную мощность, при недовозбуждении — потребляют. Промышленностью выпускаются СК мощностью от 5000 до 160 000 квар. СК применяют при больших (10 000 квар и более) мощностях компенсирующих устройств на районных подстанциях и крупных предприятиях.

Статические источники реактивной мощности (ИРМ) устанавливают на подстанциях большой мощности. Основные элементы ИРМ — нерегулируемые конденсаторные батареи и регулируемые реакторы. Они позволяют плавно и практически безынерционно регулировать генерируемую реактивную мощность.

13.3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК СТАТИЧЕСКИМИ КОНДЕНСАТОРАМИ

Наиболее распространенное средство компенсации реактивных нагрузок в электрических сетях горных предприятий — это конденсаторные установки (КУ).

Требуемая реактивная мощность $Q_{КУ}$ (квар) КУ

$$Q_{КУ} = P_{ср} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (13.2)$$

где $P_{ср} = W_a / T$ — средняя активная нагрузка карьера за наиболее загруженный месяц, кВт; W_a — расход активной электроэнергии за месяц, кВт·ч; T — число часов работы карьера в течение месяца; φ_1, φ_2 — угол сдвига фаз соответственно до и после компенсации реактивной мощности.

Число конденсаторов на все три фазы

$$n_k = \frac{Q_{КУ}}{q_{ном.к} \left(\frac{U_{ном}}{U_k} \right)^2}, \quad (13.3)$$

где $q_{ном.к}$ — номинальная мощность одного конденсатора, квар; U_k — рабочее напряжение конденсатора, кВ; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети, кВ.

Общая мощность КУ может складываться из нерегулируемой $Q_{н.ку}$ и регулируемой $Q_{р.ку}$ мощностей. Мощность не регулируе-

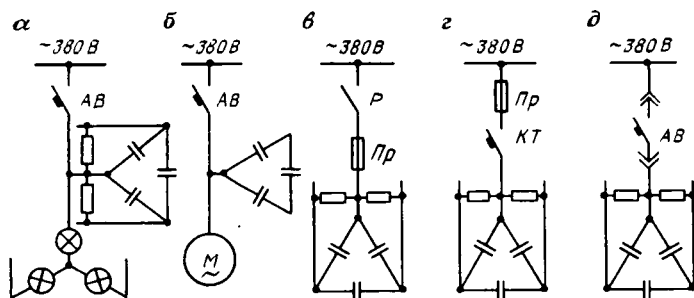


Рис. 13.1. Схемы присоединения конденсаторных установок 0,4 кВ в сетях напряжением 380 В

мой части не должна превышать наименьшую реактивную мощность, необходимую предприятию в часы минимума нагрузок и соответствующую скомпенсированному значению $\lg \varphi_2$.

Статические конденсаторы классифицируют по номинальному напряжению, числу фаз, роду установки, виду пропитки и габаритам.

Отечественная промышленность выпускает конденсаторы на следующие номинальные напряжения: 220, 380, 500, 660, 1050, 3150, 6300, 10500 В. Конденсаторы выпускают в однофазном или трехфазном исполнении как для наружных, так и для внутренних установок типов КС, КС2, КСА, КС2А. После обозначения типа конденсаторов указываются номинальные напряжение конденсатора (кВ) и мощность (квар).

Для включения и отключения статических конденсаторов напряжением до 1000 В применяют контакторы и автоматические выключатели, а напряжением выше 1000 В — выключатели нагрузки или разъединители.

Для широкого применения КУ в промышленных сетях напряжением 0,38—10 кВ выпускают комплектные конденсаторные установки серии УК мощностью от 50 до 1800 квар. Установки, регулируемые по напряжению, оснащают регуляторами типа АРКОН.

В зависимости от назначения, напряжения и мощности схемы соединений КУ выполняют одно- и трехфазными с параллельным или параллельно-последовательным соединением конденсаторов. На рис. 13.1 приведены схемы присоединения КУ 0,4 кВ в сетях напряжением 380 В. В осветительных сетях с лампами ДРЛ используют трехфазные КУ (рис. 13.1, а), в силовых сетях — одно- и трехфазные КУ, соединенные треугольником, которые подключают под общий выключатель с электроприемником или через отдельные выключатели непосредственно к шинам распределительных щитов напряжением 380 В (рис. 13.1, б—д). КУ напряжением 6—10 кВ комплектуют и соединяют по схеме треуголь-

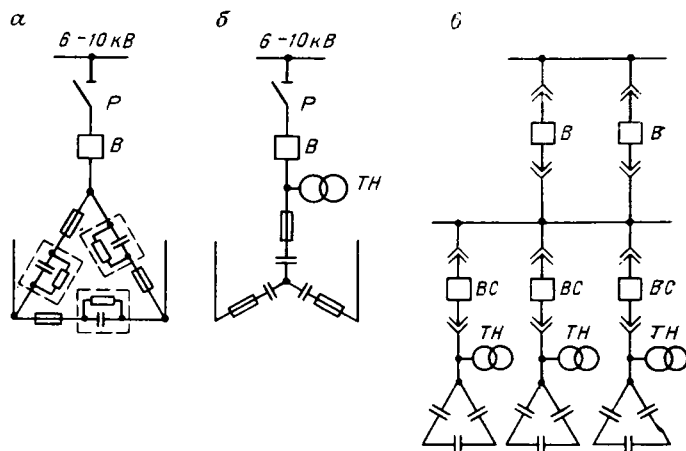


Рис. 13.2. Схемы соединения конденсаторных установок 6—10 кВ

ника или звезды (рис. 13.2, а, б). Для регулирования мощности крупных КУ 6—10 кВ применяют секционированные схемы. Схемы соединений отдельных секций КУ могут иметь выключатель на каждой секции или один главный выключатель *В* для нескольких секций, каждая из которых оборудована выключателем облегченного типа *ВС*, предназначенным для коммутации секций при автоматическом регулировании (рис. 13.2, в).

При отключении КУ от сети в ней остается электрический заряд, напряжение которого примерно равно напряжению сети в момент отключения. Для быстрого снижения напряжения на зажимах отключаемой от сети КУ предусматривают специальные активные или индуктивные резисторы, которые подключают параллельно конденсаторам.

Каждая КУ имеет общую защиту от токов к. з. Для этого на три фазы устанавливают максимальную токовую защиту мгновенного действия. Отдельные конденсаторы защищаются плавкими предохранителями.

Мощность, потребляемая карьерами в течение суток, изменяется в широких пределах. При этом изменяется и реактивная мощность, вырабатываемая компенсирующими установками для поддержания заданного оптимального коэффициента мощности и уровня напряжения на зажимах электроприемников. Мощность КУ может регулироваться вручную или автоматически. Ручное регулирование применяют при централизованной компенсации, когда на подстанциях имеется дежурный персонал.

Автоматическое регулирование мощности КУ может осуществляться по следующим параметрам: времени суток, напряжению, току нагрузки, значению и направлению реактивной мощности.

Регулирование по времени суток — наиболее простой вид

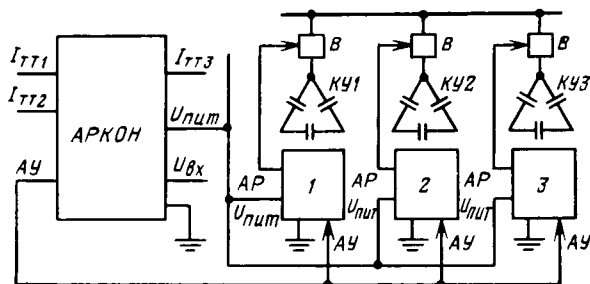


Рис. 13.3. Структурная схема подключения регулятора АРКОН

автоматического регулирования, обеспечивающий получение эффекта при минимальном числе включений и отключений выключателя каждой КУ. Такое регулирование может использоваться на предприятиях со стабильным графиком нагрузки, а также в случае применения КУ 6—10 кВ с выключателями, имеющими ограниченное число переключений. Автоматическое управление одноступенчатых КУ осуществляется с помощью двух комплектов электровторичных часов ЭВЧС, одновременно включающих и отключающих все КУ.

Регулирование мощности КУ по напряжению на шинах подстанции применяют в тех случаях, когда на зажимах электроприемников необходимо обеспечить минимальное отклонение рабочего напряжения от номинального; регулирование по току нагрузки целесообразно в том случае, когда графики активных и реактивных нагрузок совпадают.

Регулирование по значению и направлению реактивной мощности следует применять тогда, когда по своему характеру графики активных и реактивных нагрузок различны, а выдачу реактивной мощности в сеть энергосистемы необходимо ограничить.

Так как регулирование мощности КУ должно обеспечивать одновременно и наиболее экономичный режим работы сети и поддержание необходимого уровня напряжения, наиболее целесообразно регулирование по нескольким параметрам. Одним из наиболее совершенных и распространенных на предприятиях является комбинированное устройство регулирования мощности конденсаторных батарей типа АРКОН, позволяющее осуществлять регулирование по напряжению либо по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними. Регулятор АРКОН (рис. 13.3) состоит из командного блока и представляющего собой набор приставок программного блока. Одна программная приставка обеспечивает коммутацию от одного до трех секций КУ. При регулировании по напряжению на командный блок подается входное напряжение $U_{ВХ}$ и напряжение питания $U_{ПИТ}$. При регу-

лировании же с коррекцией по току нагрузки, кроме того, подается ток свободной фазы с трансформатора тока ввода $I_{т. т1}$ (или же $I_{т. т1}$ и $I_{т. т2}$) и ток $I_{т. т3}$ от трансформатора тока КУ. Командный блок в соответствии с полученным входным сигналом подает программному блоку команду на включение или отключение секции КУЗ.

13.4. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ КАРЬЕРОВ

Рациональное использование электроэнергии связано в значительной степени с внедрением технически обоснованных норм ее расходов, которые определяют с учетом специфики горного производства и принятых на нем технологических процессов на основе использования научно обоснованных методов нормирования и планирования электропотребления.

Значение расхода электроэнергии на производство единицы продукции принято называть удельным расходом электроэнергии. При этом плановый расход называется нормой удельного расхода, а фактический расход электроэнергии на единицу продукции — удельным расходом электроэнергии. Если за определенное время (смену, сутки, месяц) выпущено продукции P единиц и израсходовано W электроэнергии, то удельный расход электроэнергии (кВт·ч/ед. продукции)

$$\omega = W/P. \quad (13.4)$$

При нормировании расхода электроэнергии различают технологические и общекарьерный удельные расходы электроэнергии.

Технологические удельные расходы электроэнергии представляют собой удельные расходы электроэнергии при выполнении конкретных технологических операций. Они относятся на единицу продукции или работы, характерной для данного технологического процесса, т. е. на 1 м³ горной массы или 1 т полезного ископаемого при экскавации, на 1 м скважины при бурении, на 1 т·км откатки груза и т. д.

Общекарьерный удельный расход электроэнергии представляет собой расход электроэнергии на единицу основной продукции, т. е. на добычу 1 т полезного ископаемого, добываемого по карьере в целом, т. е. кВт·ч/т. Общекарьерный удельный расход рассчитывают на основании известных технологических удельных расходов электроэнергии по всем технологическим звеньям — операциям добычи полезного ископаемого.

Основными и наиболее энергоемкими звеньями технологического комплекса карьеров являются экскаваторные и буровые работы, электровозный и конвейерный транспорт. Вспомогательными звеньями технологического комплекса, обеспечивающими нормальные условия для ведения горных работ, являются карьерный водоотлив, ремонтная база карьера, освещение карьера и пр. Для всех этих технологических звеньев должны быть определены технологические удельные расходы электроэнергии.

Технологический расход электроэнергии оценивается по энергетическим характеристикам отдельных машин, механизмов и комплексов или целого участка (цеха), которые выражают зависимость расхода электроэнергии W или удельного расхода w от количества выпущенной продукции (производительности P) за определенный промежуток времени, например за смену.

Однако установление и использование энергетических характеристик сдерживаются высокой трудоемкостью их экспериментального определения в условиях действующих карьеров для большого числа горных машин, отличающихся конструктивными и техническими параметрами. Для новых моделей горных машин и механизмов, применение которых предусматривают на проектируемых карьерах, энергетические характеристики вообще отсутствуют. Задачу установления энергетических характеристик горных машин можно существенно упростить, если исходить из общих закономерностей изменения удельных расходов электроэнергии для однотипных машин, например одноковшовых экскаваторов, отличающихся типоразмером, но имеющих одинаковые принципы действия и режим работы. Для этого на основе исследований получают обобщенную характеристику, позволяющую определять расход электроэнергии для различных экскаваторов и прогнозировать их для новых моделей.

Экскаваторные работы. Основные потребители электроэнергии на карьерах — это экскаваторы. Согласно исследованиям МГМИ, на ряде железорудных карьеров с автомобильным и тепловозным транспортом энергоемкость экскаваторных работ составляет 46—69 % от энергоемкости отдельных звеньев технологического комплекса карьеров.

Удельный расход электроэнергии по экскаваторным работам определяется типом экскаватора, вместимостью ковша, категорией грунта, производительностью, углом поворота, длительностью цикла экскавации, качеством подготовки забоя, сезоном года, квалификацией машиниста, качеством наладки системы управления электроприводов и т. д.

В общем виде зависимость технологических удельных расходов электроэнергии w_a на экскаваторные работы от сменной производительности P_{cm} имеет вид:

$$w_{эл} = a + b/P_{cm}, \quad (13.5)$$

где a , b — эмпирические коэффициенты, конкретные для данного типа экскаватора.

На основании единства принципа действия и режимов работы одноковшовых экскаваторов установлено, что сменный расход электроэнергии W , отнесенный к 1 м^3 вместимости ковша, для разных экскаваторов при одинаковых производительностях P будет одинаковым, т. е. возможна обобщенная энергетическая характеристика экскаваторов. По результатам исследований МГМИ предложены обобщенные энергетические характеристики

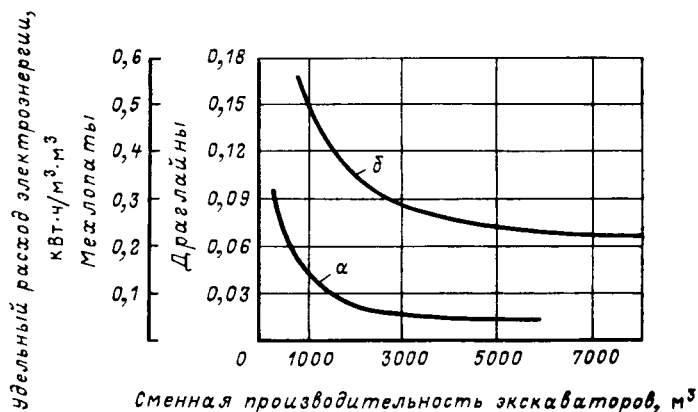


Рис. 13.4. Обобщенные энергетические характеристики экскаваторов:

а — мехлопат; б — драглаинов

карьерных экскаваторов-мехлопат (рис. 13.4, а) и экскаваторов-драглаинов (рис. 13.4, б).

Технологический удельный расход электроэнергии для соответствующего типа экскаватора и вида работ определяется по энергетическим характеристикам (табл. 13.1) в зависимости от средне-сменной производительности.

Удельный расход электроэнергии на экскаваторные работы (кВт·ч/т) для всех типов экскаваторов при любых видах работ (вскрыша, добыча, отвалы) рассчитывается по формуле

$$\omega_3 = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \omega_{3ij} \Pi_i}{\Pi_{\text{см}}}, \quad (13.6)$$

где n — число видов экскаваторных работ (работа на вскрыше и добыче, на отвале и складе); m — число типов экскаваторов; ω_{3ij} — технологический удельный расход электроэнергии i -го типа экскаватора, кВт·ч/м³; Π_i — плановое количество горной массы, вынимаемое экскаваторами i -го типа за смену, м³; $\Pi_{\text{см}}$ — сменная производительность карьера по горной массе, т.

Буровые работы. Буровые станки являются достаточно энергоемкими потребителями на карьерах. Расход электроэнергии буровыми станками на некоторых железорудных карьерах составляет 20—25 % от общекарьерного. Удельный расход электроэнергии для буровых станков разных типов определяется категорией буримости пород, режимом работы станка, типом и состоянием бурового инструмента, организацией буровых работ, характером и чистотой вспомогательных операций (передвижение станка, чистка скважины и др.).

Таблица 13.1

Экскаватор	Удельный расход электроэнергии на экскаваторные работы, кВт·ч/т
<i>Работа на вскрыше и добыче</i>	
ЭКГ-8, ЭКГ-8И	$w_{\Sigma} t = 0,139 + 1040/P_{\text{см}}$
ЭШ-6/60	$w_{\Sigma} t = 0,525 + 846/P_{\text{см}}$
ЭШ-10/60	$w_{\Sigma} t = 0,655 + 993/P_{\text{см}}$
ЭРГ-1600	$w_{\Sigma} t = 0,73 + 4223/P_{\text{см}}$
ЭРГ-400	$w_{\Sigma} t = 0,86 + 152/P_{\text{см}}$
<i>Работа на отвале, промежуточном складе, перегрузки</i>	
ЭКГ-8, ЭКГ-8И	$w_{\Sigma} t = 0,114 + 645/P_{\text{см}}$
ЭШ-6/60	$w_{\Sigma} t = 0,525 + 846/P_{\text{см}}$

Удельный расход электроэнергии на бурение скважин (кВт·ч/т) для любых типов станков

$$w_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n w_{\Sigma i} L_i}{P_{\text{см}}}, \quad (13.7)$$

где $w_{\Sigma i}$ — технологический удельный расход электроэнергии i -го типа станка, кВт·ч/м; L_i — плановое число пробуренных метров скважин станками i -го типа за смену, м; n — число типов буровых станков, используемых в работе.

Технологический удельный расход электроэнергии $w_{\Sigma i}$ для соответствующего типа станка в зависимости от механической скорости бурения v_{Σ} (м/мин) находят по формулам

$$2\text{СБШ-200} — w_{\Sigma i} = 1,3 + \frac{2,75 - 0,0016e^{4,2v_{\Sigma}}}{v_{\Sigma}^4};$$

$$\text{СБШ-250МН} — w_{\Sigma i} = 2,6 + \frac{2,54 - 0,002e^{8,4v_{\Sigma}}}{v_{\Sigma}};$$

$$\text{СБШ-250; БАШ-250} — w_{\Sigma i} = 2,12 + \frac{2,12 - 0,0023e^{9,5v_{\Sigma}}}{v_{\Sigma}^4};$$

$$\text{БСШ-1М, 2М} — w_{\Sigma i} = 3 + 1,27/v_{\Sigma};$$

$$\text{СБО-160/20, СБО-160/40} — w_{\Sigma i} = 32,7/60v_{\Sigma}.$$

Механическую скорость бурения определяют исходя из плановых показателей работы.

Электрифицированный транспорт. Существенное значение для общекарьерного расхода электроэнергии имеет вид транспорта (электровозный, конвейерный, автомобильный). Электровозный транспорт на карьерах потребляет 50—60 % общекарьерного расхода электроэнергии, т. е. является одним из наиболее энергоемких звеньев технологического комплекса.

Для электровозного транспорта удельный расход электроэнергии (кВт·ч/т) может быть подсчитан по формуле

$$\omega_T = \frac{a + bi_{cp}}{P_{cm}} + c, \quad (13.8)$$

где a , b , c — эмпирические коэффициенты (для составов с электровозом ЕЛ-1— $a=531$; $b=41,5$; $c=0,299$; для составов с тяговым агрегатом ПЭ-2— $a=990$; $b=66$; $c=0,8$); P_{cm} — сменная производительность локомотивосостава, т; i_{cp} — средний уклон путей, ‰.

Конвейерный транспорт. Общекарьерная норма расхода электроэнергии на транспорт породы и руды (кВт·ч/т) определяется по формуле

$$\omega_k = \frac{\sum_1^n \omega_{ki} P_i}{P_{cm}}, \quad (13.9)$$

где ω_{ki} — технологический удельный расход электроэнергии на транспорт горной массы конвейерами, кВт·ч/т; P_i — производительность i -го конвейера, т; n — число конвейеров, находящихся в работе.

Технологический удельный расход электроэнергии ω_{ki} (кВт·ч/т) для каждого конвейера

$$\omega_{ki} = 0,095 \cdot 10^{-3} L_k + 2,4 \cdot 10^{-3} H + \frac{1,4 k_b L_k}{P_{cm.k}}, \quad (13.10)$$

где L_k — длина конвейера, м; H — высота подъема горной массы, м; $P_{cm.k}$ — сменная производительность конвейера, т; k_b — коэффициент использования конвейера за смену.

Карьерный водоотлив. Удельный расход электроэнергии (кВт·ч/т) карьерным водоотливом

$$\omega_{вод} = \frac{3,4 \cdot 10^{-3} H_r Q_{вод}}{\eta_n P_{сут}}, \quad (13.11)$$

где H_r — средняя геодезическая высота подъема воды, м; $Q_{вод}$ — приток воды в карьере за сутки, м³; $P_{сут}$ — суточная производительность карьера, т; η_n — к. п. д. насосной установки.

Ремонтная база карьера (механические мастерские, электроцех и др.). Удельный расход электроэнергии (кВт·ч/т) на ремонтной базе карьера

$$\omega_{рем} = \frac{4,5 \Sigma P_y}{P_{сут}}, \quad (13.12)$$

где ΣP_y — суммарная установленная мощность электроприемников ремонтной базы, кВт; $P_{сут}$ — суточная производительность карьера, т.

Освещение карьера. Удельный расход электроэнергии (кВт·ч/т) на освещение карьера

$$\omega_{\text{осв}} = \frac{0,9 T_{\text{ср}} \Sigma P_{\text{осв}}}{P_{\text{сут}}}, \quad (13.13)$$

где $T_{\text{ср}}$ — среднегодовая продолжительность использования освещения в течение суток, ч; $\Sigma P_{\text{осв}}$ — суммарная установленная мощность светильников, кВт.

Прочие потребители. Удельный расход электроэнергии (кВт·ч/т) для прочих потребителей

$$\omega_{\text{пр}} = \frac{2,4 \Sigma P_{\text{пр}}}{P_{\text{сут}}}, \quad (13.14)$$

где $\Sigma P_{\text{пр}}$ — суммарная установленная мощность прочих потребителей электроэнергии карьера, кВт.

Общекарьерный удельный расход электроэнергии зависит от глубины залегания и соотношения объемов вскрыши и полезного ископаемого, крепости пород, водообильности месторождения, климатических условий и времени года, степени механизации и автоматизации технологического процесса. Он определяется путем суммирования удельных расходов электроэнергии по всем приведенным выше звеньям технологического комплекса.

13.5. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ЭЛЕКТРОБАЛАНС КАРЬЕРА

Нормирование расхода электрической энергии — это установление плановой нормы ее потребления.

Нормы расхода электроэнергии в производстве классифицируют по следующим основным признакам:

- по степени агрегации — на индивидуальные и групповые;
- по составу расходов — на технологические и общепроизводственные;
- по периоду действия — на годовые и квартальные (также могут устанавливаться и по месяцам).

Индивидуальной нормой называется норма расхода электроэнергии на производство единицы продукции, которая устанавливается по типам или отдельным потребителям, технологическим схемам применительно к определенным условиям производства продукции.

Индивидуальные нормы расхода определяются на базе теоретических расчетов, экспериментально установленных нормативных характеристик электропотребляющих агрегатов и установок.

Групповой нормой называется норма расхода электроэнергии на производство планируемого объема одноименной продукции согласно установленной номенклатуре.

Групповые нормы определяются, как правило, на основе индивидуальных норм расхода и соответствующих объемов производства как средневзвешенные величины.

Технологической нормой называется норма расхода электроэнергии, которая учитывает ее расход на основные и вспомогательные технологические процессы производства данного вида продукции, расход на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев, а также технически неизбежные потери энергии при работе оборудования.

Общепроизводственной нормой называется норма расхода электроэнергии, которая учитывает расходы энергии на основные и вспомогательные технологические процессы, на вспомогательные нужды производства (отопление, вентиляция, освещение и др.), а также технически неизбежные потери энергии в преобразователях, электрических сетях предприятия (карьера), отнесенные на производство данной продукции.

Основной метод разработки норм расхода электроэнергии — расчетно-аналитический. Кроме того, применяются опытный и расчетно-статистический методы.

Расчетно-аналитический метод предусматривает определение норм расхода расчетным путем по статьям расхода на основе прогрессивных показателей использования этих ресурсов в производстве. Опытный метод разработки индивидуальных норм расхода предусматривает определение удельных затрат электроэнергии по данным, полученным в результате испытаний (эксперимента). Как исключение, применяют расчетно-статистический метод на основе статистических данных за ряд предшествующих лет о фактических удельных расходах электроэнергии и факторов, влияющих на их изменение.

Определение статей расхода и исследование вопросов, связанных с подсчетом расхода электрической энергии, являются основными задачами составления электробаланса предприятия.

Электробаланс должен состоять из прихода и расхода электрической энергии (активной и реактивной). В приход включают электроэнергию, как полученную от энергосистемы, так и выработанную электрическими установками предприятия (генераторы промышленных ТЭЦ и ГЭС, синхронные компенсаторы и конденсаторы). Приходную и расходную части принимают и учитывают по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

Приходная часть электробаланса составляется: для активной энергии — по предприятию, по цехам предприятия, по отдельным энергоемким агрегатам (по особому указанию главного энергетика предприятия или инспекции Энергосбыта); для реактивной энергии — по предприятию, по отдельным энергоемким цехам.

Расходная часть электробаланса активной энергии должна быть разделена на следующие статьи расхода: прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс с выделением полезного расхода электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в различных звеньях энергоемкого технологического оборудования; косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс из-за его несовершенства или нарушения

технологических норм; затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция помещений, освещение и т. п.); потери электроэнергии в элементах систем электроснабжения (линиях, трансформаторах, реакторах, компенсирующих устройствах, двигателях); отпуск электроэнергии посторонним потребителям.

Расходная часть электробаланса карьера складывается из электрических нагрузок и потерь.

Электрические нагрузки электроприемников карьера (участка) напряжением до и выше 1000 В рассчитывают по методу коэффициента спроса k_c или по методу удельного электропотребления по формулам, приведенным в разделе 12.

Потери мощности рассчитывают для всей схемы электроснабжения по следующим формулам.

1. Потери мощности в ЛЭП:

активные потери

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} r;$$

реактивные потери

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} x,$$

где r , x — соответственно активное и реактивное сопротивление ЛЭП, Ом; $U_{\text{ном}}$ — номинальное линейное напряжение, кВ.

2. Потери мощности в трансформаторах:

активные потери $\Delta P_T = \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_M k_z^2$;

реактивные потери $\Delta Q_T = S/100 (\Delta Q_M + k_z^2 U_K)$,

где ΔP_M — потери в обмотках трансформатора при номинальном токе, кВт; $\Delta P_{\text{ст}}$ — потери в стали, принимаются равными потерям при холостом ходе $\Delta P_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{х. х}}$; U_K — напряжение к. з.; k_z — коэффициент загрузки.

Общий вид баланса электрических нагрузок для подстанции карьера рассчитывают по следующим формулам:

расчетные нагрузки $P + jQ = S_p$;

фазокомпенсация $-jQ_\Phi$;

Итого $P + j(Q - Q_\Phi) = S'$.

Потери в трансформаторе $\Delta P_T + j\Delta Q_T$.

Расчетная нагрузка на шинах высокого напряжения

$$(P + \Delta P_T) + j(Q - Q_\Phi + \Delta Q_T) = S'_p;$$

$$\cos \varphi = \frac{P + \Delta P_T}{S'_p}.$$

В случае, если карьер питается от двух подстанций, в балансе учитывают сумму расчетных нагрузок по этим подстанциям.

Составление электробаланса карьера необходимо для определения действительных удельных норм расхода электроэнергии

на единицу продукции и для выявления возможности как сокращения непроеизводительных расходов электроэнергии, так и уменьшения расхода электроэнергии на выпуск основной продукции проведением различных мероприятий, совершенствующих технологический процесс.

13.6. УЧЕТ И ТАРИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учет электроэнергии, как и учет всей другой производимой и потребляемой в стране продукции, является неременным условием планового ведения хозяйства, осуществления хозяйственного расчета между производителями и потребителями продукции.

Система учета электроэнергии на предприятии должна давать возможность: определения количества электроэнергии, полученной от энергоснабжающей организации; производства внутризаводского межцехового (карьерного) расчета за электроэнергию, израсходованную различными хозяйственными единицами промышленного предприятия; установления, уточнения и контроля удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката; контроля потребления и выработки реактивной мощности по всему предприятию в целом и по отдельным наиболее крупным потребителям, а также определения коэффициента реактивной мощности предприятия.

Все потребители электроэнергии независимо от присоединенной мощности должны иметь приборы учета активной энергии для денежного расчета за полученную ими энергию от электроснабжающей организации (расчетный учет).

Промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 100 кВ·А и более с собственным годовым максимумом не ниже 500 кВт должны иметь приборы учета реактивной энергии для определения расчетного значения коэффициента реактивной мощности.

Промышленные предприятия должны, кроме того, иметь приборы учета активной энергии для контроля за выполнением удельных норм расхода электроэнергии по цехам и отдельным энергоемким установкам, а также для учета энергии на хозяйственные и подсобные нужды (контрольный учет).

Для измерения израсходованной или выработанной энергии в сетях переменного тока промышленной частоты обычно применяют счетчики индукционной системы. Различают одно- и трехфазные счетчики активной и реактивной энергии. В зависимости от схемы электроснабжения, для которой они предназначены, счетчики делятся на трех- и четырехпроводные, работающие в сети соответственно без и с нулевым проводом. Счетчики активной и реактивной энергии, снабженные дополнительными устройствами, относят к счетчикам специального назначения. Счетчики с указателем максимальной нагрузки применяют для расчетов с потребителями по двухставочному тарифу; телеизмерительные счетчики — для учета электроэнергии и дистанционной передачи пока-

заний. В соответствии с ГОСТом счетчики активной энергии изготовляют классов точности 0,5; 1,0; 2,0; 2,5; счетчики реактивной энергии — классов точности 1,5; 2,0; 3,0.

Для крупных карьеров, питающихся по нескольким вводам, для расчета за электроэнергию по заявленному максимуму мощности необходимо иметь возможность суммирования показаний всех счетчиков на вводах и определения суммарного, совмещенного по времени максимума нагрузки в часы прохождения максимума нагрузки энергосистемы. Для этих целей при числе пунктов расчетного учета не более восьми применяют системы телеизмерения и суммирования электрической энергии фирмы «Ганц-Прибор» (ВНР); при числе пунктов расчетного и технического учета более восьми — автоматизированные информационно-измерительные системы учета и контроля электроэнергии ИИСЭ1-48, ИИСЭ2 либо ИИСЭ3 с числом каналов от 48 до 192.

Информационно-измерительные системы обеспечивают: с необходимой точностью коммерческий учет потребляемой электроэнергии в соответствии с действующими тарифами; контроль расхода электроэнергии на отдельных производствах, в цехах и технологических установках; выдачу информации по управлению и регулированию электропотребления; контроль качества электроэнергии и документирование необходимой информации.

Тарифы на электрическую энергию по своей структуре подразделяют на одно- и двухставочные.

Одноставочный тариф состоит только из платы за 1 кВт·ч отпущенной потребителю активной электрической энергии, учтенной расчетным счетчиком. По одноставочным тарифам электроэнергию оплачивают определенные группы потребителей, в том числе промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью до 750 кВт·А, электрифицированный железнодорожный и городской транспорт и др.

Двухставочный тариф состоит из годовой платы за 1 кВт за заявленной потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за 1 кВт·ч, отпущенной потребителю активной энергии.

Под заявленной мощностью P_m понимают наибольшую получасовую электрическую мощность, потребляемую предприятием в часы максимальной нагрузки энергосистемы. Часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией по кварталам в соответствии с режимом нагрузки энергосистемы и фиксируются в договоре с потребителем (карьером, разрезом и др.). При наличии нескольких питающих линий за расчетную нагрузку принимают совмещенный получасовой максимум нагрузки. В случае, если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы превышает договорную, оплата производится по фактической максимальной нагрузке. Плата за 1 кВт·ч установлена за отпущенную карьеру активную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком.

По двухставочным тарифам рассчитывают промышленные предприятия (заводы, шахты, рудники, карьеры, разрезы и др.) с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше.

При расчетах с промышленными и приравненными к ним потребителями, получающими электрическую энергию от энергосистем, применяют скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

Для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше при определении скидок и надбавок за основу принимают наибольшую реактивную мощность, передаваемую из сетей энергосистемы в течение получаса в период максимума ее активной нагрузки, и среднюю реактивную мощность, передаваемую из сети или генерируемую в сеть энергосистемы за период ее наименьшей активной нагрузки (определяются за квартал по приборам учета).

Периоды наибольших и наименьших активных нагрузок энергосистемы (пиковые и ночная зоны) устанавливает энерго-снабжающая организация и фиксирует в договоре на пользование электроэнергией.

Суммарная надбавка или скидка к тарифу на электрическую энергию для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше состоит из двух слагаемых:

1) надбавка за повышенное потребление реактивной мощности $Q_{\phi 1}$ по сравнению с заданным энергоснабжающей организацией оптимальным значением $Q_{\phi 1}$ в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Надбавку H_1 (%) к тарифу за повышенное потребление реактивной мощности по сравнению с заданным оптимальным значением определяют по формуле

$$H_1 = 30 \frac{Q_{\phi 1} - Q_{\phi 1}}{P_{\phi}}, \quad (13.15)$$

где P_{ϕ} — фактическое значение максимальной получасовой активной мощности потребителя в часы максимума активных нагрузок энергосистемы за расчетный период.

Если фактическая реактивная мощность $Q_{\phi 1}$ меньше заданной $Q_{\phi 1}$, то значение надбавки H_1 принимают равным нулю;

2) скидки или надбавки к тарифу за отклонение режима работы компенсирующих устройств от заданного, оцениваемое отклонением фактического потребления реактивной мощности $Q_{\phi 2}$ от заданного энергоснабжающей организацией оптимального значения $Q_{\phi 2}$ в часы минимума активной нагрузки энергосистемы.

Скидку или надбавку к тарифу за соблюдение заданного режима работы компенсирующих устройств H_2 (%) определяют по формуле

$$H_2 = 20 \frac{|Q_{\phi 2} - Q_{\phi 2}|}{P_{\phi}} - 2. \quad (13.16)$$

Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное — скидку. Разность в скобках всегда принимается положительной независимо от ее знака. Значение H_1 всегда положительно (в крайнем случае равно нулю).

Скидку или надбавку за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей исчисляют с платы за 1 кВт заявленной мощности и с платы за 1 кВт·ч потребленной электрической энергии, учтенной расчетными счетчиками за квартал.

Суммарная скидка или надбавка H_Σ определяется как сумма значений H_1 и H_2 с учетом их знаков, с округлением значений до десятых долей процента.

Максимальная скидка с тарифа (2 %) достигается при выполнении двух условий:

наличия в сети потребителя конденсаторных установок (КУ) мощностью $Q_k = Q_{\phi 1} - Q_{\phi 2}$;

регулирования КУ таким образом, чтобы соблюдать равенство $Q_{\phi 2} = Q_{\phi 1}$.

Значения $Q_{\phi 1}$ и $Q_{\phi 2}$ задаются предприятию для каждого квартала года. За каждый квартал определяют и значения $Q_{\phi 1}$, $Q_{\phi 2}$ и P_{ϕ} .

Для потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВт·А скидку или надбавку определяют по следующей шкале:

$K, \%$	30	30—50	50—70	70—90	90—110	110—130	130
$H, \%$	+50	+30	+10	0	—5	+10	+50

K — отношение фактической мощности $Q_{к. ф.}$, установленной у потребителя КУ, к экономической мощности $Q_{к. э.}$, задаваемой энергосистемой:

$$K = Q_{к. ф.} 100 / Q_{к. э.} \quad (13.17)$$

Энергоснабжающая организация задает также режим работы КУ в виде графика его включения и отключения в соответствии со сменностью работы предприятия. При несоблюдении потребителем заданного режима работы КУ устанавливают максимальную надбавку к тарифу (50 %) за квартал, в котором отмечено нарушение. При этом скидка или надбавка по приведенной шкале не применяется.

Для контроля за фактическим потреблением реактивной мощности $Q_{\phi 1}$ используют приборы учета, фиксирующие 30-минутный максимум нагрузки потребителя в часы наибольших нагрузок энергосистемы (информационно-измерительные системы ИИСЭ1-48, реактивные счетчики с указателем максимума и т. п.). При отсутствии этих приборов контроль может осуществляться с помощью обычного счетчика реактивной энергии, включаемого контактными часами в часы наибольшей нагрузки энергосистемы. В этом случае значение $Q_{\phi 1}$ определяют по формуле

$$Q_{\phi 1} = K_1 W_{Q1} / (t_1 D), \quad (13.18)$$

где K_1 — коэффициент приведения среднего потребления за время $t_1 D$ к 30-минутному максимуму; W_{Q1} — расход реактивной энер-

гии за период работы счетчика между снятиями показаний; D — продолжительность этого периода, сут; t_1 — время работы счетчика за сутки, ч.

При приведении суточного среднего потребления за время t_1 среднее значение K_1 равно 1,1. При $D > 5$ значение K_1 увеличивается из-за попадания в расчетный период субботних и воскресных дней, являющихся либо нерабочими днями, либо рабочими, но, как правило, со сниженным потреблением электроэнергии по сравнению с обычными рабочими днями. При 7-, 6- и 5-дневной рабочей неделе K_1 принимается равным соответственно 1,2; 1,3; 1,4.

Аналогично осуществляется контроль за значением $Q_{\Phi 2}$. Для этого используют второй счетчик, включаемый контактными часами в периоды наименьших нагрузок системы, например с 22 до 6 ч. Значение $Q_{\Phi 2}$ определяют по формуле

$$Q_{\Phi 2} = W_{Q2} / (t_2 D). \quad (13.19)$$

Для потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВт · А расчетное значение экономической мощности $Q_{к.э.р}$ находят по формуле

$$Q_{к.э.р} = (0,2 + 0,5d_{а.св}) S_{пр} k_3, \quad (13.20)$$

где $d_{а.св}$ — доля установленной мощности асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов в составе низковольтных приемников; $S_{пр}$ — присоединенная мощность потребителя; k_3 — коэффициент загрузки трансформаторов 6—10 кВ.

Значения $Q_{к.э}$ определяют по следующей шкале:

$Q_{к.э.р}$, квар	50	50—120	120—190	190—260	260—380	380
$Q_{к.э}$ квар	0	75	150	225	300	450

В случае, если $Q_{к.э}$ оказывается меньше мощности устройства, установленного в сети потребителя до назначения ему полученного значения, то в качестве $Q_{к.э}$ принимают фактическую мощность устройства.

При существующей тарификации суммарная плата за электроэнергию C_3 (руб.), полученную предприятием от энергоснабжающей организации за расчетный период (квартал), определяется по формуле

$$C_3 = (c_p P_{м.р} + d W_a) (1 \pm H_z / 100), \quad (13.21)$$

где $c_p = c_r / 4$ — плата за 1 кВт максимальной активной мощности предприятия в период максимума энергосистемы за расчетный период, руб/кВт; c_r — годовая плата за 1 кВт максимальной мощности, руб/кВт; $P_{м.р}$ — расчетное значение максимальной мощности предприятия (кВт) при $P_{\Phi} < P_m$ $P_{м.р} = P_m$; при $P_{\Phi} > P_m$ $P_{м.р} = P_{\Phi}$; d — плата за 1 кВт · ч потребленной активной энергии, руб/(кВт · ч); W_a — расход активной энергии предприятием за расчетный период, кВт · ч.

13.7. ЭЛЕКТРОВООРУЖЕННОСТЬ ТРУДА

Электровооруженность труда — это важный показатель использования электрической энергии в промышленности. Он определяется таким образом:

$$\mathcal{E}_T = W/N, \quad (13.22)$$

где $\mathcal{E}_T$ — электровооруженность труда, кВт·ч/(чел·год); W — годовое потребление электроэнергии, кВт·ч, N — среднесписочная численность промышленно-производственного персонала предприятия за тот же отчетный год.

Чем выше электровооруженность труда, тем выше техническая оснащенность предприятия отрасли и степень использования новой техники. Во всех отраслях народного хозяйства этот показатель возрастает ежегодно вследствие углубления электрификации производства за счет электрифицированных и новых процессов и охвата новых областей производства, а также из-за снижения численности производственного персонала ввиду повышения производительности труда.

14. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА КАРЬЕРОВ

14.1. УПРАВЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА

Под эксплуатацией электрохозяйства карьеров понимается комплекс организационных и технических мероприятий, проводимых в обязательном порядке на всех фазах существования электрооборудования и сетей (транспортировка, хранение, подготовка к использованию по назначению, техническое обслуживание во время работы и ремонт). Работу по руководству, управлению (планированию и организации) и эксплуатации электрооборудования и электросетей на карьерах выполняют энергослужба во главе с главным энергетиком карьера и подчиненный ему персонал.

Основная задача энергослужбы карьера — обеспечение надежной, безопасной и экономичной работы электрооборудования и электросетей путем содержания их в рабочем состоянии и сохранения их эксплуатационных характеристик.

Организация и структура энергослужбы на карьере. Для организации управления электрохозяйством карьера элементы управления должны быть сведены в организационные схемы (структуры). При выборе организационных структур управления преследуют следующие цели — обеспечение высокого качества технического обслуживания и личной ответственности персонала за эксплуатационную надежность электроустановок; наибольшее использование рабочего времени персонала, машин и механизмов;

оптимальную загрузку руководителей всех уровней. Квалифицированное выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту достигается специализацией персонала и централизацией управления.

Рациональная организация технического обслуживания и ремонта электрохозяйства предполагает сочетание централизованной и децентрализованной форм ремонта. При централизованной форме все ремонты проводят в специализированных ремонтных подразделениях (цехи, участки, бригады и т. п.). В этом случае в функции электротехнического персонала карьера (участка) входит только обслуживание электроустановок между ремонтами. При децентрализованной форме ремонтный персонал и ремонтные средства рассредоточиваются по участкам. При смешанной форме организации ремонта техническое обслуживание и проведение текущих ремонтов возлагают на энергослужбы участка (карьера), а капитальные и другие крупные ремонты электрооборудования горнотранспортных машин, ЛЭП и других электроустановок осуществляются централизованно специализированными подразделениями. В большинстве случаев в карьерах наиболее целесообразна смешанная форма организации ремонта.

Схемы организации управления электрохозяйством карьера могут быть разделены на две группы. В первой группе одинаковые функции технического обслуживания выполняют электрики технологических (экскаваторных, буровых и др.) участков. Во второй группе (наиболее целесообразно для крупных карьеров) участки специализируются по характеру выполняемых работ (ремонт, оперативно-эксплуатационное обслуживание) и по виду обслуживаемых электроустановок (ЛЭП, электросетевое оборудование горно-технологических машин и др.).

Для проведения плановых и неплановых ремонтов электрооборудования на карьерах создается электроремонтный цех или электроремонтные мастерские, а для выполнения работ в полевых условиях карьеры должны иметь передвижные ремонтные мастерские на пневмоколесном или железнодорожном ходу.

Виды работ по техническому обслуживанию и ремонту и периодичность их проведения. Техническое обслуживание — это комплекс целенаправленных планомерно осуществляемых операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности электрооборудования и электросетей карьера при использовании по назначению, ожиданию, хранению и транспортированию. Система технического обслуживания и ремонта основана на принципах плановости. Наиболее важная часть этой системы — планово-предупредительные ремонты (ППР), которые имеют целью увеличить долговечность, предупредить аварии, обеспечить работоспособность электрооборудования и предусматривают плановые и неплановые (внеочередные) проверки, ремонты и замену дефектных элементов.

К организации ППР предъявляются следующие основные требования: при техническом обслуживании и ремонтах электрообо-

1
1
рудования персонал должен знать и строго соблюдать нормативные документы и заводские инструкции; техническое обслуживание и ремонт должны выполняться строго по утвержденному графику в соответствии с установленной периодичностью, перенос сроков плановых ремонтов может быть произведен в виде исключения по письменному распоряжению должностного лица, утвердившего график ремонта; к ремонту должен привлекаться производственно-технический персонал; в качестве основных организационных форм ремонта электрооборудования следует применять внутрикарьерную и внешнюю централизацию.

В состав ППР входят: техническое обслуживание, профилактические испытания, плановые ремонты, модернизация.

Техническое обслуживание между ремонтами предусматривает ежесменный, ежемесячный, сезонный технические осмотры и наблюдение за состоянием электрооборудования и выполнением правил технической эксплуатации. В состав этого обслуживания входят работы профилактического характера: надзор, контроль, внешний осмотр, чистка и смазка оборудования, проверка, регулирование и мелкий ремонт, опробование, электрические измерения параметров электрооборудования и аппаратуры. Осмотры между плановыми ремонтами производят по графику.

Профилактические испытания электрооборудования — один из важных видов эксплуатационного надзора за электроустановками. Испытания позволяют выявить дефекты, проводят их в плановом порядке. Вновь вводимое электрооборудование проходит приемосдаточные испытания, после которых делают заключение о его пригодности в работе.

ППР предусматривают два вида плановых ремонтов: текущий и капитальный. Задачи текущего ремонта — поддержание электрооборудования в работоспособном состоянии до очередного текущего или капитального ремонта. Он сводится в основном к ревизии и чистке оборудования, ремонту и замене небольшого числа отдельных деталей, регулированию аппаратов, их испытанию. Более сложный вид текущего ремонта электрооборудования предусматривает частичную разработку электрических машин, аппаратов или замену изношенных деталей, регулирование аппарата или установку после ремонта и испытание их под нагрузкой. Капитальный ремонт электрооборудования охватывает как работы текущего ремонта разной степени сложности, так и мероприятия, связанные с заменой или ремонтом всех узлов и деталей.

Модернизация — приведение электрооборудования и сетей в соответствие с современными требованиями и улучшение их технических характеристик внедрением частичных изменений и усовершенствований в их схемы и конструкции. Модернизация планируется, как правило, при производстве очередных капитальных ремонтов и финансируется за их счет.

Важнейшая задача технического обслуживания электрооборудования — его планирование. Для решения этой задачи должна

быть установлена стратегия технического обслуживания, под которой понимается порядок выполнения тех или иных операций, связанных с эксплуатацией электроустановок. Существуют три стратегии технического обслуживания электрооборудования: 1) ремонты производятся только в моменты, когда появляются отказы; 2) ремонты производятся через определенные, заранее установленные моменты времени независимо от срока службы используемых элементов; 3) ремонты производятся в моменты времени, когда работоспособность элемента по прогнозируемому параметру достигает допустимого предела.

В одних случаях в качестве прогнозируемого параметра используют время эксплуатации электрооборудования, в других — его техническое состояние.

Стратегия ППР имеет следующие результирующие характеристики: число предупредительных ремонтов, сроки службы элементов, вероятность безотказной работы за требуемое время, затраты денежных средств, трудовых и материальных ресурсов на техническое обслуживание и ликвидацию отказов. Оптимальный интервал между плановыми ремонтами выбирается на основе экономико-математической модели по одному из двух критериев оптимальности: минимуму суммы приведенных затрат на плановые ремонты, обслуживание и эксплуатационные расходы, а также ущерб от простоев электрооборудования при достижении определенной степени надежности; заданной (нормированной) вероятности безотказной работы за требуемое время (коэффициенту готовности).

В настоящее время в карьерах используется система ремонтов электрооборудования и сетей с учетом их срока службы и безотказности, при этом периодичность может приниматься по нижнему значению средней наработки на отказ.

При предупредительных ремонтах по наработке, если отказы возникают из-за износа (старения) и имеют возрастающую во времени интенсивность, а проверки состояния неэффективны или требуют разборки оборудования, то его техническое обслуживание организуют таким образом; с периодичностью T единиц времени (циклов) работы производят планово-предупредительные ремонты; если происходит отказ, то производят аварийный ремонт.

Один из кардинальных показателей системы ППР — это ремонтный цикл. Ремонтный цикл — наименьшие повторяющиеся интервалы времени или наработка изделия, в течение которых выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической документации все установленные виды ремонта.

Структура ремонтного цикла определяет последовательность выполнения различных видов ремонта и работ по техническому обслуживанию в пределах одного ремонтного цикла. В структуре длительности ремонтного цикла виды ремонта (текущий и капитальный) обозначают буквами Т и К.

При техническом обслуживании и ремонтах электрооборудования важное значение имеет диагностирование. Основная задача диагностирования состоит в получении достоверной информации о техническом состоянии электрооборудования без разборки. Для этого производится контроль и проверка состояния (исправности), которые осуществляются, как правило, без нарушения нормальной работы контролируемых элементов, устройств или систем. Существуют два основных метода контроля неисправности — непрерывный и периодический (дискретный).

Научно-техническую базу управления ремонтами электрооборудования составляют единые нормативные документы, позволяющие определять трудоемкость, потребность в материалах и запасных частях, технически обоснованный ремонтный цикл в зависимости от конструктивного исполнения электрооборудования, режима его работы и условий окружающей среды. Одной из предпосылок повышения технического уровня эксплуатации электрооборудования является более широкое внедрение автоматизированных систем управления ремонтом (АСУ ремонт) с использованием ЭВМ.

Техническая документация по эксплуатации электрохозяйства. Устройство и эксплуатация электрооборудования и электросетей карьеров должны производиться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов: межотраслевых — Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [11], Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ), Правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках; отраслевых, в которых уточнены и конкретизированы применительно к электроустановкам карьеров отдельные положения — Единых правил безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом (ЕПБ); Инструкции по безопасной эксплуатации электрооборудования и электросетей на карьерах [4], Нормативов безопасности при эксплуатации электрооборудования на угольных разрезах, Нормативов по защите электроустановок открытых горных разработок от атмосферных перенапряжений; государственных и отраслевых стандартов, заводских, а также соответствующих местных инструкций.

Для выполнения электротехническим персоналом работ по эксплуатации разрабатываются должностные и эксплуатационные инструкции, которые утверждаются и выдаются персоналу под расписку. Все нарушения нормального режима работы электроустановок карьера должны квалифицироваться как авария или брак в работе и расследоваться в порядке, установленном специальной инструкцией.

Для должного ведения эксплуатации электрохозяйства карьера отдел (бюро) главного энергетика или главный энергетик карьера должны иметь соответствующую техническую документацию: однолинейные схемы электроснабжения; схемы тяговой и

подземной кабельной сетей, схему электроснабжения карьера, нанесенную на совмещенный план горных работ; паспортные карты или журналы с описью электрооборудования; комплект исполнительных схем управления горнотранспортными машинами: чертежи электрооборудования и запчастей; комплект инструкций по монтажу, наладке и эксплуатации электроустановок; графики технического обслуживания электрооборудования горно-технологических машин, электросетевых устройств, ВЛ и КЛ; электрических машин; плановых проверок релейной защиты; устройств защитного отключения, сезонной наладки электроприводов; комплект должностных инструкций для каждой профессии. Результаты технического обслуживания регистрируются в паспортных картах или журналах описи.

14.2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ КАРЬЕРНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

На основе нормативных документов, осмотров и испытаний на карьере составляются графики технического обслуживания электрифицированного горнотранспортного оборудования (экскаваторы, буровые станки и др.), электросетевых устройств (ПКТП, ППП, ПРП), воздушных и кабельных ЛЭП, электрических машин, плановых проверок релейной защиты, устройств защитного отключения, сезонной наладки электроприводов, профилактических испытаний.

Все электрооборудование готовится для ввода в эксплуатацию. Для этого составляется график, в котором подробно указываются все операции по этапам подачи напряжения. В графике предусматриваются меры безопасности для персонала и оборудования.

Все вновь вводимое в эксплуатацию электрооборудование карьеров подвергается приемо-сдаточным испытаниям, которые предусматривают проведение ревизии и наладки.

Ввод в эксплуатацию электрооборудования отдельной электроустановки или системы методически целесообразно производить в четыре основных этапа: предварительные, проверочные и рабочие испытания, собственно ввод в эксплуатацию.

Рассмотрим эксплуатацию отдельных видов электрооборудования и электросетей на открытых горных разработках.

Карьерные воздушные линии электропередачи. Техническое обслуживание ВЛ заключается в осмотрах (проверках) и профилактических измерениях.

Осмотр состояния передвижных внутрикарьерных ВЛ производится: лицами сменного горного надзора горных участков — ежесменно; энергетиками и начальниками (помощниками начальников) горных участков в пределах границ участков — еженедельно; главными энергетиком и инженером карьера или их заместителями — ежемесячно (выборочно). Результаты осмотра заносятся в соответствующие журналы. Внеочередные осмотры ВЛ производятся в случае гололеда, сильных ветров, после отключения

линии от действия защиты, после производства взрывных работ и после грозы.

Профилактические измерения и проверки на линиях проводят: ежемесячно — проверку и подтяжку болтовых соединений; ежегодно — проверку наличия и степени загнивания деревянных и ржавления металлических деталей опор; после каждой передвижки опор на новое место — проверку заземления, размеров от проводов до земли, тяжения в оттяжках опор; после каждой передвижки, но не реже 1 раза в год — проверку наличия и ширины раскрытия трещин в бетоне железобетонных оснований опор и визуальный осмотр изоляторов.

Для снижения трудоемкости линейных работ передвижные ВЛ эксплуатируются с помощью средств механизации: специально оборудованных механизмов на базе тракторов (бульдозеров) и автосамосвалов (навесного бурильно-кранового оборудования и опоровозов для переноски и перевозки передвижных опор вместе с основаниями и установки опор и др.); автокранов; телескопических вышек, смонтированных на тракторах или автомобилях; гидродъемников и др. Число средств механизации линейных работ определяется нормативами (один линейно-монтажный механизм на пять экскаваторов или на один горнотранспортный комплекс).

Кабельные линии с гибкими резиновыми кабелями. Проверка технического состояния гибкого кабеля предусматривает осмотры и измерения. Осмотры кабелей, питающих передвижные электроприемники, производятся машинистами (помощниками машинистов) горнотранспортных машин, буровых станков и других машин — ежемесячно; электротехническим персоналом под руководством энергетика участка — ежемесячно; главным энергетиком карьера — не реже 1 раза в 3 мес. — выборочно.

Проверка целостности токопроводящих, заземляющих, вспомогательных жил и экранирующих оплеток, измерение сопротивления изоляции жил и испытание изоляции повышенным напряжением проводятся 2 раза в год перед весенним и осенним периодами.

Целостность указанных элементов кабеля проверяется прозвонкой контуров, состоящих из названных элементов. Сопротивление изоляции токопроводящих жил измеряется в течение 1 мин мегомметром на напряжение 2500 В, присоединяемым поочередно к каждой из жил и остальным элементам, соединенным вместе. Электрическое сопротивление изоляции основных жил на 1 км длины при $t=20^\circ\text{C}$ должно быть не менее 50 Мом, в период эксплуатации — не ниже 20 МОм. Изоляция силовых жил кабеля испытывается выпрямленным напряжением постоянного тока, равным $2U_{\text{ном}}$, в течение 5 мин или импульсным напряжением, равным $3U_{\text{ном}}$. Испытательное напряжение подается поочередно к каждой из жил и остальным элементам, которые должны быть соединены вместе и заземлены.

На карьерах, имеющих в постоянной эксплуатации свыше

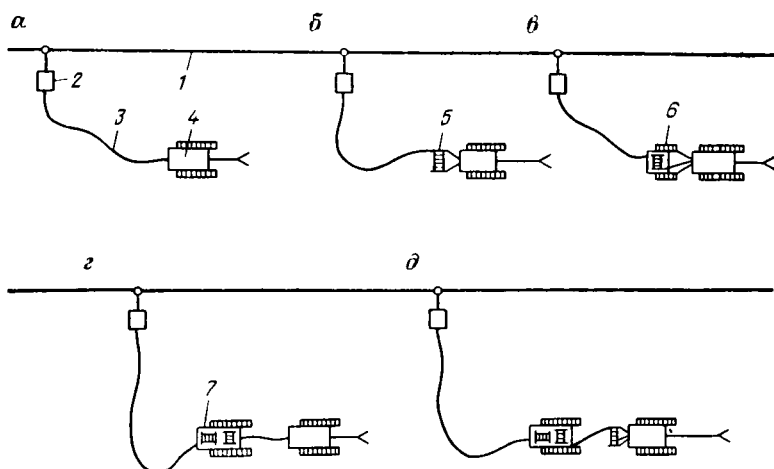


Рис. 14.1. Принципиальные схемы подвода электроэнергии к горнотранспортным машинам:

а — без кабельного барабана; *б* — с кабельным барабаном навесного типа; *в* — то же, прицепного типа; *г* — то же, самоходного типа; *д* — то же, самоходного и навесного типов; 1 — карьерная сеть; 2 — подключательный пункт; 3 — гибкий кабель; 4 — горнотранспортная машина; 5, 6, 7 — соответственно навесной, прицепной и самоходный кабельный барабан

1 км гибких резиновых кабелей на напряжение выше 1000 В, организуются специализированные мастерские для ремонта кабелей.

Для снижения трудоемкости и увеличения срока службы гибких кабелей при эксплуатации на карьерах должна предусматриваться механизация их перемещения (транспортирование и перекладки). В зависимости от назначения и способа применения средства для механизации работ в кабельных сетях разделяют на три группы: 1) средства для раскладки кабелей на призабойном участке; 2) средства, улучшающие условия транспортирования (доставки) кабеля с участка на участок; 3) кабельные барабаны и передвижки.

Для полной механизации всех процессов перемещения кабелей и возможности их выполнять самостоятельно при автоматизированном дистанционном управлении применяются кабельные барабаны и передвижки, которые подбирают на барабан с почвы и раскладывают затем по мере перемещения горнотранспортных машин.

По взаимодействию с обслуживаемым оборудованием кабельные барабаны разделяют на три группы: навесные, прицепные и самоходные. Принципиальные схемы подвода электроэнергии к передвижным горно-технологическим машинам представлены на рис. 14.1, на котором показаны представители всех трех групп кабельных барабанов.

Навесные кабельные барабаны предназначены для смотки и наматки кабеля при продвижении горно-технологического оборудо-

дования. Они не имеют самостоятельной ходовой части, поэтому встраиваются в горно-технологические машины (непосредственно на платформах) либо устанавливаются на машинах с помощью дополнительных рам консольного или portalного типа. Навесные кабельные барабаны имеют наиболее простую конструкцию и состоят из барабана с приводом и вспомогательных механизмов.

Прицепные кабельные барабаны, кроме указанных выше узлов, оснащены железнодорожным или пневмоколесным ходом. Жесткой сцепкой их присоединяют к горно-технологической машине, вместе с которой они передвигаются.

Самоходные кабельные барабаны (передвижчики) имеют ходовую часть, как правило, гусеничную или пневмоколесную, оснащенную ходовыми двигателями, и поэтому представляют собой самоходные установки. Они механизуют перемещение (плавную раскладку, перекладку, намотку, подборку и транспортирование) гибких кабелей и имеют два независимых барабана различной вместимости. Кабелем с главного (большого) магистрального барабана передвижчики подключаются к распределительной сети, а кабелем со второго вспомогательного (малого) призабойного барабана передают электроэнергию горно-технологической машине. Самоходная установка обычно имеет два источника питания: от сети (параллельно обслуживаемому оборудованию) и от автономного дизель-генератора, который позволяет все необходимые операции, связанные с перемещением кабелей, выполнять самостоятельно независимо от обслуживаемого горно-технологического оборудования или вспомогательных транспортных средств.

Электросетевые устройства (ПКТП, ПП, КРП, секционирующие устройства для ВЛ). Техническое обслуживание ПП предусматривает: ежемелный наружный осмотр (без отключения от сети) машинистом горнотранспортной машины; ежемелный осмотр электротехническим персоналом под руководством энергетика участка; текущий ремонт 1 раз в 2 мес, капитальный ремонт 1 раз в 2 года для ПП с масляным выключателем, 1 раз в 3 года — для ПП без выключателя и 1 раз в 5 лет — для ПП с вакуумным выключателем.

Техническое обслуживание других электросетевых устройств предусматривает своевременное (по графику) проведение осмотров, измерений, испытаний, текущих и капитальных ремонтов аналогично указанному для ПП с учетом специфики оборудования. Так, в техническом обслуживании КТП предусматриваются очистка от пыли и грязи изоляторов трансформатора, устранение течи, доливка или замена трансформаторного масла, отбор проб для испытаний. Капитальный ремонт оборудования КТП и КРП производится не реже 1 раза в год.

С целью сокращения простоя горнотранспортных машин, связанного с ремонтами электрооборудования электросетевых устройств, на каждом карьере создается неснижаемый запас не менее двух ПП и КТП соответственно на каждые 10 ПП и КТП.

Неснижаемый резерв аппаратуры релейной защиты, автоматов, предохранителей предусматривается не менее 10 %.

Электрические аппараты. Внешний осмотр станций управления, пультов и шкафов горнотранспортных машин без снятия напряжения производится машинистом или электриком не реже 1 раза в смену. При осмотре особое внимание обращается на чистоту и состояние контактов пускорегулирующей аппаратуры и проводки. В объем текущего ремонта шкафов и панелей управления входят: наружный осмотр и протирка шкафа, панели и аппаратуры; проверка наличия видимых повреждений электрической аппаратуры и электропроводки и их устранение; зачистка рабочих контактов, частичная замена изношенных деталей аппаратов (контактов, пружин и др.).

Для электрических машин и аппаратов открытых горных работ предусматривается неснижаемый резерв в соответствии с действующими отраслевыми нормативами, но не менее 10 % от оборудования, находящегося в эксплуатации.

Релейная защита. Проверка и контрольная наладка электро-техническим персоналом защиты от однофазных замыканий на землю проводятся не реже 1 раза в 6 мес, защиты от многофазных замыканий — не реже 1 раза в год. Лабораторная проверка аппаратуры защиты от утечек проводится 2 раза в год. Для периодической проверки исправности защиты рекомендуется предусматривать устройство, имитирующее режим однофазного замыкания в защищаемом присоединении. Исправность реле утечки на КТП и горнотранспортных машинах проверяется перед началом смены путем искусственного соединения фазы сети с дополнительным заземлением через проверочное сопротивление, равное уставке защиты.

Защита от перенапряжений. Перед вводом в эксплуатацию и в процессе эксплуатации средства защиты подвергаются периодическим и внеочередным осмотрам и испытаниям. Внеочередные осмотры разрядников проводят при отключении линии во время грозы и при срабатывании разрядника. При периодических и внеочередных осмотрах вентильных разрядников обращают внимание на чистоту и целостность фарфоровых покрышек, заземляющих спусков и т. п. Испытание вентильных разрядников проводят в следующих объемах и в сроки: измерение сопротивления элементов разрядника мегомметром на 2500 В — непосредственно после монтажа, капитального ремонта и периодически; разрядников, отключаемых на зимний период, — перед включением в сеть; разрядников, не отключаемых на зимний период, — 1 раз в 3 года; измерение токов проводимости (утечки) разрядников при приложении повышенного выпрямленного напряжения — непосредственно после монтажа, капитального ремонта и периодически 1 раз в 3 года; измерение пробивного напряжения промышленной частоты — 1 раз в 6 лет. Испытание ограничителя перенапряжений производят периодическим измерением тока проводимости под рабочим напряжением.

14.3. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРЬЕРНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Организация безопасного обслуживания электроустановок карьеров включает в себя требования к их устройству и персоналу, организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Требования безопасности к устройству электроустановок. Для передвижных КТП и распределительных устройств (ПП, КРП, секционирующие устройства для ВЛ) напряжением до и выше 1000 В, предназначенных для эксплуатации в условиях открытых горных разработок, обязательно выполнение следующих требований: надежное ограждение токоведущих частей, нормально находящихся под напряжением; наличие механических блокирующих устройств, препятствующих ошибочным операциям с разъединителем и выключателем, а также доступу персонала к токоведущим частям при включенном разъединителе; надежное фиксирование приводов разъединителя и выключателя во включенном и выключенном положениях (невозможность самопроизвольного включения и отключения); наличие механических указателей положения привода («Включено», «Отключено»), отчетливо видимых персоналу, и надписей, указывающих положение привода разъединителя; наличие отметок на токоведущих частях, указывающих места наложения переносных заземлений.

Воздушные вводы ПП, имеющие расстояние от верхней кромки изолятора до поверхности земли менее 2,9 м, должны быть оборудованы сетчатыми ограждениями. Расстояние от неогражденных линейных выводов на напряжение 6—10 кВ из ПП и КТП до земли при отсутствии проезда для транспорта под вводами должно быть не менее 4,5 м; от воздушных вводов (выводов) напряжением 0,4 кВ — не менее 3,5 м.

Все двери РУ и КТП должны иметь надежные запирающие устройства. Ключи от запирающих устройств ПП не должны подходить к запирающим устройствам КТП. Ключи от запирающих устройств со стороны высшего напряжения КТП не должны подходить к запирающим устройствам со стороны низшего напряжения.

На внешней стороне корпусов, на дверцах РУ и КТП должны быть сделаны четкие надписи, предупреждающие об опасности поражения электрическим током, указывающие наименование оборудования, находящегося за дверцами, инвентарный номер установки, и приведено изображение схемы электрических соединений ячейки. Все коммутационные аппараты должны быть снабжены надписями, указывающими включаемый объект.

КТП и ПП должны устанавливаться на расстоянии не более 10 м от опоры, к которой они подключены.

Расстояние между передвижными опорами воздушной линии (ВЛ) электропередачи определяют расчетом, но оно не должно

превышать 50 м. При устройстве поперечных линий (спуск с уступа) расстояние между опорами определяют по проекции линии на горизонтальную плоскость, которая не должна превышать 40 м.

На передвижных опорах запрещается совместная подвеска проводов ВЛ напряжением выше и до 1000 В. Расстояние между фазным и заземляющими проводами должно соответствовать расстояниям для фазных проводов данного класса напряжения. Заземляющий провод подвешивается на опорах ниже фазных проводов посредством крючьев без изоляторов. Расстояние по вертикали от нижнего фазного провода до заземляющего проводника должно быть не менее 1,5 м. Монтаж провода и подъем на опору разрешаются после установки опоры на место и обеспечения ее устойчивости. Запрещается размещение на трассе ВЛ штабелей полезного ископаемого, отвалов породы, а также складирование различных материалов.

Гибкий кабель, питающий передвижные карьерные электроустановки, должен прокладываться так, чтобы исключалась возможность его примерзания, ударов и раздавливания кусками горной массы, наезда на него транспортных средств. В местах пересечения с железнодорожными путями и автодорогами кабель должен быть защищен от повреждений прокладкой его в трубах, коробах, желобах и др. Размеры защитных устройств должны превышать ширину железнодорожных путей или дорог не менее чем на 2 м в каждую сторону. Кабели, находящиеся в зоне взрывных работ, должны быть перемещены на время взрыва в безопасное место или защищены от повреждений при взрыве горной массы. На обводненных участках кабель должен быть поднят на козлы, расстояние между которыми не более 10 м, и располагаться над поверхностью воды на высоте не менее 0,3 м.

На электрических аппаратах (выключателях, контакторах, магнитных пускателях, органах оперативного управления или в непосредственной близости от них), на лицевой стороне пультов, щитов, панелей должна быть четкая надпись, указывающая на включаемую машину, механизм, аппаратуру, режим работы и т. д. Ящики сопротивлений, реостаты, магнитные пускатели и другая аппаратура должны надежно закрепляться.

Общая часть заземления стационарных и передвижных машин и механизмов осуществляется путем непрерывного электрического соединения между собой заземляющих проводников и заземляющих жил кабелей. В качестве магистральных и заземляющих проводников, прокладываемых на опорах, могут использоваться стальные и алюминиевые многопроволочные провода сечением не менее 35 мм², а также стальная канатка диаметром не менее 6 мм. В распределительных сетях, выполненных гибким кабелем, допускается использовать в качестве магистрального заземляющего проводника заземляющую жилу кабеля. При этом рекомендуется контролировать целостность заземляющей жилы кабеля автоматическим устройством.

В местах пересечения железных и автомобильных дорог заземляющий провод подвешивается таким образом, чтобы исключить его обрыв движущимся транспортом. Если это выполнить невозможно, то осуществляется подземный переход. Магистральный заземляющий провод прокладывают в защитной трубе, а спуски по опорам на высоте 1,8 м защищают от механических повреждений.

Осветительные установки должны иметь блокировочные устройства, препятствующие их отключению при открытых дверях пусковых систем. На лицевой стороне двери должен быть нанесен знак высокого напряжения, на внутренней стороне двери — принципиальная схема пускового устройства.

Требования к персоналу. К работе в электроустановках карьера допускаются лица, специально обученные и выдержавшие экзамен в объеме, предусмотренном для занимаемой должности.

Эксплуатацию электроустановок карьеров проводит электротехнический персонал, который подразделяют на оперативный, оперативно-ремонтный и ремонтный.

К оперативному персоналу относятся дежурные подстанций и РУ, имеющие соответствующую квалификационную группу по технике безопасности не ниже III.

К оперативно-ремонтному персоналу относятся: электротехнический персонал на электрифицированных горнотехнических машинах, входящий в состав экипажей этих машин; машинисты и помощники машинистов горнотранспортных машин и установок, имеющие квалификационную группу, регламентируемую ЕПБ (IV — машинисты экскаваторов, III — их помощники и машинисты буровых станков, II — их помощники). Лица, входящие в состав экипажа и непосредственно не связанные с обслуживанием электроустановок машин (слесари, мотористы, электросварщики, практиканты институтов, техникумов и училищ и т. п.) должны иметь квалификационную группу не ниже II; электротехнический персонал горных участков, ведущий обслуживание и ремонт электроустановок участка; дежурные электрики и энергетики смен.

К ремонтному персоналу относится электротехнический персонал карьера, выполняющий только ремонт (монтаж, наладку и испытание) электроустановок.

Для обеспечения безопасного обслуживания электроустановок должны быть выполнены организационные и технические мероприятия. Для обеспечения общих условий безопасности при ремонтах электрооборудования создается порядок организации работ (ПОР). Для организации безопасного обслуживания электроустановок карьеров в отделе (бюро) главного энергетика карьера должна быть соответствующая документация: журнал проверки знаний Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей [10] и инструкций для персонала; списки лиц, имеющих право выдачи нарядов (распоряжений) на производство работ в электроустановках; списки лиц,

назначенных распоряжением ответственными руководителями, производителями работ по нарядам (распоряжениям) и наблюдающими; списки лиц, имеющих право единоличного осмотра электроустановок; журналы учета и содержания защитных средств; протоколы измерений освещенности рабочих мест, территории карьера и отвалов. Необходимо также вести журналы — оперативный; телефонограмм, заявок и изменений схем электрооборудования; распоряжений; ежеквартального инструктажа персонала энергослужбы и учета бланков нарядов на производство работ в электроустановках и на ВЛ.

Работу в электроустановках выполняют по письменному наряду, устному распоряжению и в порядке текущей эксплуатации. Наряд — это письменное распоряжение на работу в электроустановках, определяющее место, время начала и окончания работы, условия ее безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работ. Бланки нарядов должны нумероваться, регистрироваться и храниться, периодически они контролируются главным энергетиком карьера. Право выдачи нарядов предоставляется лицам электротехнического персонала, имеющим квалификационную группу V в установках напряжением выше 1000 В и группу IV — в установках напряжением до 1000 В, уполномоченным на это распоряжением лица, ответственного за электрохозяйство.

По наряду выполняются работы: в электроустановках на ЛЭП напряжением выше 1000 В; на ВЛ при подъеме на опору выше 2 м, а также работы, связанные с подъемом на ПП, КТП и другие электроустановки; при ремонте гибких кабелей на месте их прокладки, наладка релейной защиты и испытание повышенным напряжением электрооборудования.

По устному распоряжению с записью в оперативном журнале в электроустановках напряжением выше 1000 В разрешается производить работы: с частичным снятием напряжения — мелкий ремонт стоящих отдельно или установленных на горнотранспортных машинах ПП (замена или долив масла, ремонт привода ВМ), подключение и отключение кабелей в ПП, замену предохранителей, замену и зачистку контактов контакторов в КТП, наладку электропривода, а также отыскание и установление неисправностей в силовых цепях и цепях управления.

При этом с полным снятием напряжения выполняют замену, разделку, присоединение и отсоединение питающего кабеля, замену изоляторов в вводных коробках и кольцевых токоприемниках экскаваторов и т. п.

Организационные и технические мероприятия при производстве работ на контактной сети выполняются в соответствии с ПТБ при эксплуатации контактной сети переменного (постоянного) тока электрифицированных дорог. Техническое обслуживание и ремонт контактной сети также производится электротехническим персоналом: оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным.

Обслуживающий электротехнический персонал должен быть обеспечен соответствующими защитными средствами (указатели напряжения, диэлектрические перчатки, боты, изолирующие штанги, защитные очки, переносные заземления, которые периодически следует испытывать и перед использованием проверять). Ответственность за своевременное испытание защитных средств и за их замену несет энергетик участка. На каждом карьере должен быть неснижаемый запас защитных средств в соответствии с ПТЭ и ПТБ электроустановок потребителей: не менее двух полных комплектов по нормативам на каждые 10 горнотранспортных машин, не менее 20 % нормируемого перечня для всего карьера.

Осмотр КРП без постоянного дежурства проводится при полном снятии напряжения не менее чем двумя лицами электротехнического персонала, одно из которых должно иметь квалификационную группу не ниже IV, а остальные — не ниже III по распоряжению с записью в оперативном журнале.

Работы вблизи действующих ЛЭП проводят по наряду, вдали от действующих ЛЭП — по распоряжению.

Работы по ремонту и перестройке действующих передвижных внутрикарьерных ЛЭП, а также монтаж и подключение новых линий к источнику питания выполняются по наряду. Бригады, ведущие ремонт передвижных ВЛ, должны быть обеспечены защитными средствами (предохранительные пояса с карабином, диэлектрические перчатки, указатели напряжения, оперативные штанги и штанги для наложения заземления).

Все работы в кабельных линиях (ремонт, соединение, испытание повышенным напряжением, подключение, отключение) проводятся электротехническим персоналом соответствующей квалификации. Проведение работ на кабеле в условиях карьера допускается только после отсоединения его в приключательном пункте и разрядки от остаточных зарядов путем наложения переносного заземления. При подготовке гибкого кабеля к испытанию необходимо выполнить указанные выше работы, а также установить предупредительные плакаты «Стоять!», «Высокое напряжение!» и выставить контрольные посты вдоль трассы кабеля. Испытание гибких кабелей 6—10 кВ повышенным напряжением проводят специально обученные лица, одно из которых должно иметь квалификационную группу не ниже IV. При периодических испытаниях кабеля напряжением до 1000 В с помощью мегомметра работы могут выполняться одним обученным лицом с квалификационной группой III.

Наладку релейной защиты и испытание повышенным напряжением электрооборудования подстанций, распределителей, приключательных пунктов, КТП производят по наряду. Наладка электропривода электрифицированных машин, а также обнаружение и устранение неисправностей в силовых цепях и в цепях управления проводятся не менее чем двумя лицами (один с группой не ниже IV, остальные — не ниже III) по устному распоряжению или в порядке текущей эксплуатации с записью в опера-

тивном журнале. Измерение сопротивления заземляющих устройств передвижных электроустановок открытых горных разработок в процессе эксплуатации выполняют специально выделенные лица 1 раз в 1 мес и при каждом переключении.

Обслуживание осветительных установок с пусковыми устройствами (ксеноновые лампы и т. п.) проводится по наряду не менее чем двумя лицами, одно из которых должно иметь квалификационную группу не ниже IV, другое — не ниже III. При пробных включениях и запуске осветительных установок в работу обслуживающему персоналу запрещается находиться на монтажной вышке. Наблюдение за процессом необходимо производить с земли. Контроль освещенности рабочих мест в карьере с помощью люксметра осуществляется не реже 1 раза в год.

Для обеспечения безопасности людей во время грозы запрещается выполнение работ в любых сетях и на электрооборудовании. Работа горнотранспортных машин во время грозы разрешается при наличии защиты от атмосферных перенапряжений. При отсутствии защиты передвижные электроустановки должны быть отключены.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белых Б. П., Заславец Б. И. Распределительные электрические сети рудных карьеров. М., Недра, 1978.
2. Бухтояров В. Ф. О природе электротравматизма на разрезах. — Уголь, 1984, № 8, с. 45.
3. Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом. М., Недра, 1977.
4. Инструкция по безопасной эксплуатации электрооборудования и электросетей на карьерах. М., Недра, 1983.
5. Инструкция по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик (ВСН 12.25.003—80). М., Минуглепром СССР, 1981.
6. Маврицын А. М., Петров О. А. Электроснабжение угольных разрезов. М., Недра, 1977.
7. Освещение открытых пространств/Н. В. Волоцкой, М. С. Дадимов, Л. Д. Николаева и др. Л., Энергониздат, 1981.
8. Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах. М., Недра, 1973.
9. Правила пользования электрической и тепловой энергией. М., Энергоиздат, 1982.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., Энергоатомиздат, 1986.
11. Правила устройства электроустановок. М., Энергоатомиздат, 1985.
12. Самойлович И. С. Защита от перенапряжений мобильных электроустановок карьеров. М., Недра, 1980.
13. Серов В. И., Щуцкий В. И., Ягудаев Б. М. Методы и средства борьбы с замыканиями на землю в высоковольтных системах горных предприятий. М., Наука, 1985.
14. Федоров А. А., Каменева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., Энергоатомиздат, 1984.
15. Шукин Б. Д., Лыков Ю. Ф. Применение ЭВМ для проектирования систем электроснабжения. М., Энергониздат, 1982.
16. Электробезопасность в горнодобывающей промышленности/Л. В. Гладили, В. И. Щуцкий, Ю. Г. Бацсжев, Н. И. Чесботасв. М., Недра, 1977.
17. Электробезопасность на открытых горных работах. Под общей ред. В. И. Щуцкого. М., Недра, 1983.
18. Электрооборудование и электроснабжение горнорудных предприятий. Под общей ред. В. С. Виноградова. М., Недра, 1983.
19. Электроснабжение железорудных горно-обогатительных комплексов. Под общей ред. В. И. Щуцкого. М., Недра, 1978.
20. Электротехнический справочник. Изд. 6-е, перераб. и доп. Под общей ред. Герасимова В. Г., Грудинского П. Г. М., 1980—82.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Автоматическая компенсация емкости 27, 30
— частотная разгрузка (АЧР) 210
Автоматическое включение резервного питания (АВР) 202
— повторное включение (АПВ) 207
— включение присоединенной мощности конденсаторных установок 211
Активная слагающая потери напряжения 274
Атмосферное перенапряжение 194
Батарея конденсаторная 295
Барабан кабельный 318
Безотказность 222
Ввод глубокий 12, 14
Вероятность безотказной работы 223
Взрывозащита 112
Взрывоопасная атмосфера 111
Внешнее электроснабжение 12, 13
Внутреннее электроснабжение 99
Воздушная линия 99, 268
Выбор компенсирующих устройств 294
Выключатель автоматический 165
— быстродействующий 165
— вакуумный 90
— масляный 87, 90
— нагрузки 245
— электромагнитный 166
Главная понизительная подстанция 14, 15, 84
Главный преобразовательный агрегат 124
Двигатель асинхронный 124
— синхронный 124
Дополнительная оплата 307
Емкость сети 27
Естественное заземление 58
Жила заземления 56
Заземление защитное 49
— передвижных электроприемников 51
Заземлитель главный 51
Защита от замыкания на землю 184
— от перенапряжений 194
— программная 218
Заявленная мощность 307
Измерение электроэнергии 306
Исполнение электрооборудования 112
— рудничное нормальное 112
— взрывобезопасное 112
— искробезопасное 112
Искусственный заземлитель 51
Кабели бронированные 269
— гибкие 269
Кабелеукладчик 160, 318
Картограмма нагрузок 262
Колебание напряжения 199
Компенсация реактивной мощности 294
— емкостных токов 190
Конденсаторы 295
Контроль изоляции 34
Короткозамыкатель 88
Коэффициент использования светового потока 75
— запаса 73, 78
— максимума 258
— мощности 260, 291
— перегрузки трансформатора 265
— полноты замыкания 185
— участия в максимуме 261
— усиления 68
Кратность пускового тока 276
Лампы накаливания 60
— люминесцентные 61
— дуговые ртутные 62
— ксеноновые 64
— натриевые 65
Линия воздушная 99, 227, 267
— магистральная 278
— питающая 171
— отсасывающая 171
Метод точечный 72
— коэффициента использования 75
Молниеотвод 195
Мост транспортно-отвальный 136
Надежность электроснабжения 221, 252
Напряжение прикосновения 50
— шага 51
Независимый источник питания 9
Нейтраль заземленная 25
— изолированная 24
Номинальная установленная мощность 266
Нормирование расхода электроэнергии 303
Обслуживание техническое 312
Ограничитель нелинейный 199
Опасность электрического тока 19
Опоры линий электропередач 100
Оплачиваемый максимум 310
Организация ремонта 312

Освещение 59
Освещенность 73
Основная ставка 307
Отделители 85
Отклонение напряжения 199
Отключение защитное 39
Перенапряжение атмосферное 194
— внутреннее 195
Пиковая нагрузка 276
Периодичность ремонта 314
Предохранители стреляющие 85
Провод алюминиевый 267
— сталеалюминиевый 267
— стальной 53
— контактный 170, 180
Приключательный пункт 95, 232
Программирование линейное 280
— нелинейное 281
— динамическое 281
Прожекторы 68
Подстанция передвижная 90, 232
— тяговая 164, 167
Получасовой максимум нагрузки 265
Потери мощности 292
— напряжения 275
Промежуточная опора 101
Профилактическое испытание 317
Радialная схема питания 103
Разъединитель 88, 91
Разрядник вентильный 195, 198
— трубчатый 195
Распределительное устройство 99, 120
Расход электроэнергии 310
Расчет электрических нагрузок 256
— сетей 271
— — воздушных 278
— — кабельных 273, 278
— — осветительных 279
— — тяговых 180
Реакторы 197
Регулирование напряжения 199
Ремонт оборудования 312, 314
Светоотдача 60
Светильники 66, 71
Система электроснабжения 9, 11
— автоматизированного проектирования 282
Средневзвешенный коэффициент мощности 266

Средства личной защиты 325
Стержневой молниеотвод 195
Суммарная установленная мощность 260
Тариф на электроэнергию 306
Трансформатор измерительный 97
— вольтодобавочный 201
Термическая стойкость 273, 289
Телемеханические системы 214
Ток срабатывания защиты 186
Удельная нагрузка 257
Удельный технологический расход электроэнергии 299
Ускорение защиты до и после АПВ 209
Уставка защиты 186, 204
Установившийся ток короткого замыкания 273
Устройства распределительные 87
Учет электроэнергии 306
Ущерб от перерывов электроснабжения 248
Фотореле 82
Функция целевая 280
Центр нагрузки 262
Центральный распределительный пункт 13
Частотная разгрузка 210
Число часов использования максимума нагрузки 262
Чувствительность защиты 186
Экономическая плотность тока 273
Экономическое сечение проводов 273
Электрические сети 271
Электровозы 162
Электробаланс 303
Электропотребление 298
Электрооборудование
— экскаваторов 115, 132
— буровых станков 150
— водоотливных установок 156
— конвейерных установок 137
— компрессорных установок 158
— вспомогательных установок 159
— гидромеханических установок 148
Эффективное количество приемников 259
Ящики резисторов 127

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1. Внешнее электроснабжение открытых горных работ	9
1.1. Основные требования к схемам электроснабжения. Категории потребителей электроэнергии	9
1.2. Источники электроснабжения открытых горных работ	10
1.3. Выбор рациональной системы электроснабжения	11
1.4. Схемы внешнего электроснабжения карьеров	13
2. Вопросы безопасности при электрификации открытых горных работ	16
2.1. Особенности электрификации открытых горных работ	16
2.2. Опасности, связанные с применением электрической энергии	19
2.3. Режимы нейтрали электрических сетей карьеров	24
2.4. Контроль состояния изоляции электроустановок	30
2.5. Защитное отключение	39
2.6. Защитное заземление	49
3. Электрическое освещение	59
3.1. Общие сведения	59
3.2. Электрические источники света	60
3.3. Осветительные приборы	66
3.4. Системы и оборудование электрического освещения	70
3.5. Методы расчета электрического освещения	72
3.6. Автоматическое управление наружным освещением	81
4. Основные элементы электроснабжения открытых горных работ	83
4.1. Особенности электроснабжения карьеров	83
4.2. Оборудование и схемы главных понижающих подстанций	84
4.3. Комплектные распределительные устройства	87
4.4. Передвижные комплектные трансформаторные подстанции	90
4.5. Приключательные и распределительные пункты	95
4.6. Особенности воздушных и кабельных линий электропередачи на открытых горных разработках	99
5. Внутреннее электроснабжение открытых горных разработок	102
5.1. Общие сведения	102
5.2. Типовые схемы внутреннего электроснабжения карьеров и разрезов	103
5.3. Схемы электроснабжения вскрышных и добычных работ	106
5.4. Электроснабжение технологического комплекса, поверхности и внешних отвалов	109
5.5. Электрооборудование и электроснабжение дренажных шахт и выработок	111

12.4. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях	264
12.5. Выбор напряжений и конструктивного выполнения электрических сетей карьеров	266
12.6. Выбор схемы электроснабжения	270
12.7. Расчет воздушных и кабельных сетей на карьерах	271
12.8. Расчет сети для группы потребителей	278
12.9. Проектирование систем электроснабжения карьеров с применением ЭВМ	280
13. Основные энергетические показатели электрохозяйства карьеров	290
13.1. Общие сведения	290
13.2. Коэффициент мощности карьерных электроустановок	291
13.3. Компенсация реактивных нагрузок статическими конденсаторами	294
13.4. Электропотребление карьеров	298
13.5. Нормирование расхода электроэнергии. Электробаланс карьера	30
13.6. Учет и тарификация электроэнергии	306
13.7. Электровооруженность труда	311
14. Организация эксплуатации электрохозяйства карьеров	311
14.1. Управление эксплуатацией электрохозяйства	311
14.2. Техническое обслуживание карьерных электроустановок	316
14.3. Техника безопасности при техническом обслуживании и эксплуатации карьерных электроустановок	321
Список литературы	327

УЧЕБНИК

Сергей Андроникович Волотковский
Виталий Иванович Щуцкий
Николай Иванович Чеботаев и др.

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

Редактор издательства *Р. С. Яруллина*
Технический редактор *О. А. Колотвина*
Корректор *Л. В. Сметанина*

ИБ 6546

Сдано в набор 21.04.87. Подписано в печать 07.08.87. Т-16655. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага типографская № 1. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл.-печ. л. 21,0. Усл. кр.-отт. 21,0. Уч.-изд. л. 23,0. Тираж 7000 экз. Заказ 1078/761—6. Цена 1 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, д. 3.

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

**ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
ГОТОВИТ К ПЕЧАТИ
НОВЫЕ КНИГИ**

**КОГАН Э. Г.
СПОСОБЫ И СРЕДСТВА
ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ИСКРОБЕЗОПАСНОСТИ
РУДНИЧНОГО
ЭЛЕКТРООБОРУДО-
ВАНИЯ.
8 л., 40 к.**

Приведен анализ физических процессов, возникающих при воспламенении газовой смеси коммутационными электрическими разрядами. Описаны основные способы и средства обеспечения искробезопасности источников питания и реактивных нагрузок. Даны электрические схемы искробезопасности источников питания и искрогасящих шунтов для нагрузок, применяемых в цепях переменного и постоянного токов и даны примеры их расчетов. Изложены рекомендации по конструктивному оформлению узлов искрозащиты. На примерах серийно выпускаемой искробезопасной аппаратуры рассмотрены основные особенности ее изготовления и эксплуатации.

Для инженеров и техников, занимающихся исследованиями и разработкой искробезопасной аппаратуры, работников электромеханической службы шахт.
(План 1988, № 206)

**ПОЛИМЕРНЫЕ
КОМПОЗИЦИОННЫЕ
МАТЕРИАЛЫ
В ГОРНОМ ДЕЛЕ.
Манец И. Г.,
Кочергин Ю. С.,
Золочевский А. А.,
Веселовский Р. А.
15 л., 75 к.**

Изложена теория и приведены результаты практического применения полимерных клеев, компаундов, армированных пластиков при эксплуатации и ремонте стационарных установок, забойного и обогатительного оборудования на горнодобывающих предприятиях. Рассмотрено влияние шахтной среды и наполнителей на физико-механические свойства полимеров, деформирование и разрушение анизотропных композиционных материалов. Показаны пути совершенствования энерго- и ресурсосберегающей технологии применения полимерных материалов. Обобщен отечественный и зарубежный опыт создания, выбора и модернизации шахтных композитов.

Для инженерно-технических работников, за-

нимающихся созданием, эксплуатацией, ремонтом горно-шахтного оборудования.

(План 1988, № 208)

**СПРАВОЧНИК
ПО ЭЛЕКТРОУСТАНОВ-
КАМ УГОЛЬНЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ.**

ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

УГОЛЬНЫХ ШАХТ/

Под общей ред.

Дегтярева В. В.,

Серова В. И.

45 л., 2 р. 70 к.

Приведены действующие в настоящее время нормативные документы, которыми необходимо руководствоваться при проектировании и эксплуатации электроустановок добывающих угольных предприятий. Дано описание электрооборудования и электротехнических материалов для угольных шахт. Изложены общие сведения по устройству электроустановок предприятий угольной промышленности. Освещены вопросы проектирования и эксплуатации подземных электроустановок угольных шахт. Рассмотрены схемы подземного электроснабжения, рудничное электрооборудование и аппаратура, подземные подстанции и распределительные пункты.

Для инженерно-технических работников угольной и горнорудной промышленности, проектных и научно-исследовательских институтов.

(План 1988, № 221)

**СПРАВОЧНИК
ПО ЭЛЕКТРОУСТАНОВ-
КАМ УГОЛЬНЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ.**

**ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ
УГОЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ
И ОБОГАТИТЕЛЬНЫХ
ФАБРИК/**

Под общей ред.

Дегтярева В. В.

25 л., 1 р. 70 к.

Изложен обобщенный опыт проектирования и эксплуатации систем электроснабжения угольных разрезов и обогатительных фабрик. Рассмотрены: условия применения электроустановок и особенности внешнего и внутреннего электроснабжения разрезов и обогатительных фабрик; действующие, проектируемые и перспективные схемы электроснабжения горных работ с указанием области их применения. Даны методы расчета электрических нагрузок, токов к. з., заземляющих устройств и защитных средств. Приведены технические данные электрооборудования и электротехнических материалов.

Для специалистов, занимающихся проектированием и эксплуатацией электроустановок разрезов и обогатительных фабрик.

(План 1988, № 220)

РАЗГИЛЬДЕЕВ Г. И.,
КУРЕХИН В. В.
**ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ВАКУУМНЫХ
ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ ГОРНЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ.**
8 л., 40 к.

Описан принцип работы вакуумных дугогасительных камер (ВДК) и особенности конструкции вакуумных выключателей (ВВ). Приведены характеристики ВДК и ВВ различного назначения. Кратко изложены процессы в электрических сетях и токоприемниках при коммутации тока в ВДК, меры и средства по снижению перенапряжений. Основное внимание уделено применению ВВ на предприятиях горной промышленности. Рассмотрены методы монтажа и наладки ВВ, даны рекомендации по нормам испытаний при вводе их в работу и эксплуатации, а также периодичность технического обслуживания.

Для инженерно-технических работников электромеханических служб горных предприятий.
(План 1988, № 209)

ЦАПЕНКО Е. Ф.,
СЫЧЕВ Л. И.
**ШАХТНЫЕ КАБЕЛИ
И ЭЛЕКТРОБЕЗ-
ОПАСНОСТЬ СЕТЕЙ.**
3-е изд., перераб. и доп.
14 л., 70 к.

Приведены сведения о конструкции шахтных кабелей. Рассмотрены методы определения частичных емкостей кабелей различных конструкций. Даны уравнения, позволяющие определить в жилах заземления и управления кабеля наводимые э. д. с. и токи. Описаны методы расчета критических длин кабельной линии с точки зрения электробезопасности. В третьем издании (2-е изд.— 1978) разработана оптимальная конструкция шахтного гибкого кабеля. Уделено внимание защите кабеля при его повреждении. Описаны современные устройства защитного отключения и периодического контроля сети.

Для инженерно-технических работников, занимающихся разработкой безопасных систем электроснабжения шахт.
(План 1988, № 213)

*Интересующие Вас книги можно приобрести или заказать в магазинах книготорга, распространяющих научно-техническую литературу, и в магазинах—опорных пунктах издательства «Недра», адреса которых приведены в аннотированном плане выпуска литературы на 1988 г., а также через отделы «Книга — почтой»:
№ 115 — 117334. Москва, Ленинский проспект, 40
№ 17 — 199178. Ленинград, В. О., Средний пр., 61*

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»